

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии»

УДК 622.691.4.053:620.193:529.376

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Конан Эме Сезар		19.05.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков П.В.	Д.т.н, профессор		19.05.2017

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И. В.	К.э.н, доцент		19.05.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	К.т.н		19.05.2017

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коротченко Т.В.	К.ф.н., доцент		19.05.2017

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	Д.т.н, профессор		19.05.2017

Томск – 2017 г.

Планируемые результаты обучения магистрантов

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)

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

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О.Зав. Кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

На выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Конан Эме Сезар

Тема работы:

«Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 26.04.2016 г. №3208/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).</i>	Моделирование участка магистрального газопровода с коррозионным дефектом. Сырье: газ. Входные данные: Диаметр трубы Ду=1020 мм., толщина стенки= 12мм., температурный перепад=30°с, рабочее давление= 7,45 МПа, глубина залегания= 1 м, грунт: суглинок весом 19500 Н/м, тип трубы: прямошовная; тип изоляции: битумная, весьма усиленная;

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Выполнить обзор существующих работ по напряженно-деформированию состоянию газопроводов.</p> <p>Рассмотреть и проанализировать полученных данных из внутритрубной дефектоскопии. Исследовать компьютерную модель газопровода с дефектом в программном пакете Ansys Workbench.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., к.э.н., доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Н.В., к.т.н., инженер

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

1 Обзор литературы

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2016г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков Петр Владимирович	Д.т.н., проф.		05.09.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Конан Эме Сезар		05.09.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 106 с., 10 рис., 12 табл., 41 источника, 1 прил.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, коррозия, магистральный газопровод, массив грунта, метод конечных элементов, Ansys Workbench

Объектом исследования является магистральный газопровод диаметром 1020 мм.

Цель работы – моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода, подверженного коррозионному повреждению и определение максимально допустимых напряжений с помощью программы Ansys Workbench.

В процессе исследования проводились обзор существующих обзор существующих работ по напряженно-деформированию состоянию газопроводов. Рассмотреть и проанализировать полученных данных из внутритрубной дефектоскопии. Исследовать компьютерную модель газопровода с дефектом в программном пакете Ansys Workbench.

В результате исследования была выполнена компьютерная модель магистрального газопровода при коррозионном дефекте трубопровода в программном пакете Ansys Workbench, представлены расчеты нагрузок и напряжений в участке исследования. Результаты показывают что газопровод с такими напряжениями и деформациями можно эксплуатировать. Научная новизна работы заключается в попытке совместного расчета трубопровода и массива грунта для учета их взаимного влияния друг на друга, а значит, более достоверной оценки пригодности трубопровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: участок магистрального газопровода с коррозионным дефектом

Область применения: промысловые, технологические и магистральные трубопроводы, по которым транспортируется углеводородное сырьё в газовом состоянии.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	11
1.1 Виды коррозии.....	11
1.2 Напряженно-деформированное состояние металла трубопровода.....	12
1.3. Коррозионное растрескивание под напряжением.....	13
2 НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ	14
2.1 Классификация нагрузок и воздействий.....	14
2.2 Продольные и поперечные перемещения подземных газопроводов	18
2.3 Сопротивление массива грунта продольным и поперечным перемещениям трубопровода.....	20
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ «ПОДЗЕМНЫЙ ГАЗОПРОВОД – МАССИВ ГРУНТА»	
4 ДИАГНОСТИКИ И СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	21
4.1 Основные моменты при реализации диагностики	21
4.2 Современные Способы Реконструкции Подземных Газопроводов.....	23
5 ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СРЕДЫ ANSYS WORKBENCH	
6 РАЗДЕЛ «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»	30
6.1 Планирование научно – исследовательских работ	30
6.2 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	41
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	46
7.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	47

					<i>Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Конан Э. С.			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Бурков П.В.					6	106
Консульт.								
Зав. Каф.		Бурков П.В.						
						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		

7.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	51
7.3 Охрана окружающей среды	54
7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях (ЧС)	55
7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	58
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	61
ПРИЛОЖЕНИЕ А	65

*Моделирование напряженно-деформированного состояния
магистрального газопровода при коррозии*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Конан Э. С.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					7	106
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным газопроводам, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Связано это со сложными условиями работы конструкций, обусловленными повышением рабочих напряжений, расширением температурного интервала эксплуатации, работой конструкций в различных агрессивных средах.

Необходимость выполнения этого требования диктуется высоким уровнем затрат на строительство и ремонт трубопроводов, серьезными экологическими проблемами при авариях, ужесточением законодательных норм по охране окружающей среды.

Любые подземные трубопроводы, которые пролегают в почве подвергаются коррозии. Коррозией металлов называется постепенное разрушение их поверхности под химическим и электрохимическим воздействием окружающей среды. Внутренние поверхности стальных газопроводов могут подвергаться химической коррозии при недостаточной очистке газа от кислорода, влаги, сероводорода и других агрессивных компонентов.

В нормативных документах, определяющих порядок расчета подземных напорных трубопроводов: НТД Газпром СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», указывается требование совместного расчета трубопровода и массива грунта.

Данное требование правомерно, поскольку грунт для трубопровода является не только внешней нагрузкой, но и средой, в которой развиваются деформации линейного сооружения. В тоже время в нормативных документах нет указаний на то, как выполнять совместный расчет.

					Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии			
							106	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Конан Э. С.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					8	
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

Неопределенность в нормативной базе осложняется необходимостью корректного проведения нелинейного анализа. Внутренние усилия в трубопроводе нелинейно зависят от сопротивления окружающего его массива грунта. Действие осевого температурного перепада и внутреннего давления продукта приводят к возникновению продольно-поперечного изгиба.

Обозначенные проблемы служат причиной отказов в работе трубопроводов, причиняющих урон окружающей среде и приводящих к крупным денежным потерям.

Для преодоления перечисленных негативных факторов требуется проведение дополнительных исследований в области разработки методов расчета подземных трубопроводов.

Целью данной работы является:

Проведение совместного расчета трубопровода и массива грунта для учета их взаимного влияния друг на друга.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- получение знаний о принципе поведения системы «подземный газопровод-массив грунта», об основных видах дефектов магистральных газопроводов;
- ознакомление с современными методами реконструкции изношенных газопроводов;
- оценка данных полученных внутритрубным инспекционным прибором на исследуемом участке;
- получение точной информации о техническом состоянии исследуемого газопровода;
- постройка 3D модели участка газопровода с дефектом с помощью пакета программы Ansys Workbench;
- расчет нагрузок и напряжений в газопроводе.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Виды коррозии

Коррозией металлов называют самопроизвольное разрушение металлических материалов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с окружающей средой. Первопричиной коррозии является термодинамическая неустойчивость металлов в различных средах при данных внешних условиях. Разнообразие условий, сред, свойств и структуры материалов является причиной различных видов коррозии. По механизму протекания коррозионного процесса различают химическую и электрохимическую коррозию:

Химическая - вид разрушения, вызванный взаимодействием металла и коррозионной среды, при котором одновременно окисляется металл и происходит восстановление коррозионной среды;

Электрохимическая- процесс взаимодействия металла с коррозионной средой, при котором восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекает не одновременно с ионизацией атомов металла и от электродного потенциала металла зависят их скорости.

Виды коррозии по условиям протекания:

- **газовая** - коррозионное разрушение металла под воздействием газов при высоких температурах;
- **жидкостная** - вид коррозии металла в жидкой среде, который подразделяется на коррозию в электролитах и неэлектролитах;
- **почвенная** – разрушение металлов в грунтах и почвах;
- **коррозия под напряжением** - разрушение металла при одновременном воздействии агрессивной среды и механических напряжений;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии			
Разраб.		Конан Э. С.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					10	106
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

Местный вид коррозии бывает: пятнами, питтинговая, язвенная, сквозная, нитевидная, межкристаллитная, подповерхностная, ножевая, коррозионное растрескивание и коррозионная хрупкость.

1.2 Напряженно-деформированное состояние металла трубопровода

Трубы и детали трубопроводов во время эксплуатации испытывают силовое воздействие, приводящее к варьированию напряженного состояния материала [1,2].

Например, в местах переходов трубопроводов через водные преграды, дороги, в местах образования промылов и провисания трубопроводов, вблизи сочленения трубопроводов с агрегатами перекачивающих станций наиболее интенсивно проявляются изгибные напряжения. Воздействие механических внешних напряжений, возникающих в материале труб за счет изменения температуры, изгиба и т.д., совместно с внутренними рабочими напряжениями напрямую влияет на состояние материала.

Так как в настоящее время нет приборов, адаптированных к измерению напряжений в действующих трубопроводах, то до сих пор достоверно не оценена в ряде случаев причина отказов трубопроводов и роль в этом механических напряжений. Следовательно, контроль НДС необходим как одна из составляющих превентивных мер по борьбе с авариями на трубопроводах.

Согласно теории повреждений [3,4], вся совокупность явлений на микроуровне (кристаллов, зерен и т.д.) в процессе нагружения - тензоры деформаций и повреждений, определяющих состояние микрочастицы, являются однозначными функционалами функций напряжений.

Различия внутренних напряжений проявляются в характере их распределения по макро- и микрообъемам конструкции, а также в конкретных физико-химических и термомеханических факторах, вызывающих в материале необратимые процессы, такие как неоднородная пластическая деформация, фазовые превращения, диффузия и др. [5,6,7].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Известно несколько видов классификации остаточных напряжений. Наиболее широко используется классификация Н.Н. Давиденкова [8].

Кроме того, в нагруженной конструкции действуют внешние напряжения, которые в трубопроводах возникают от следующих нагрузок и воздействий:

- постоянных (статических) нагрузок и воздействий, к которым относятся собственный вес трубопровода, давление перекачиваемой среды, воздействие конструктивных напряжений, приобретенных на стадии строительства;
- временных (циклических) нагрузок, которые включают пульсацию давления перекачиваемой среды, температурные напряжения;
- случайных (особых) нагрузок и воздействий, включающих снеговые, ветровые нагрузки и нагрузки от обледенения, испытательные нагрузки, нагрузки, вызываемые временными неисправностями и нарушениями технологического процесса (например, смещением опор при надземной прокладке трубопровода).

1.3. Коррозионное растрескивание под напряжением

Коррозией под напряжением называется процесс разрушения металла, возникающий при совместном действии растягивающих напряжений и коррозионной среды. Коррозионное растрескивание под напряжением (обычно - коррозионное растрескивание) широко распространено и является наиболее опасным видом коррозии под напряжением [27,28,29,30].

Наличие в металле механических напряжений, независимо от того, являются ли они внутренними [31] или приложенными извне, влияет на коррозионное поведение металлов и сплавов. Во-первых, при этом нарушается сплошность пассивирующих пленок и ухудшаются их защитные свойства, во-вторых, металл получает дополнительную упругую энергию, что уменьшает его термодинамическую устойчивость.

Основными факторами, влияющими на процесс коррозионного растрескивания, являются растягивающие напряжения, коррозионная среда,

					Обзор литературы	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

состав и структура сплава, состояние его поверхности, длительность эксплуатации или испытаний, электрохимические условия [32,33].

Коррозионное растрескивание металлов и сплавов может идти в различных средах - как газовых (воздух, водяной пар), так и жидких (растворы электролитов, органические растворители, жидкие металлы, расплавленные соли). Обычно это средне - и малоагрессивные среды, которые вызывают у ненапряженного металла незначительную общую коррозию [34,35,36].

Большое значение имеет физическое состояние среды. При одной и той же температуре и одинаковых напряжениях аустенитная сталь подвержена значительно более быстрому растрескиванию при переменном воздействии воды и водяных паров, чем в условиях контакта с одной только газовой (пар) или жидкой (вода) фазой [37,38,39].

2 НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

2.1 Классификация нагрузок и воздействий

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального газопровода однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. Эти нагрузки изменяются в зависимости от характеристик окружающей среды, параметров перекачиваемого продукта и т. д. Для линейной части трубопроводов основными являются из нагрузок внутреннее давление, давление грунта, собственный вес труб и газа, а из воздействий – температуры, просадка и пучение грунта, давление оползающих грунтов [40].

Согласно СНиП 2.05.06—85* строительные нормы и правила [40] устанавливают два типа нагрузок, действующих на конструкции во время эксплуатации: постоянные и временные. Временные нагрузки, которые подразделяются на длительные, кратковременные и особые, отличаются от постоянных тем, что они в отдельные периоды эксплуатации могут отсутствовать.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Постоянные нагрузки : К постоянным нагрузкам и воздействиям относят те, которые действуют в течение срока строительства и эксплуатации трубопровода:

1. Собственный вес трубопровода, учитываемый в расчетах как вес единицы длины трубопровода:

$$q_{\text{тр}} = n \cdot \pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot \delta \cdot \gamma_{\text{ст}}, \quad (1)$$

(где n – коэффициент надёжности по нагрузке ($n = 1,1$);

$D_{\text{ср}}$ – средний диаметр трубопровода, м;

δ – толщина стенки труб, м;

$\gamma_{\text{ст}}$ – удельный вес стали, Н/м³.

2. Вес изоляционного покрытия и различных устройств, которые могут быть на трубопроводе. Для надземных трубопроводов ориентировочно можно принимать равным, примерно, 10% от собственного веса трубы. Точнее вес изоляционного покрытия определяют по формуле:

$$q_{\text{из}} = n \cdot \gamma_{\text{из}} \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\text{из}}^2 - D_{\text{н}}^2), \quad (2)$$

(где n – коэффициент надёжности по нагрузке ($n = 1,1$);

$\gamma_{\text{из}}$ – удельный вес материала изоляции, Н/м³;

$D_{\text{из}}$ и $D_{\text{н}}$ – соответственно диаметр изолированного трубопровода и его наружный диаметр, м.

3. Давление грунта на единицу длины трубопровода. Для практических расчётов можно определять по формуле:

$$q_{\text{гр}} = n \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{ср}} \cdot D_{\text{из}}, \quad (3)$$

(где n – коэффициент надёжности по нагрузке ($n = 1,2$);

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

$h_{\text{ср}}$ – средняя глубина заложения оси трубопровода, м;

$D_{\text{из}}$ – диаметр изолированного трубопровода, м.

4. Гидростатическое давление воды на единицу длины трубопровода, определяемое весом столба жидкости над подводным трубопроводом:

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$q_{гс} = n \cdot \gamma_{в} \cdot h \cdot D_{ф}, \quad (4)$$

(где n – коэффициент надёжности по нагрузке ($n = 1,0$);

$\gamma_{в}$ – удельный вес воды с учётом засоленности и наличия взвешенных частиц, Н/м³;

h – высота столба воды над рассматриваемой точкой, м;

$D_{ф}$ – диаметр изолированного и футерованного трубопровода, м.

5. Воздействие предварительного напряжения, создаваемое за счёт упругого изгиба при поворотах оси трубопровода

$$\sigma_{пр}^{из} = \pm \frac{E \cdot D_{н}}{2 \cdot \rho}, \quad (6)$$

(где $\sigma_{пр}^{из}$ – максимальное продольное напряжение в стенках трубы, обусловленное изгибом трубопровода, МПа;

E – модуль упругости ($E = 206000$ МПа);

$D_{н}$ – наружный диаметр трубопровода, м;

ρ – радиус изгиба оси трубопровода, м.

Длительные временные нагрузки : К длительным временным нагрузкам относят следующие виды:

1. Внутреннее давление, которое устанавливается проектом. Внутреннее давление создаёт в стенках трубопровода кольцевые и продольные напряжения.

Кольцевые напряжения определяют по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (7)$$

(где n – коэффициент перегрузки по внутреннему давлению ($n = 1,1; 1,15$);

P – нормативное значение внутреннего давления, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м;

δ – толщина стенки трубы, м.

Продольные напряжения в стенке трубы от внутреннего давления определяются по формуле

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$\sigma_{пр} = \mu \cdot \sigma_{кц} = \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (8)$$

(где μ – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона).

Для сталей $\mu = 0,26-0,33$, т.е. среднее значение $\mu = 0,3$.

2. Температурные воздействия, которые при невозможности деформаций вызывают в стенках трубопровода продольные напряжения

$$\sigma_{прт} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t, \quad (9)$$

(где α – коэффициент линейного расширения ($\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ 1/град);

E – модуль упругости, МПа;

$\Delta t = t_0 - t_{\phi}$, здесь t_0 – максимально или минимально возможная температура стенок трубы при эксплуатации; t_{ϕ} – наименьшая или наибольшая температура, при которой фиксируется расчётная схема трубопровода (укладка трубы в траншею или на опоры).

Кратковременные нагрузки : Нагрузки, возникающие при изготовлении, хранении и перевозке конструкций, а также при возведении сооружений, следует учитывать в расчетах как кратковременные нагрузки. К кратковременным нагрузкам в период эксплуатации следует относить:

а) нагрузки от оборудования, возникающие в пускоостановочном, переходном и испытательном режимах, а также при его перестановке или замене;

б) вес людей, ремонтных материалов в зонах обслуживания и ремонта оборудования;

в) снеговая нагрузка, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$q_{сн} = n \cdot \mu \cdot S_0 \cdot D_{из}, \quad (10)$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке ($n = 1,4$);

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на трубопровод ($\mu = 0,4$);

S_0 – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли;

$D_{из}$ – диаметр изолированного трубопровода, м.

					Обзор литературы	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Продольные и поперечные перемещения подземных газопроводов

Под действием собственного веса трубопровода, вспомогательного оборудования, развитием инженерно-геодинамических процессов (просадки лессовых грунтов, образования карстов и т.д.) подземный газопровод перемещается поперечно по направлению вниз (рис. 1.1).

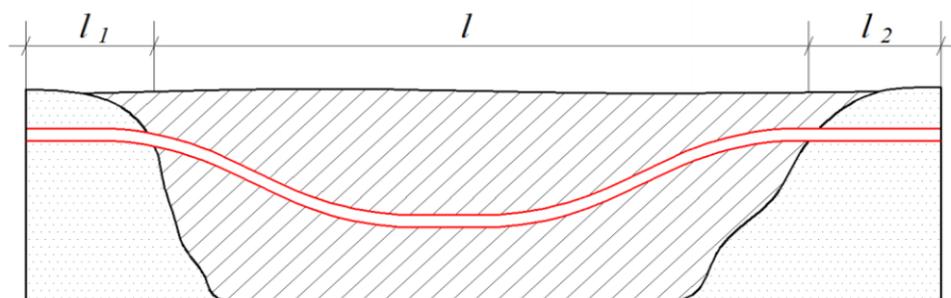


Рис. 1.1 Образование типичной осадки

Под действием сжимающей продольной силы (выпучивание) и силы Архимеда на обводненных участках (всплытие) подземный газопровод испытывается поперечными перемещениями по направлению вверх. Вертикальное выпучивание трубы обусловлено сжимающей продольной силой, вызванной продольным удлинением участков трубопровода с большей продольной жесткостью (рис. 1.2). Продольная жесткость трубопровода – состояние трубопровода, при котором продольные деформации любого сечения трубопровода отсутствуют, при этом: $du/dx = 0$.

Как только продольная сила преодолевает критического значения, образуется упруго-искривленная форма на участке λ со стрелкой прогиба f_0 . Величина прогиба зависит от последующего изменения продольной силы, т.е. зависит от давления и температуры транспортируемой продукции. Другими словами, при увеличении сжимающей силы P наблюдается поперечное вертикальное перемещение трубопровода в сторону увеличения начальной стрелки прогиба f_0 на величину $\Delta f > 0$ (рис. 1.2).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

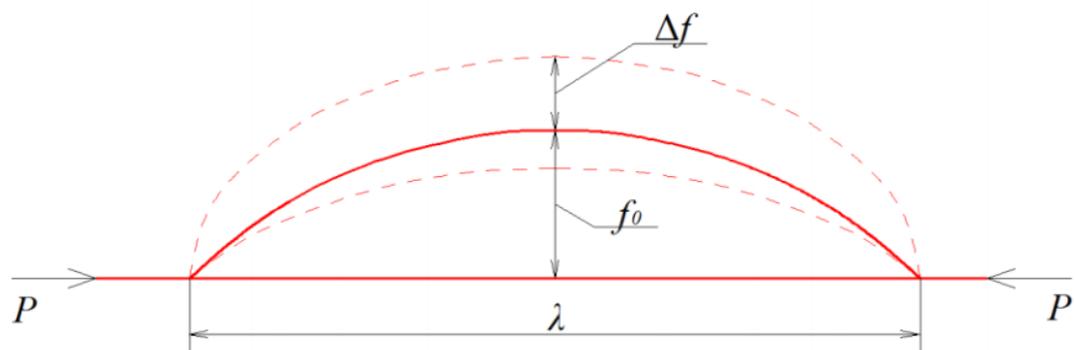


Рис.1.2 Образование упруго-искривленной формы линейной части МГ

В случае трубопроводы лежат в водонасыщенных грунтах или при оттаивании мерзлых грунтов они имеют положительной плавучесть, они также испытываются поперечными вертикальными перемещениями – происходит всплытие трубопровода под действием силы Архимеда.

Поперечные горизонтальные перемещения вызываются продольным усилием в стенке трубопровода, т.е. искривлением трубопровода в плане – горизонтальное выпучивание в результате развития оползневых процессов (рис. 1.3).

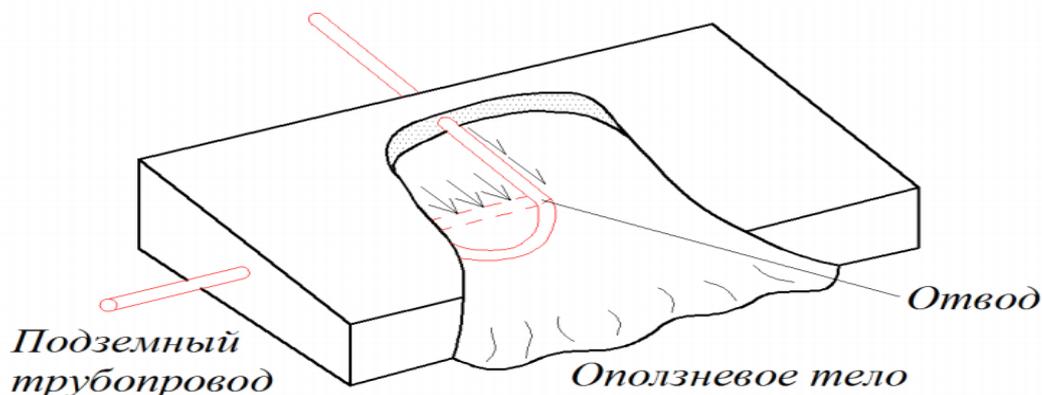


Рис. 1.3 Изображение поперечных горизонтальных перемещений

Продольные перемещения трубопровода наблюдаются в случае изменения температурного перепада и внутреннего давления продукта – газа.

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

2.3 Сопротивление массива грунта продольным и поперечным перемещениям трубопровода

Подземные магистральные газопроводы – высокоэнергонасыщенное сооружение линейной формы, особенностью которых является то, что массив грунта для них представляет собой не только нагрузку, но и среду, в которой развиваются деформации сооружения. Массив грунта непрерывно оказывает сопротивление перемещениям трубопровода. Однако жесткость стали (при модуле упругости $E = 206000$ МПа) на много выше жесткости массива грунта (при модуле $E = 0,5-50$ МПа), свидетельствует о ограниченной способности массива грунта к сопротивлению перемещениям трубопровода.

До сегодняшнего времени накапливается значительное количество экспериментальных исследований сопротивления массива грунта перемещениям подземного трубопровода. Экспериментальные материалы по исследованию сопротивления массива грунта перемещениям трубопровода приведены в работах А.Б. Айнбиндера (1991), П.П. Бородавкин (2003), Э.М. Ясина, В.И. Черникина (1967) и других работах.

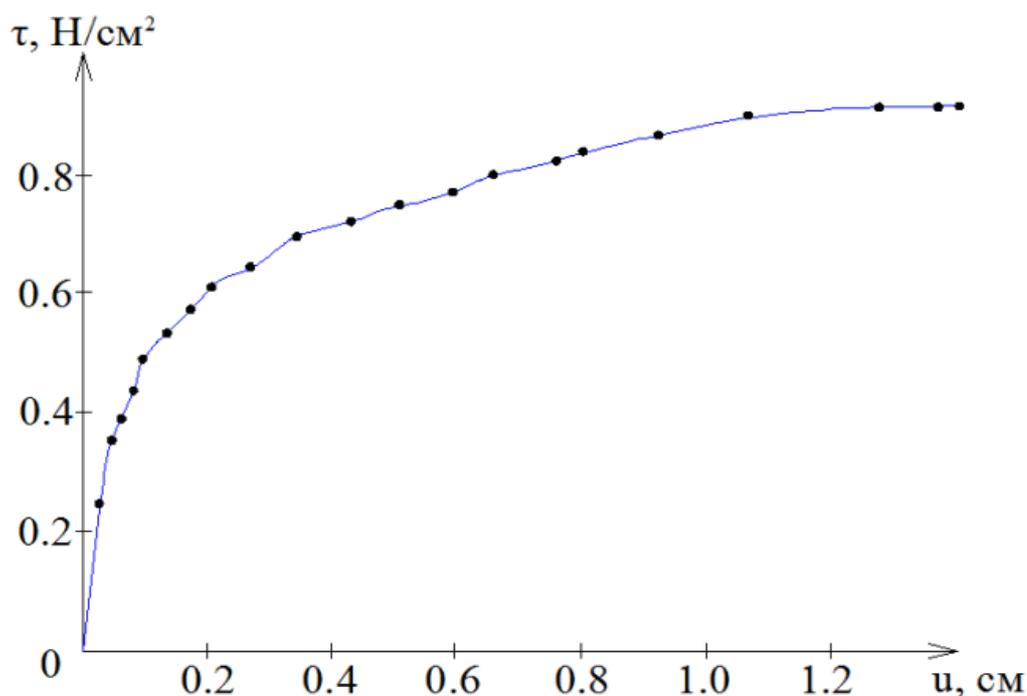


Рис. 1.4. Зависимость сопротивления песчаного грунта от продольных перемещений трубопровода диаметром 529 мм с высотой засыпки 1,2 м.

4 ДИАГНОСТИКИ И СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

4.1 Основные моменты при реализации диагностики

Система трубопроводного транспорта России обладает рядом особенностей, обусловленных условиями эксплуатации, проектирования и исследования газопроводов. Для обеспечения полноценной работы магистральных и промысловых трубопроводов необходимо решить проблему оценки их работоспособности, а также повысить надежность их работы. Для реализации данного решения должна быть проведена диагностика технического состояния трубопроводов.

В ходе диагностики выполняется следующее:

- анализ степени опасности и классификация дефектов;
- решение задачи о несущей способности трубопровода с дефектом на основе нормативных материалов и специальных методик, основанных на механике деформируемого тела и разрушения;
- получение результатов о диагностическом уровне напряжений и деформаций в опасном участке, принятие решений о работоспособности трубопровода при наличии дефекта, исходя из всей совокупной информации.

Современные дефектоскопы отвечают в большей мере требованиям к определению формы и размеров дефектов. Особенность заключается в том, что они позволяют обнаружить дефекты с наименьшими размерами, определить наименьшее расстояние между двумя соседними минимальными выявляемыми дефектами, а также с меньшей вероятностью пропуска деталей с явными дефектами или необоснованной браковкой годных деталей.

Внутритрубной диагностикой выявляются следующие виды дефекты стенки трубы:

- 1) производственные дефекты: закаты, расслоения и дефекты продольных сварных стыков.

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2) эксплуатационные дефекты: внутренняя и внешняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок.

3) строительные дефекты: риски, вмятины, гофры и дефекты кольцевых стыков.

4-Х УРОВНЕВАЯ СХЕМА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

1) обнаружение дефектов геометрии (при уменьшении проходного сечения трубопровода): вмятины, гофры, овальность сечения, выступающие внутрь трубы элементы;

2) выявление дефектов типа потери металла (при уменьшение толщины стенки трубопровода): коррозионные язвы, царапины, вырывы металла, расслоения и посторонние включения в стенке трубы;

3) поперечные трещины в теле трубы и кольцевых сварных швах;

4) продольные трещины в теле трубы и продольных сварных швах.

Первый уровень диагностики: обнаружение дефектов геометрии. Применяется скребок-калибр для определения минимального проходного сечения обследуемого участка трубопровода (70 % от внутреннего диаметра трубопровода). Потом пропуском снаряда-профилемера определяются дефекты геометрии а также особенности положения трубопровода (радиусы и кривизны углов поворота трубопровода в плане и в профиле).

Второй уровень: выявляют дефекты типа потери металла при использовании снаряда-дефектоскопа с радиально установленными в плоскости поперечного сечения трубы датчиками. При обнаружении наружной коррозии, уменьшается время прохождения сигнала в стенке трубы, что дает непосредственно количественную меру потери металла. При обнаружении внутренней коррозии, увеличивается время прохождения сигнала.

Третий уровень: выявляют поперечные трещины и трещиноподобные дефекты в кольцевых сварных швах с использованием магнитного снаряда-дефектоскопа (MFL), пропуская продольные трещины. Во время когда двигается снаряда система, намагничивает участок трубы из постоянных магнитов.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Четвертый уровень: выявление продольных трещин в стенке трубы, трещин и трещиноподобных дефектов в сварных швах с применением комплекса технических средств в составе снаряда-дефектоскопа с наклонно расположенными в плоскости поперечного сечения трубы датчиками.

4.2 Современные Способы Реконструкции Подземных Газопроводов

Любая сложная техническая система требует не только грамотного проектирования и соблюдения всех технологических параметров при строительстве, но и последующего обслуживания. А таким масштабным сооружениям, как газопроводы, со временем подвергаются естественному старению, после отработки амортизационного срока эксплуатации становятся малопригодными или совсем непригодными для дальнейшей работы, что влекут за собой постепенные потери напора, снижение пропускной способности газопровода, ухудшение физико-химических свойств транспортируемого газа, а также значительное количество аварий. В результате, не только приводится к большим экологическим, материальным ущербам, вредит здоровью людей, но и поставит под угрозой жизни того кто находится вблизи прорыва.

Можно достигнуть обеспечение эффективной и надежной работы магистральных газопроводов проводя капитальный ремонт и реконструкцию. Все-таки капитальный ремонт рассматривается как альтернативная стратегия для продления ресурса оборудования с поддержанием проектного технического состояния и технико-экономических показателей объектов. Реконструкцию, которую проводят на основе современных технических решений, которые разработали с учетом последних достижений науки и техники. Это позволяет достигнуть улучшение технико-экономических показателей магистрального газопровода, и одновременно решаются такие социально значимые проблемы, как улучшение условий труда и охрана окружающей среды.

Согласно с СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» основные направления или

					Обзор литературы	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

задачи реконструкции объектов газотранспортной системы заключаются в обеспечении планируемых потоков газа по газопроводу, повышении промышленной безопасности транспорта газа, а также экологической безопасности транспорта газа и экономической эффективности.

Реконструкция действующего изношенного газопровода проводится можно двумя способами: траншейным (открытым) и бестраншейным (закрытым). Открытый способ, при котором требуется разрытие траншеи, считается самым неэкологичным и трудоемким методом реконструкции, это объясняется ряд его недостатков: основная доля затрат в структуре себестоимости работ приходится на большой объем земляных работ, большое количество рабочей силы, длительные сроки строительства и транспортные перевозки. Кроме того, к недостаткам этого традиционного способа относятся также тяжелое воздействие на окружающую среду и создание серьезных неудобств людям. Наконец, в ряде случаев закрытие улиц и дорог невозможно из-за интенсивного движения.

В последние десятилетия появилась новая перспективная технология под названием бестраншейные методы реконструкции длительно эксплуатируемых подземных трубопроводов. Бестраншейный метод является в этом случае самым приемлемым, надежным, технологичным и экономичным способом, обеспечивающим наиболее эффективный результат в условиях ограниченного пространства, интенсивного транспортного потока и высокой плотности проложенных подземных коммуникаций. Кроме того, бестраншейный метод реконструкции подземного трубопровода обладает другими преимуществами:

- наименьший экологический ущерб природе и окружающей среде;
- меньшая вероятность повреждения подземных кабелей и других коммуникаций;
- меньшие неудобства для местного населения;
- исключение работ по разработке подводных траншей, их засыпке;
- сохранение естественного ландшафта и многое другое.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

В общем случае в зависимости от ограничения по площади реконструкции можно классифицировать бестраншейные методы реконструкции на две группы: к первой относятся методы, проводимые в случае когда возможно строить дополнительные нитки (новый газопровод или новые) в коридоре существующего газопровода с помощью технологии бестраншейной прокладки, а ко второй – в стесненных условиях проводят реконструкцию в месте старого изношенного газопровода.

В состав первой группы бестраншейной технологии реконструкции входят следующие методы: прокол, продавливание, микротоннелирование и наклонно-горизонтальное бурение. Закрытая прокладка трубопроводов кожухов (футляров) выполняется в основном способами прокола, продавливания, горизонтального бурения, а для прокладки коллекторов и тоннелей применяют щитовой способ.

Прокол: больше подходит для прокладки труб малых и средних диаметров от 50 до 530 мм на длину 80 м со скоростью 3-6 м/ч. Наилучшие грунтовые условия применения данного способа – в глинистых и суглинистых (связных) грунтах нормальной влажности, не содержащих твердых включений. Необходимые усилия зависят от характера грунта, диаметра и длины прокладываемой трубы и колеблются в пределах от 150 до 2500 кН. Наиболее часто применяются нажимные насосно-домкратные установки в качестве продавливающих и тяговых средств. Главное преимущество заключается в том, что прокладка труб при помощи конусных наконечников в массиве грунта уменьшает сопротивления, возникающие при деформации грунта, а также снижает силы трения.

Способ продавливания характеризуется извлечением из трубы грунтовой пробки или керна, можно применять практически в любых грунтах I–IV групп, он пригоден для труб диаметром 800–1720 мм при длине прокладки до 100 м. Необходимым усилием вдавливания 4500 кН и при этом скорость проходки достигается 1,5 м/ч. Ограничения к применению данного способа

					Обзор литературы	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

заканчиваются в том что плавучие грунты не способствуют продавливание. Разработка грунта осуществляется ручным или механическим способом.

Микротоннелирование применяется когда необходимости устройства переходов трубопроводов, коллекторов и тоннелей значительных диаметров и длины. На подготовительном периоде разрабатываются два котлована (стартовый и приемный). Расстояние между стартовой и приемной шахтами составляет от 50 до 500 м. При длине проходки свыше 200 метров используется промежуточная домкратная станция. Разработка грунта производится режущим инструментом проходческого щита. Грунт перемешивается с водой (или бентонитовым раствором), которая подается в забой по подводящим линиям, а по отводящим линиям полученная взвесь попадает в отстойник, который находится у стартового котлована. По сравнению с другими методами, этот метод оказывается относительно дорогостоящим. В качестве примера рассмотрим сегодняшние данные у компании «ДВН-Строй»: работы микротоннелепроходческим оборудованием фирмы Herrenknecht AVN 1000 и AVN 2000 со стоимостью прокладки соответственно 36 тыс. и 120 тыс. рублей за 1 метра трубы, а цена за 1 метр прокладки методом ГНБ для трубопроводов диаметром 800 мм состоит 28 тыс. рублей, значит почти в 1,5 раз больше.

Горизонтально-направленное бурение отличается прокладкой трубопроводов по любой траектории. Этот способ обеспечивает прокладку подземных переходов трубопроводов диаметром до 1420 мм на расстояние до 2 км. Однако при наличии грунтовых вод способ не применяется т.к. недостаточно эффективен в обводненных и сыпучих грунтах.

Вторая группа бестраншейной технологии реконструкции считается более современной и эффективнее. В настоящее время наиболее популярными методами реконструкции изношенных подземных газопроводов являются следующие:

1. Метод «труба в трубу без разрушения существующей трубы» – протаскивания во внутреннюю полость реконструируемого трубопровода новой плети из полиэтилена.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

2. Технология санации труб – Метод «труба в трубу — с разрушением» с последующей прокладкой нового полиэтиленовой плети большего диаметра (до 1500 мм).

3. Метод формирования трубы из быстротвердеющего чулка (санирование труб по технологии «Феникс») – облицовка очищенной внутренней поверхности газопроводов с рабочим давлением до 1,2 МПа синтетическим тканевым шлангом на специальном двухкомпонентном клее.

4. Метод нанесения нового покрытия на внутренней поверхности реконструируемого газопровода (цементно-песчаных покрытий) с толщиной 4-16 мм в зависимости от диаметра трубопровода. Диапазон наружных диаметров трубопровода от 150 до 2000 мм. Данный метод целесообразен при повреждении в виде средней коррозии внутренней поверхности труб и абразивного износа и не принимается при раскрытых стыках труб, смещении труб в стыках и деформации секций труб. Имеется ряд преимуществ: простота, сравнительно низкая стоимость (около 30% стоимости нового нитка), прекращение коррозии внутренней поверхности трубопровода и снижение гидравлического сопротивления.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

Во-первых, решение о выводе подземного газопровода в реконструкцию принимается только после проведения комплексной меры по диагностированию его технического состояния, при определенной степени снижения производительности газопровода по сравнению с проектом или за прошедшие годы, а также в случае, когда его эксплуатация экономически нецелесообразна.

Во-вторых, если приходится проводить реконструкцию, то должны стремиться к максимальному применению бестраншейных технологий при восстановлении и замене выходящих из строя подземных трубопроводов с целью обеспечения возрастающих современных технологических, экономических и экологических требований. Выбор бестраншейного способа реконструкции малонадежных изношенных газопроводов в основном зависит от

					Обзор литературы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

диаметра и длины трубопровода, характера и гидрогеологических условий разрабатываемых грунтов и давления в газопроводе. Выбор способа также зависит от наличия в строительных организациях соответствующих агрегатов, установок и оборудования с целью снижения затрат.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ
РАБОТ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА
С КОРРОЗИОННЫМ ДЕФЕКТОМ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Конан Эме Сезар

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых и человеческих ресурсов научного исследования при транспортировке нефти и газа
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Приказ ФАС России от 30.01.2017 Федеральной антимонопольной службы "Методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам "
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016 г. №55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка капитальных вложений при проведении научных исследовательских работ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Разработка график проведенных работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности применения технологии предварительного подогрева нефти.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p><i>Таблицы: 1. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей; 2. Временные показатели проведения научного исследования; 3. Календарный план-график проведения НИОКР по теме; 4. Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ 5. Баланс рабочего времени; 6. Расчёт основной заработной платы руководителя; 7. Отчисления во внебюджетные фонды; 8. Расчет бюджета затрат НИИ; 9. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта; 10. Сравнительная эффективность разработки</i></p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.04.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	К.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Конан Эме Сезар		

6 РАЗДЕЛ «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

В данном разделе произведен расчет стоимости научных исследовательских работ для моделирования участка магистрального газопровода с коррозионным дефектом.

6.1 Планирование научно – исследовательских работ

6.1.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят бакалавр, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) ВКР. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 1.

					<i>Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Конан Э. С.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков П.В.					49	106
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

Таблица 1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	4	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, бакалавр
	5	Проведение патентных исследований	бакалавр
Теоретические исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	бакалавр
	7	Проведение компьютерного моделирования	бакалавр
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, дипломник
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, бакалавр
<i>Проведение ОКР</i>			
Оформление отчета по НИР	10	Оформление отчета	бакалавр

6.1.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко– днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется формула:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i – ой работы чел. – дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i – ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i – ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел. – дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.1.3. Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

где T_{ki} – продолжительность выполнения i – й работы в календарных днях;
 T_{pi} – продолжительность выполнения i – й работы в рабочих днях;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48.$$

Все рассчитанные значения указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнитель и	Длит-ть работ в рабочих днях T_{pi}	Длит-ть работ в календарных днях T_{ki}
	t_{mini} чел-дни	t_{maxi} чел-дни	$t_{\text{ожи}}$ чел-дни			
Выбор направления исследований	1	3	2	Руководитель	2	3
Составление и утверждение технического задания	1	4	3	Руководитель	3	4
Календарное планирование работ по теме	1	4	3	Руководитель	3	4
Подбор и изучение материалов по теме	20	60	36	Руководитель, бакалавр	36	53
Проведение патентных исследований	3	16	9	бакалавр	9	13
Проведение теоретических расчетов и обоснований	2	12	6	бакалавр	6	9

Проведение компьютерного моделирования	1	4	3	бакалавр	2	3
Оценка эффективности полученных результатов	1	3	2	Руководитель , бакалавр	1	2
Определение целесообразности проведения ОКР	1	4	3	Руководитель , бакалавр	2	3
Оформление отчета	2	12	6	Бакалавр	6	9

На основе табл. 2 построен календарный план-график (табл.3) по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

Таблица 3 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T _{кi} кал. · дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февр		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Выбор направления исследований	Руководитель	3	▨													
2	Составление ТЗ	Руководитель	4	▨													
3	Планирование работ	Руководитель	4	▨													
4	Подбор, изучение материалов	Руководитель, бакалавр	53		▨												
5	Проведение патентных исследований	бакалавр	13							■							
6	Проведение теоретических расчетов	бакалавр	9								■						
7	Проведение компьютерного моделирования	бакалавр	3										■				
8	Оценка эффективности результатов	Руководитель, бакалавр	2											▨			
9	Определение целесообразности проведения	Руководитель, бакалавр	3												▨		
10	Оформление отчета	бакалавр	9													■	



– руководитель



– бакалавр

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

6.1.4. Бюджет научно – технического исследования (НТИ)

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);

6.1.4.1. Расчет материальных затрат НТИ

Т.к. для выполнения данной ВКР не требуется материальных затрат на исходное сырье, то для такой статьи затрат, как содержание, ремонт и эксплуатация оборудования.

6.1.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования. При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 4.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

*Таблица 4 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования
для научных работ*

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования		Цена единицы оборудования с НДС, тыс. руб.		Общая стоимость оборудования, тыс. руб.	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Компьютер	1	1	30,0	40,0	30,0	40,0
Доставка, монтаж	1	1	4,0	4,0	4,0	4,0
Многофункциональное устройство (принтер, сканер, копир)	1	1	6,0	8,0	6,0	8,0
Содержание, ремонт и эксплуатация	2	2	8,0	8,0	8,0	8,0
Итого:					48,0	60,0

6.1.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

					Финансовый менеджмент	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле: $Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно – техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 5).

Таблица 5 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени		Руководитель
Календарное число дней		365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни		104
- праздничные дни		14

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Потери рабочего времени	
- отпуск	24
- невыходы по болезни	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	223

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,15 (т.е. 15% от Z_{tc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15 – 20 % от Z_{tc});

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата Z_{tc} находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 6.

Таблица 6 – Расчёт основной заработной платы руководителя

Исполнение	Разряд	k_t	Z_{tc} , руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
1	14	2,813	1687,8	0,3	0,2	1,3	3291,2	147,8	47	6946,6

Тогда общая заработная плата руководителя от предприятия с учетом премии и дополнительной заработной платы составит для руководителя:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + \text{премия} = 6946,6 + 0,2 \cdot 6946,6 + 0,2 \cdot 1687,8 = 8673,48 \text{ рублей.}$$

6.1.4.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные страховые взносы в Пенсионный фонд России, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования по установленным законодательством Российской Федерации нормам от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2015 г. в соответствии с Федеральным законом установлен размер страховых взносов равный 20%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	6946,6	1389,32
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,2	
Итого: 1667,184		

6.1.4.5. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

6.1.4.6 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно – исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно – технической продукции. Определение бюджета затрат на научно – исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп.1	Исп.2
Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	48000	60000
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	6946,6	6946,6

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	1389,32	1389,32
Отчисления во внебюджетные фонды	1667,184	1667,184
Накладные расходы	9280,5	11200,5
Бюджет затрат НТИ	67283,6	81203,6

6.2 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета, с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{ri} – стоимость i – го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно- исследовательского проекта.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i – го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i – го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i – го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы 9.

Таблица 9 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
Способствует росту производительности труда пользователя	0,20	5	5
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	5

Качество продукта	0,30	4	5
Стадийность	0,15	5	5
Длительность производственного цикла	0,20	4	5
Итого	1,00		

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,20 = 4,35;$$

$$I_{p-исп2} = 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,20 = 5.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{исп.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 10 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,829	1,000
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,35	5
Интегральный показатель эффективности	5,25	5
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,05	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Конан Эме Сезар

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Места проведения работ – камеры запуска и приема очистных устройств ведутся работы по обслуживанию линейной части магистрального газопровода. Условия – открытое помещение.. Работы ведутся в теплое и холодное время года.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве подводного трубопровода траншейным и бестраншейным методами.

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве подводного трубопровода траншейным и бестраншейным методами.

Вредные факторы :превышение уровня шума, повышенная загазованность воздуха, недостаточная освещенность, монотонный режим работы, отклонение показателей микроклимата в помещении.

Опасные факторы: поражение электрическим током, повышенная температура поверхности оборудования, пожаровзрывоопасность.

2. Экологическая безопасность:

Воздействия на окружающую среду: атмосферу (природный газ, оксиды углерода, сернистые соединения, сероводород, меркаптаны, диоксид серы, оксид азота NO2), гидросферу (сточные воды), литосферу (разлив турбинного топлива, метанола, органических кислот, ПАВ, смазочных компрессорных масел).

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

Перечень возможных ЧС: стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры); социального характера (террористический акт); техногенного характера (производственная авария).

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

MP 2.2.7.2129-06 « Режим труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»

РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»

РД 39-132- 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»

Снип 23-05 -95 «Естественное и искусственное освещение»

ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

	<p><i>ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность. Общие требования» ФЗ от 28.12.13 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст.147 ТК РФ и ст.117 ТК РФ ФЗ от 28.12.2013 № 421-ФЗ «О рабочем времени», ст.94 ТК РФ</i></p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.05.17
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Наталья Викторовна	К.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Конан Эме Сезар		

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Внутритрубная инспекция (дефектоскопия): современный метод обследования технического состояния труб (обнаружения дефектов и измерения их геометрических параметров), а также применяется для очистки внутри трубопровода, основанный на пропуске инспекционных устройств или снарядов (дефектоскопов), движущихся в полости трубопровода за счет давления продукта (газа).

В самый начальный участок магистрального трубопровода монтируют узел пуска снарядов, на последнем участке - узел их приема, а на промежуточных пунктах - совмещённые узлы приема и запуска.

В состав *пускового узла* входят такие устройства, как: система контроля и управления процессом запуска поршня, площадка хранения дефектоскопы, устройство для запасовки дефектоскопов в пусковую камеру, камера пуска очистных поршней, которая подключается с помощью запорного устройства к основной магистрали, с технической обвязкой.

Приёмный узел содержит: устройство для выемки дефектоскопа из приёмной камеры, систему контроля и управления процессом приема очистных дефектоскопов, площадку для хранения использованных очистных дефектоскопов, камеру для приема дефектоскопов, которая подключается через запорное устройство к основной магистрали, с технической обвязкой, технологические трубопроводы и дренаж - ёмкость для приёма загрязненного конденсата.

В процессе проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода ключевую роль играют камеры запуска и приема очистных устройств, где существует вероятность проявления вредных и опасных факторов, негативного воздействия на окружающую природную среду и ЧС.

					<i>Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Конан Э. С.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков П.В.					65	106
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

Целью выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – камеры запуска и приема очистных устройств. Условия – открытое помещение.

7.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

7.1.1 Вредные вещества

Вредными являются вещества, которые при контакте с организмом человека могут вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами, как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколений (ГОСТ 12.1.007).

Вредные вещества способны проникать в организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт или кожные покровы.

Проникновение вредных веществ через органы дыхания наиболее опасно в связи с тем, что слизистые оболочки полости рта, носа и глотки обладают большой всасывающей способностью.

В результате воздействия вредных веществ на организм человека могут произойти *острые* или *хронические отравления*. Острые отравления возникают при кратковременном воздействии на организм человека высоких концентраций вредных веществ, а хронические – в результате постепенного продолжительного действия веществ, поступающих в организм в небольших дозах.

Для всех вредных веществ, известных в настоящее время, установлена максимальная концентрация, при которой не происходит ни какого вредного воздействия на организм человека, такая концентрация называется предельно-допустимой концентрацией (ПДК).

ПДК – это концентрация, которая при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 часов или при другой продолжительности, но не более

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

40 часов в неделю, в течение всего рабочего стажа не может вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

- Природные углеводородные газы по токсикологической характеристике относятся к веществам 4 класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76*, не оказывают токсикологического действия на организм человека, но при концентрациях, снижающих содержание кислорода в атмосфере до 15-16 %, вызывают удушье.
- Предельно допустимая концентрация (ПДК) углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны 300 мг/м³ в пересчете на углерод по ГОСТ 12.1.005-88.
- Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе рабочей зоны в смеси с углеводородными газами 3 мг/м³.

Углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, а также оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Камеры запуска и приема очистных устройств является наиболее опасным объектом, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество токсичных газов, к которым относятся легких углеводородов, сероводорода и др. Основными источниками их выделения являются:

- Необходимо провентилировать камеру для запасовки снарядов (в течение не менее 15 минут, при этом загазованность в зоне работ не должна превышать 1 %).

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

- Необходимо открыть концевой затвор.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания.
3. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
4. Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

7.1.2 Производственный шум

Шумы в узлах пуска и приема снарядов проявляются в процессах выемки дефектоскопа из приёмной камеры и запасовки дефектоскопов в пусковую камеру. Однако эти шумы оказывают незначительные и краткие влияния на организм человека, поскольку процессы пуска и приема снарядов не займут много времени и уровень шума не высок благодаря развитию технологии.

Шум оказывает влияние на весь организм человека. Шум с уровнем звукового давления до 30-35дБ привычен для человека и не беспокоит его. Повышение этого до 40-75 дБ в условиях среды обитания создает значительную нагрузку на нервную систему, вызывая ухудшение самочувствия и при длительном действии может быть причиной неврозов. Воздействие шума с уровнем свыше 75 дБ может привести к потере слуха – профессиональной тугоухости. При действии шума высоких уровней (более 140 дБ) возможен разрыв барабанных перепонок, контузия, а при еще более высоких (более 160 дБ) и смерть.

В общем случае, согласно ГОСТ 12.1.003-83 для снижения уровня шума применяются следующие меры:

1. Применение средств коллективной защиты: как можно больше изолируется источник шума от других административных и

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

производственных помещений: находятся далеко друг от друга и (или) стены выполняются из звукоизолирующего материала. Например, из металло-полиуретанового пенопласта.

2. Уменьшение времени обслуживающий персонал находится в зоне воздействия путем применения дистанционного управления.

3. Применение средств индивидуальной защиты. Широкое распространение нашли наушники, которые способны снижать уровень шума на 7 - 47 дБ. При недостаточности акустических характеристик наушников, применяют звукоизолирующие шлемы.

7.1.3 Метеорологические условия в рабочем помещении

К метеорологическим условиям производственной среды относятся: относительная влажность, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей. Все эти условия оказывают влияние на здоровье и самочувствие человека, на его функциональную деятельность. Различные их сочетания позволяют добиться благоприятных условий для работы человека. Например, при повышенной температуре в помещении следует увеличить скорость движения воздуха. Однако неправильное сочетание может принести вред. Например, если повысить влажность воздуха, то это только усугубит действие как пониженной, так и повышенной температуры в помещении.

Для снижения степени воздействия метеорологических условий применяют *спецодежду и спецобувь*, которая отличается в зависимости от сезона и вида работы.

7.1.4 Освещенность

Неправильно выбранное освещение значительно усложняет работу обслуживающего персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к травмированию. При недостаточном освещении будет невозможно контролировать опасные зоны, при чрезмерном освещении произойдет слепящее действие.

При работе с внутритрубными снарядами на узлах пуска и приема в

					Социальная ответственность	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ночное время освещенность рабочих мест осуществляется искусственным освещением должно соответствовать санитарным нормам СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.

7.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

7.2.1 Механическое воздействие

При подъеме оборудования для запасовки в пусковую камеру и выемки дефектоскопа из приёмной камеры выемки снаряда из камеры, все оборудования очень тяжелые и могут привести к механическому воздействию на организм человека. Следует уделить необходимое особое внимание, соблюдать правила безопасности при осуществлении этих процессов. Кроме того, в процессе пропуска внутритрубных снарядов запрещается присутствие у узлов пуска/приема посторонних лиц, непосредственно не участвующих в проведении работ, а также запрещается проведение на данном участке МГ работ, не связанных с диагностированием.

7.2.2 Электробезопасность на рабочем месте

Как правила, движение снарядов осуществляется давлением газа, а поток газа движется с помощью компрессорной станции (КС). Как раз источник опасности поражения электрическим током находится внутри КС.

В соответствии с правилами устройства электротехнических установок относится к категории особо опасного помещения (помещения с едкими парами, газами и охлаждающими жидкостями, разрушительно действующими на обычно употребляемые в электрических установках материалы и снижающими сопротивление человеческого тела; помещения, в которых имеются два или несколько признаков опасности).

Потребление электроэнергии на КС помимо газоперекачивающего агрегата (ГПА) составляет от 1.5 до 5 МВт, а напряжение питания электропровода ГПА достигает 10000 В. Поскольку КС является весьма энергоемким объектом, то возникает опасность поражения электрическим

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

током, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам: случайное прикосновение к токоведущим элементам, ошибочные действия персонала, нарушение изоляции проводов и авария.

Необходимо строго соблюдать Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и особо обратить внимание на следующие меры защиты:

1. Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение.

2. Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей.

3. В зоне работы машин и механизмов устанавливают знаки безопасности и предупредительные надписи, места производства работ и опасные зоны ограждают в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2001.

4. Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

7.2.3 Пожаровзрывоопасность

Природные горючие газы откосятся к группе веществ, образующих с воздухом взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом в объемных процентах: нижний - 5, верхний - 15; для природного газа конкретного состава концентрационные пределы воспламенения определяют по ГОСТ 12.1.044-89*.

Основными источниками газовой выделения являются:

- Камеры запуска и приема очистных устройств – при открытии вантуз и концевого затвора.

- Другие источники находятся внутри компрессорной станции:

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

1. При срабатывании предохранительного устройства (часть газа сбрасывается для снижения давления).
2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

При проведении внутритрубной диагностики магистрального газопровода необходимо строго соблюдать Правила пожарной безопасности в газовой промышленности (ВППБ 01-04-98), а также все требования безопасности и противопожарные мероприятия в каждом конкретном газотранспортном предприятии. Меры снижения пожаровзрывоопасности:

1. Исключение источников возникновения пожаров и взрывов: соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений, запорной арматуры и запрещено пользование открытым огнем, курение и т.д.
2. Возможное уменьшение концентрации взрывоопасных газов путем проветривания рабочего места.
3. Контроль загазованности газоанализаторами.
4. Контроль за температурой газа.
5. Исправность предохранительного устройства должна периодически проверяться.
6. Наличие предохранительного устройства и системы сигнализации.
7. Необходимость систематически проверять на герметичность оборудования.
8. При необходимости, допустимо использовать аккумуляторных светильников взрывозащищенного исполнения.
9. Наличие первичных средств пожаротушения: порошковые огнетушители, песок и т.д.

В случае аварии в компрессорном помещении необходимо принять меры к отключению аварийного участка, снизить до нуля давление и прекратить доступ

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

газа к месту аварии.

7.3 Охрана окружающей среды

7.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы)

Выброс загрязняющих веществ в атмосферу при проведении внутритрубной инспекции осуществляется по той же причине газовыделения.

Мероприятия по защите атмосферы:

- проверка оборудования на прочность и герметичность;
- соблюдение правил эксплуатации;
- своевременная замена уплотнений и запорной арматуры;
- оснащение системой контроля загазованности и другие меры.

7.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы)

Шламовые растворы после очистки газопроводов поступают в дренаж находящийся в узлы пуска и (или) приема дефектоскопов и потом в гидросферу в составе сточных вод. Даже после некоторых ступеней очистки и утилизации сточная вода еще содержит загрязняющие вещества.

Кроме того, причиной загрязнения гидросферы сбросами в процессе внутритрубной инспекции могут быть ошибочные действия персонала, когда отмываются дефектоскопы после выемки, или даже аварии.

В общем случае, в первую очередь необходимо строго соблюдать все правила безопасности, а потом учитывать и применение технологии, в том числе современные более эффективные методы очистки и утилизации сточных вод. Все применяемые мероприятия по защите гидросферы должны соответствовать нормативным документациям.

7.3.3 Анализ воздействия объекта на литосферы (отходы)

Дренажи для шламовых растворов в узлах пуска и приема дефектоскопов находятся в земле, даже стена которых строена из материала, водонепроницаемого или т.п., при длительном хранении (до заполнения емкости жидкостью) жидкость все равно постепенно проникается в землю и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

загрязняет ее. Так как любой материал обладает не стопроцентной водонепроницаемостью.

При необходимости откачки жидкости из переполненного дренажа, в результате несоблюдения правил проведения работ, или последствия аварий происходят утечки шлаковой жидкости, что может загрязнять литосферу.

Для того чтобы всего этого избежать, выполняют следующие мероприятия:

- соблюдать правила проведения работ;

проводятся своевременный осмотр всех оборудований связанных с проводимой работой, периодическая техническая диагностика оборудования и устранение недопустимых дефектов и другие меры.

7.4 Защита в чрезвычайных ситуациях (ЧС)

Перечень возможных ЧС:

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения или ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Поскольку при аварии по причине износа уплотнительного устройства, а также ошибочных действиях персонала появляется возможность газовыделения с последующим возгоранием и взрывом.

Для снижения риска возникновения ЧС проводятся следующие мероприятия:

- периодически анализ воздуха на содержание углеводородов;
- техническая диагностика оборудования, а так же его техническое обслуживание и ремонт;
- замена физически и морально устаревших приборов контроля и сигнализации на современные новые;
- проведение периодических и внеочередных инструктажей с

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

обслуживающим персоналом.

Последовательность действий при разгерметизации оборудования с выделением газов в результате ЧС: остановить агрегаты => принять меры по предупреждению возгорания газа (исключение всех источников искры или открытого огня, быстрые проветривание и эвакуация => устранить повреждения агрегатов.

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.5.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с нормативными документами, к работе на линейную часть МГ допускаются только лица, достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Все работники обязаны использовать спецодежду, спецобувь, иные средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами.

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом [от 28.12.13 № 426-ФЗ](#) «О специальной оценке условий труда», ст.147 ТК РФ и ст.117 ТК РФ, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники, занятые на работах с вредными или опасными условиями труда. Работники имеют право на досрочную пенсию, а работодатель обязан перечислять повышенные взносы в пенсионный фонд.

7.5.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Согласно РД 08-95-95 «Организация проведения работ по техническому диагностированию» владелец резервуаров обязан представить всю необходимую техническую и технологическую документацию организации, выполняющей техническое диагностирование [13].

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ко всем конструктивным элементам МГ, подлежащим техническому диагностированию, должен быть обеспечен свободный доступ.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Срок эксплуатации исследуемого магистрального газопровода достиг 25 лет. Естественно, что за это время он приобрел множество дефектов. В связи с этим возникает задача обеспечения его безопасной эксплуатации.

Надежность газопроводов – важная проблема, в первую очередь касающаяся крупных мировых нефтяных и газовых компаний. Экономика многих стран мира базируется на нефтяной и газовой отрасли, а значит, напрямую зависит от безопасности и надежности транспортировки продукта. Для безопасной эксплуатации газопроводов важно своевременно оценивать их состояние, принимать меры для восстановления исходных техничеки характеристик и поддерживать их в приемлемом диапазоне. С этой целью на транспортных системах периодически проводится диагностика. Предварительная оценка состояния газопровода может быть проведена с помощью внутритрубной инспекции и позволит обнаружить наиболее поврежденные участки.

Посредством анализа внутритрубной инспекции исследуемого магистрального газопровода можно сделать выводы: среди дефектов исследуемого газопровода преобладает коррозионное повреждение по всей поверхности трубы. Имеются участки, в которых глубина коррозии достигает половины толщины стенки трубы. По результатам дополнительного контроля можно заключить, что причиной возникновения коррозии является повреждение изоляционного слоя и скапливание влаги в нижней части образующей трубы.

Из результатов исследования видно, что для обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода необходимо регулярно оценивать его состояние с помощью внутритрубной инспекции и дефектоскопии. Внутритрубная

Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Конан Э. С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					77	106
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

инспекция позволяет оценить общее состояние газопровода и выявить его наиболее опасные участки, однако окончательный вывод о пригодности трубопровода или отдельных его участков может быть сделан лишь после проведения дополнительного дефектоскопического контроля в шурфах. Немаловажным фактором является корродирующее влияние среды, поэтому в ходе работы мы попытались провести совместный расчет трубопровода и массива грунта, что ранее не было описано в литературе и не встречается в нормативных документах. Таким образом, лишь комплексный подход к проблеме безопасности и надежности трубопроводов может обеспечить достоверную оценку его технического состояния и, как следствие, его безопасную эксплуатацию.

Результаты исследования следующие:

1. Полученное знание о подробной классификации дефектов МГ позволяет достоверно оценить состояние поврежденного газопровода.

2. Были рассчитаны нагрузки и напряжения в трубопроводе по НТД Газпром СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Выполнено компьютерное моделирование нагрузок в среде Ansys Workbench. В итоге были получены следующие основные результаты:

- напряжение по Мизесу составило (max = 18,21 МПа, min = 0,012 МПа);
- смещение (max = 0,1692 мм min = 0 мм);
- коэффициент запаса прочности (max = 15, min = 13,728);
- основная деформация (max = 0,0000829501, min = - 0,0000000250258);
- условие прочности трубопровода выполняется;
- условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций также выполняется.

Газопровод с такими напряжениями и деформациями можно эксплуатировать.

					Заключение	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. КОМПЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СТРЕСС-КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА.

Э. С. Конан, К. С. Семенов

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия. 2014г

2. СТОХАСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ ГРУНТОВ В ОСНОВАНИЯХ ЗДАНИЙ РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ТЕРРИТОРИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ.

Э. С. Конан

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия. 2016г

Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии

Список публикаций

Лит. Лист Листов

79

НИ ТПУ гр.2БМ5Б₁₀₆

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Конан Э. С.			Список публикаций		
Руковод.		Бурков П.В.					
Консульт.							
Зав. Каф.		Бурков П.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						79	
					НИ ТПУ гр.2БМ5Б ₁₀₆		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Бородавкин П.П., Таран А.Д. Трубопроводы в сложных условиях. - М.: Недра, 1968.-303 с.
- 2 Бородавкин П.П., Яблонский В.С. Напряжения в подземном трубопроводе при изменении температуры в процессе эксплуатации // Строительство трубопроводов, 1962.-№ 7.-С. 16-18.
- 3 Богданофф Дж., Козин Ф. Вероятностные модели накопления повреждений / Пер. с англ. - М.: Мир, 1989 - 344 с
- 4 Коллинз Д. Повреждение материалов в конструкциях. Анализ, предсказание, предотвращение. - М.: Мир, 1984. - 624 с.
- 5 Биргер И.А. Остаточные напряжения. - М.: Машгиз, 1963. -232 с.
- 6 Кудрявцев П.И. Остаточные сварочные напряжения и прочность сварных конструкций. - М.: Машиностроение, 1964. - 256 с.
- 7 Канайкин В.А., Мирошниченко Б.И. и др. Контроль напряженного состояния - как фактор работоспособности газопроводов // В сб. докл. междун. деловой встречи Диагностика 97, Т2.-М.: ИРЦ Газпром, 1999.-С. 112-119.
- 8 Давиденков Н.Н. Динамические испытания металлов. - М.: Изд-во ОНТИ, 1936.-394 с.
- 9 Горелик С.С. Рекристаллизация металлов и сплавов. - М.: Metallurgy, 1975.-584 с.
- 10 Фридель Ж. Дислокации. - М.: Мир, 1967. - 465 с.
- 11 Халл Д. Введение в дислокации. - М.: Атомиздат, 1968. - 274 с.
- 12 Бабич В.К., Гуль Ю.П., Долженков И.Е. Деформационное старение стали. - М.: Metallurgy, 1972. - 320 с.
- 13 Пиласевич А.В., Новоселов В.В. Старение сталей подземных трубопроводов // Нефть и газ. - 1999. - № 5. - С. 56 - 59.

					<i>Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Конан Э. С.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков П.В.					80	106
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

- 14 Механическая усталость в статистическом аспекте / Под ред. Серенсена С.В. -М.: Наука, 1969.- 174 с.
- 15 Миллер К.Ж. Усталость металлов - прошлое, настоящее и будущее // Заводская лаборатория. - 1994. - № 3. - С. 31 - 44.
- 16 Трощенко В.Т. Деформирование и разрушение металлов при многоцикловом нагружении. - Киев: Наукова думка, 1981. - 341 с.
- 17 Труфяков В.И. Прочность сварных соединений при переменных нагрузках. - Киев: Наукова думка, 1990. - 256 с.
- 18 Форрест П. Усталость металлов. - М.: Машиностроение, 1968. - 296 с.
- 19 Золотаревский В.С. Механические свойства металлов. - М.: Металлургия, 1983.-351 с.
- 20 Иванова В.С. Циклическое разрушение металлов и сплавов. - М.: Наука, 1981.-200 с.
- 21 Иванова В.С., Шанявский А.А. Количественная фрактография. Усталостное разрушение. - Челябинск: Металлургия, 1988. - 396 с.
- 22 Глазов В.М., Вигдорович В.Н. Микротвердость металлов. - М.: Металлургиздат, 1962. - 343 с.
- 23 Григорович В.К. Твердость и микротвердость металлов. - М.: Наука, 1976. -230 с.
- 24 Коган Р.Л. Циклическая прочность металлов. - М.: Изд-во АН СССР, 1962, -255 с.
- 25 Шевандин Е.М., Решетникова Р.Е., Рубинштейн Л.М. Усталость металлов. . - М.: Изд-во АН СССР, 1960, - 194 с.
- 26 Одинг И.А. Структурные признаки усталости металлов. - М.: Изд-во АН СССР, 1949.-245 с.
- 27 Асадуллин М.З., Усманов Р.Р., Аскарлов Р.М. Коррозионное растрескивание труб магистральных газопроводов // Газовая промышленность. - 2000. - № 2. - С. 38-39.

					Список использованных источников	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 28 Карпенко Г.В., Василенко И.И. Коррозионное растрескивание сталей. - Киев: Техника, 1971. - 110 с.
- 29 Ott К.Ф. Механизм и кинетика стресс-коррозии магистральных газопроводов // Газовая промышленность. - 1999. - № 7. - С. 46-48.
- 30 Ott К.Ф. Стресс-коррозия на газопроводах. Гипотезы, аргументы и факты. - М.: ИРЦ Газпром, 1998. - 70 с.
- 31 Волгина Н.И., Сергеева Т.К. Остаточные напряжения и сопротивление стресс-коррозии металла прямошовных и спиральношовных труб. - М.: ИРЦ Газпром, 1999. -С. 103-111.
- 32 Конакова М.А. Закономерности и особенности КРН труб МГ ООО "Севергазпром": авторефер. дис. канд. техн. наук. - М.: МГВМИ. - 2001. - 26 с.
- 33 Стеклов О.И., Есиев Т.С., Тычкин И.А. Развитие системного подхода к анализу стресс-коррозионной повреждаемости магистральных газопроводов. - М.: ИРЦ Газпром, 2000. - 51 с.
- 34 Лубенский С.А. Электрохимическое поведение и стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением трубных сталей в грунтах с мест прокладки МГ // Защита металла. - 2000. - № 1. - С. 164 - 167.
- 35 Полозов В.А., Резвых А.Н., Кац А.М. Расчет показателей риска эксплуатации для МГ, подверженных почвенной коррозии // Газовая промышленность. - 2000. - № 1. - С. 48-50.
- 36 Сергеева Т.К., Волгина Н.И., Илюхина М.В., Болотов А.С. Коррозионное растрескивание газопроводных труб в слабокислом грунте // Газовая промышленность. - 1995.-№4.-С.34-38.
- 37 Волгина Н.И. Разработка метода и выбор критериев устойчивости к стресс- коррозии металлов магистральных трубопроводов: Автореф. дис. канд. техн. наук. - М., 1997.-26 с.
- 38 Реформатская И.И., Завьялов В.В., Подобаев А.И. Влияние структурно-фазовых неоднородностей углеродистых и низколегированных трубных сталей на развитие локальных коррозионных процессов // Защита металлов. - 1999. - № 5. - С. 472–479.

					Список использованных источников	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

39 Сергеева Т.К. Металлургические концепции диагностики состояния газопроводов на участках повышенного риска стресс-коррозии // Защита металлов. - 1997. - № 3, т.33. - С. 247-251.

40 СНиП 2.05.06—85*.

41 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Раздел ВКР, выполненный на английском языке

Глава 1

Обзор литературы

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Конан Эме Сезар		

Консультант кафедры _____ ТХНГ _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Проф. Каф. ТХНГ	Бурков Петр Владимирович	Д.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры _____ ИЯП _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯП	Коротченко Татьяна Валериевна	К.ф.н.		

Theme of the work: MODELING OF THE STRESS-STRAIN STATE OF THE TRUNK GAS PIPELINE WITH A CORROSION DEFECT.

Abstract: The master's thesis was carried out within research of the stress-strain state of the gas pipeline section using computer modeling methods. The aim of this work is to build a reliable computer model based on the available real characteristics and to study defects resulting from corrosion. The practical value of this study is a possibility to estimate of gas pipeline section for further operation or to determine it as one to be replaced. The thesis is relevant due to the lack of guidance in the normative documents on the methodology for joint calculation of gas pipeline and aggregate of ground. Thus, in this work, theoretical aspects of the effects of corrosion on the gas pipeline were considered, and also calculations of loads and stresses in the section of pipeline were made.

Introduction

Main requirements for the modern gas pipelines are their reliability, safety and long service lives. This is necessary due to the complex operating conditions of pipelines, to the increasing operating stresses, to the widening of the temperature interval of operation, to the operation of pipelines in various aggressive environments. These requirements appear because of a high level of costs for building and repair of pipelines, serious environmental problems occurring in case of accidents, tightening of the legislative standards for environmental protection. Any underground pipeline that run in the soil is exposed to corrosion. Corrosion of metals is the gradual destruction of their surface under the chemical and electrochemical effects of the environment. The internal surfaces of steel gas pipelines can be exposed to chemical corrosion if the gas is not sufficiently cleaned from oxygen, moisture, hydrogen sulphide and other aggressive components.

In the normative documents that determine the procedure for calculating underground pipelines: NTD Gazprom SP 36.13330.2012 «Trunk Pipelines» the requirement for

Моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода при коррозии

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Конан Э. С.			Приложение А	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					86	106
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

joint calculation of the pipeline and the soil mass is indicated. This requirement is legitimate, since the soil for the pipeline is not only an external load, but also the environment in which deformations of the linear structure develop. However, the method of joint calculation is not specified in the normative documents. Uncertainty in the normative base is complicated by the need in a correct non-linear analysis. Internal forces in the pipeline are nonlinearly dependent on the resistance of the surrounding soil mass. The effect of the axial temperature difference and the internal pressure of the product lead to the appearance of a longitudinal-transverse bending.

The identified problems are the reasons of failures in the operation of pipelines that in its turn cause damage to the environment and lead to large monetary losses.

To overcome these negative factors, additional research is required in the development of methods for calculating underground pipelines.

The purpose of this work is:

To conduct a joint calculation of the pipeline and soil mass to take into account their influence on each other.

To achieve this goal it is necessary to solve following tasks:

- To obtain knowledge of behavior principles of the “underground gas pipeline-solid mass” system and of the main types of gas pipeline defects;
- To study fundamentals of modern methods of reconstruction of worn-out gas pipelines;
- To evaluate the data received by the in-line inspection device at the studied section; to obtain information about the technical condition of the pipeline;
- To construct a 3D model of a gas pipeline section with a defect using Ansys Workbench program package;
- To calculate loads and stresses in the gas pipeline.

1 Review of literature

1.1 Types of corrosion

Corrosion of metals refers to the spontaneous destruction of metallic materials due to chemical or electrochemical interaction with the environment. The primary cause of corrosion is the thermodynamic instability of metals in different environment under given external conditions. A variety of conditions, types of environment, properties and structures of materials is the cause of various types of corrosion. According to the mechanism of corrosion process, chemical and electrochemical corrosion can be distinguished:

Chemical corrosion is the kind of destruction caused by the interaction of a metal and a corrosive environment, in which the metal is oxidized and the corrosive environment is reduced simultaneously;

Electrochemical corrosion is a process of interaction of a metal with a corrosive environment in which the reduction of the oxidizing component of the corrosive environment proceeds not simultaneously with the ionization of the metal atoms and the electrode potential of the metal depends on their velocities.

Types of corrosion according to conditions of the process:

- gas corrosion – is a corrosive destruction of metal under the influence of gases at high temperatures;
- liquid corrosion – is a kind of corrosion of metal in a liquid, which is divided into corrosion in electrolytes and non-electrolytes;
- soil corrosion – is a destruction of metals in soils and ground;
- corrosion under stress – is a destruction of metal with simultaneous exposure to aggressive environment and mechanical stresses.

1.2. Stress-strain state of the pipeline metal

Pipes and pipe parts experience variety of stress states during operating [1,2].

For example, flexural stresses occur most intensely in the places where pipelines pass through water barriers, roads, in the places where flushing and the sagging of pipelines occur, near the junction of the piping with the aggregates of pumping stations. The influence of mechanical external stresses arising in the material of pipe

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

due to changes of temperature, bending, etc., together with internal operating stresses directly affect the state of the material.

Since at the present time there are no instruments adapted to the measurement of stresses in operating pipelines, the cause of pipeline failures and the role of mechanical stresses in this case have not been fully estimated in a number of cases. Consequently, the control of a stress strain state is necessary as one of the components of preventive measures to avoid accidents on pipelines.

According to the damage theory [3,4], the entire set of phenomena on the micro-level (crystals, grains, etc.) in the process of loading – are the tensors of deformations and damages that determine the state of the microparticle.

Differences in internal stresses come out in the nature of their distribution over macro- and microvolume of structures, as well as in specific physicochemical and thermomechanical factors that cause irreversible processes in the material, such as inhomogeneous plastic deformation, phase transformations, diffusion, etc. [5,6, 7].

There are several types of classification of residual stresses. The most widely used classification belongs to N. N. Davidenkov [8].

In addition, in the loaded structure appear external stresses, which arise in the pipelines from the following loads and impacts:

- Constant (static) loads and impacts, which include the own weight of the pipeline, the pressure of the pumped product, the effect of structural stresses acquired at the construction stage;
- Temporary (cyclic) loads, which include pressure pulsation of the pumped product, temperature stresses;
- random (special) loads and impacts, including snow, wind and icing loads, test loads, loads caused by temporary malfunctions and process disturbances (for example, displacement of footing).

In addition to this corrosion, there is another corrosion causing several damages to the pipeline system.

1.3. Corrosion cracking under stress

Corrosion under stress is the process of metal destruction, which occurs when the tensile stresses and corrosive environment act together. Corrosion cracking under stress (usually - corrosion cracking) is widespread and is the most dangerous type of corrosion under stress [27,28,29,30].

The presence of mechanical stresses in the metal, regardless of whether they are internal [31] or externally applied, affects the corrosive behavior of metals and alloys. Firstly, in this case the continuity of the passivation films is violated and their protective properties are deteriorated; secondly, the metal receives additional elastic energy, which reduces its thermodynamic stability.

The main factors influencing the process of corrosion cracking are tensile stresses, corrosive environment, composition and structure of the alloy, surface condition, duration of operation or tests, electrochemical conditions [32,33].

Corrosion cracking of metals and alloys can occur in various environment - both gas (air, water vapor) and liquid (solutions of electrolytes, organic solvents, liquid metals, molten salts). Typically, these are medium- and low-aggressive environment, which cause a slight general corrosion in unstressed metal [34, 35, 36].

The physical state of the environment is very important. At the same temperature and stresses, austenitic steel is subjected to much more rapid cracking with varying effects of water and water vapor than under conditions of contact with a gas (vapor) or liquid (water) phase alone [37, 38, 39].

2 Loads and impacts on underground gas pipelines

2.1 Classification of loads and impacts

The stress-strain state of any supporting element of the linear part of the gas pipeline is determined by the characteristics of the loads acting on it. These loads vary depending on the characteristics of the environment, the parameters of the pumped product, etc. For the linear part of the pipelines, the main ones are loads of internal pressure, ground pressure, own weight of pipes and gas, and such factors as

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

temperature, subsidence and ground pumping, pressure of creeping soils. According to the Russian standards of 2.05.06-85* (СНП 2.05.06-85)* [40] construction norms and rules [40] establish two types of loads acting on the structure during operation: permanent and temporary. Temporary loads, which are divided into long, short and special, differ from permanent ones in that they can be absent during certain periods of operation.

2.2 Applied loads

Vertical earth load is primarily a consideration for non-operating conditions of buried steel pipe when the pipeline is under no internal pressure. Under most operating conditions, the external earth pressure can be neglected since it is insignificant in comparison to the internal pipe pressure. Vertical earth load is an important consideration when designing piping casings used for rail and road crossings.

For the purpose of calculating earth loads on a buried pipe, a steel pipe is considered flexible and design procedures for flexible pipes apply. For flexible pipes placed in a trench and covered with backfill, the earth dead load applied to the pipe is the weight of a prism of soil with a width equal to that of the pipe and a height equal to the depth of fill over the pipe. This approach is followed for both trench and embankment conditions.

If the pipe is jacked into undisturbed and unsaturated soil instead of being placed in a trench and covered with backfill, then soil friction and cohesion combine to greatly reduce the earth load on the pipe when compared to the prism load. A conservative estimate of the earth load on pipe jacked in undisturbed soil.

3 Modeling of “underground pipeline – soil mass” system

For safe pipe exploitation, it is necessary to make some searches about different pipeline constructions. Then analyze the stress – deformation state and calculate the stability and strength of buried pipelines. Under the effects of ground movements or large pipeline loads like those from a large thermal differential, buried pipes may be

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

subject to large bending and tensile loads. Sources of ground movement can include differential soil settlement, fault displacement or lateral spread displacement in earthquakes, landslide displacement, frost heave or thaw settlement, etc. The following sections of this document discuss several of these sources of ground displacement in more detail. The measurement or prediction of ground displacement requires special expertise and is beyond the scope of these guidelines. The approach to evaluating pipeline response typically requires finite element analyses that account for non-linear soil and pipeline behavior. This approach is addressed in this section and is similar for all cases of imposed ground displacement.

3.1 Computer modeling of buried pipelines

As noted above, differential movement of the soil in which a pipeline is buried can result in significant pipe deformations due to pipe curvature and axial force effects. Soil movement can be taken as the upper bound of pipe displacement. Displacements due to earth settlement are typically monotonic and do not influence the fatigue life. For such cases, the ASME B31 code indicates that a large displacement stress may be acceptable provided that “excessive localized strain” is avoided. However, the ASME B31 codes provide no further recommendations. This implies that a strain or deformation criteria should be considered, accounting for inelastic pipe behavior.

Strain limits are typically used to guard against localized wrinkling or tensile fracture at girth welds while allowing for some controlled level of pipe steel yield. Appropriate deformation limits such as strain or curvature limits can be established based on testing and detailed analysis (e.g., fitness for purpose evaluation). In light of these observations, it is not possible to develop simple design formulas for differential soil movements based on elastic stress analysis procedures.

For discussion purposes, Figure 8.2-1 shows an idealization of a pipeline exposed to thaw settlement. Thaw settlement occurs when a warm pipeline thaws unstable frozen soil below the pipe. Downward settlement of the pipe is produced by thawing and consolidating thaw-unstable soil (see Figure 8.2-1). The pipeline spans over a finite

length section of settling soil between two adjacent thaw-stable soil sections. In the settling (thaw-unstable) soil section, the soil above the pipe produces downward acting forces on the pipe. In the thaw-stable soil (“shoulder”) sections on either side of the settling section, the soil below the pipe provides upward acting bearing resistance to the downward motion of the pipe.

Figure 8.2-2 shows a representative buried pipe deformation analysis model corresponding to the thaw settlement configuration shown in Figure 8.2-1.

A rigorous analysis and design approach involves a nonlinear pipe-soil interaction analysis. The nonlinear stress-strain relationship of the pipe steel is considered. The model must account for the pipe axial and bending resistance, the longitudinal resistance of the soil caused by adhesion and friction, and the transverse soil resistance. The soil resistance is typically idealized as an elastic-perfectly-plastic spring, as described in Appendix B. The distributed soil resistance is modeled as a Winkler foundation, i.e., the soil support is modeled as a series of discrete springs which provide a specified resistance per unit length of pipe. Large displacement (geometric stiffness, or cable action) effects can also be significant. General purpose 3D finite element programs (e.g., ANSYS or ABAQUS) and special purpose 2D pipeline deformation analysis programs (e.g., PIPLIN) can be used to analyze this scenario.

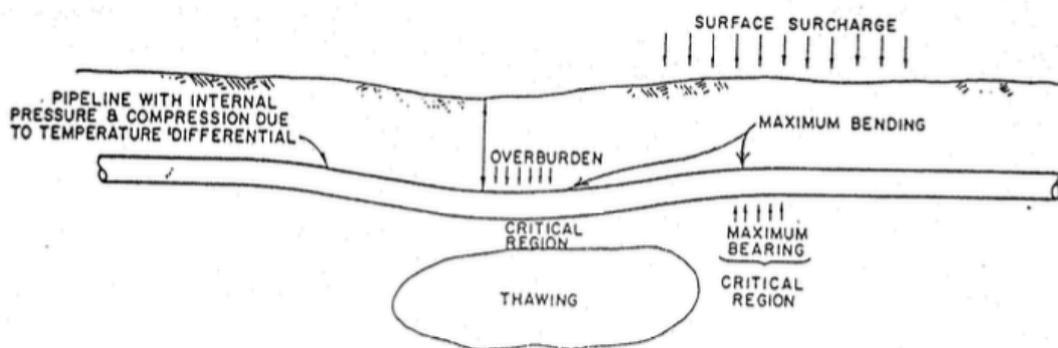


Figure 8.2-1 Pipeline Thaw Settlement Scenario

If the pipe and burial conditions are symmetric about the thaw region, symmetric boundary condition (i.e., zero rotation and zero longitudinal translation) can be imposed at the end of the model corresponding to the center of the settling section, in order to reduce the required size of the model. The model length should be long enough that the boundary condition specified at the remote end of the model has no influence on the analysis results, with zero axial strains at the ends of the model. For simplicity, the pipe is assumed to be initially straight with a uniform depth of soil cover. The pipe element lengths are varied to insure adequate mesh refinement in regions of high transverse soil forces and significant bending. Progressively longer element lengths can be used in sections of the model where there is no significant pipe or soil deformation. The soil springs are modeled as described in Appendix B.

For a typical ground displacement configuration, a range of analyses can be performed to investigate various model parameters, such as pipe thickness, pipe steel grade, span length, cover depth, soil strength, etc. For each analysis, a ground displacement profile is imposed at the base of the pipe-soil springs. The displacement profile is increased in small increments and the resulting pipe and soil deformation state is established at each increment. There are three main events that can occur as the ground displacement profile is progressively increased: (1) the pipe may reach a specified compressive strain limit, (2) the pipe may reach a specified tensile strain limit, and (3) the pipe-soil springs may yield over the entire length of the pipe section experiencing the ground displacements and the soil will continue to move past the pipe with no increased pipe deformations. The sequence of these events depends on numerous parameters including the length of the imposed displacement profile, depth of cover and soil strength, pipe temperature differential, pressure, etc.

It is only possible to develop simple design formulas for large differential ground displacements based on elastic stress analysis procedures for highly idealized conditions, such as uniform ground displacement along the axis of the pipe or arbitrarily-assumed deformation pattern of pipe in the soil.

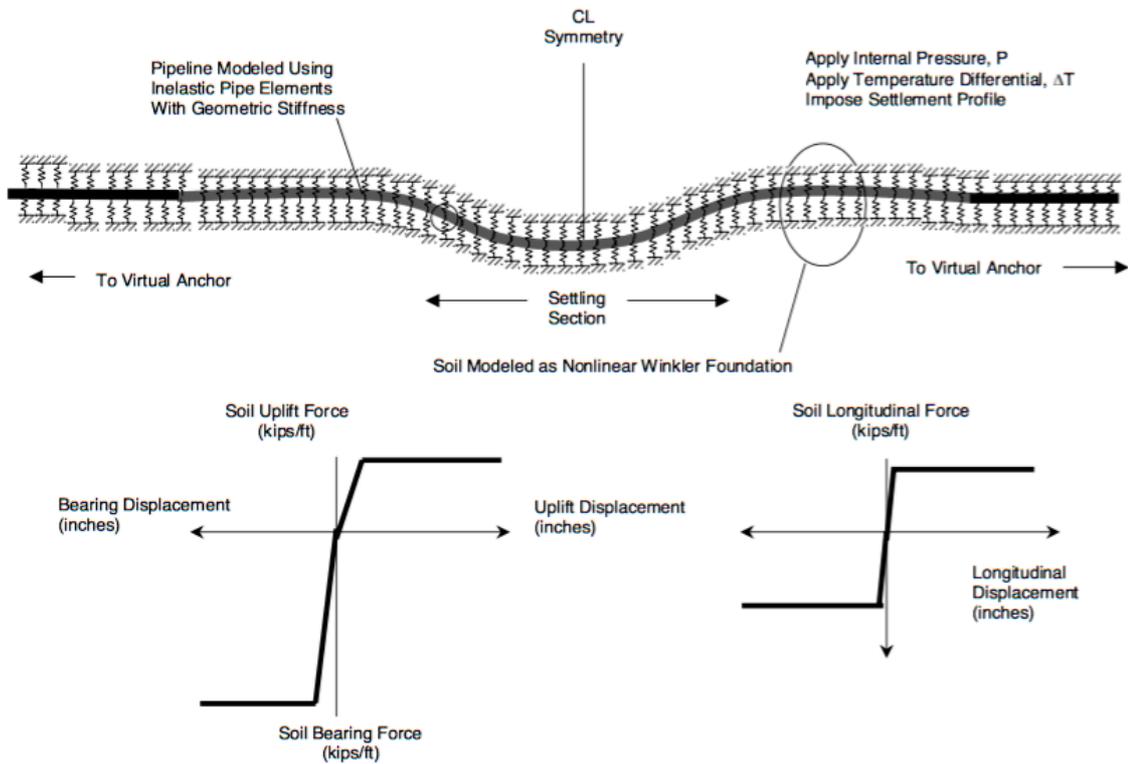


Figure 8.2-2 Finite Element Model of Pipeline Settlement

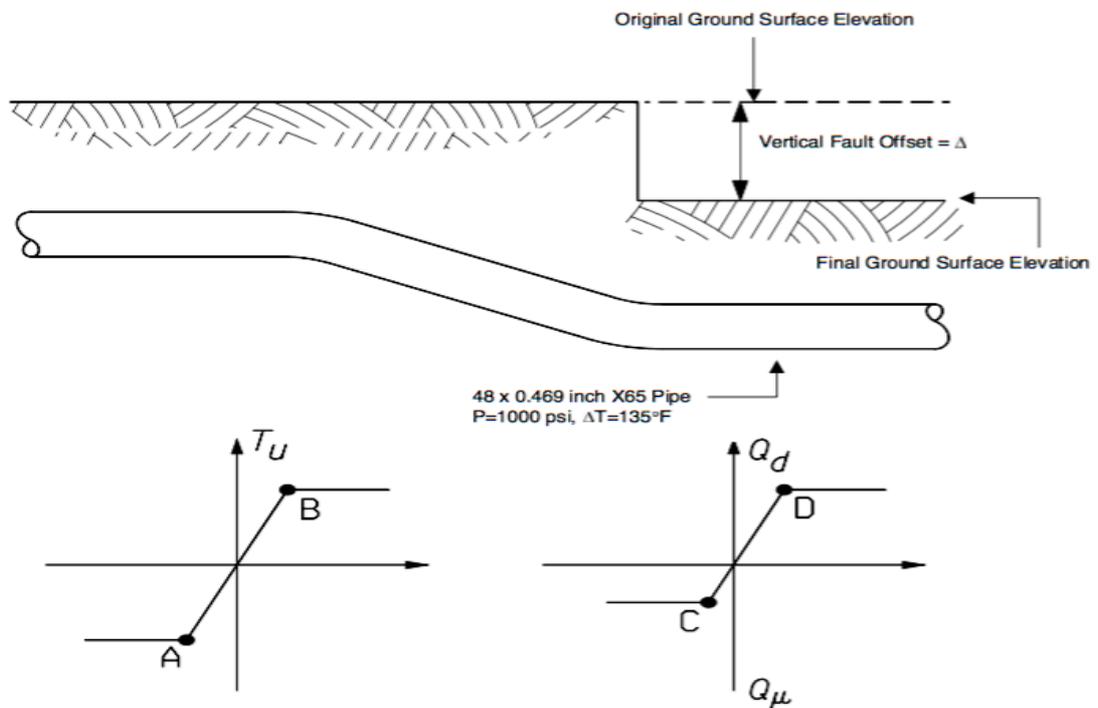


Figure 8.3-1 Buried Pipeline Subject to Vertical Fault Movement

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Movement of a buried pipeline can occur at the apex of sidebends, sagbends and overbends. This movement can be caused by either a net outward force generated by internal pressure, or expansion caused by temperature increases. The resulting forces are resisted by the pipe bending and axial stiffness and by the soil bearing and shear resistance. Soil resistance is a function of burial depth, backfill material type and level of compaction. This effect becomes an important consideration when transporting fluids at high temperatures, when the soil resistance is relatively weak, such as is in offshore buried pipelines [Kim], or with shallow covers. For instance, if the soil cover is insufficient at an overbend, the pipe can fail the overlying soil and deform past specified performance limits, or possibly rupture. Furthermore, the soil resistance can be degraded under large numbers of thermal cycles.

Underlying corrosion processes and mitigation strategies are different for the two types of corrosion. Internal corrosion occurs primarily due to a reaction between the product and the pipe and is influenced by the product composition, flow characteristics, and pipe profile. Protective measures against internal corrosion include addition of corrosion inhibitors to the product, running cleaning tools to remove deposits in pipe, reducing the water content in the flow and installation of protective liners. External corrosion occurs primarily due to an electro-chemical reaction between the soils surrounding a buried pipe. External coatings on the pipe surface and cathodic protection of the pipe with direct current between the pipe and a sacrificial anode are commonly employed as protective measures against the occurrence of external corrosion.

4 Diagnostics and modern methods of reconstruction of underground gas pipelines

The system of pipeline transport in Russia has a number of features due to operating conditions, design and exploration of gas pipelines. To ensure the full operation of the main and field pipelines, it is necessary to solve the problem of assessing their performance, and to increase the reliability of their operation. To implement this decision, the technical condition of the pipelines must be diagnosed.

					Приложение А	Лист 97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

During diagnostics, the steps are the following:

- hazard analysis and classification of defects;

Determination of the nature of loads on the defective area and the strength properties of the metal pipes;

- solving problems on the bearing capacity of a pipeline with a defect based on normative materials and special techniques based on the mechanics of the deformed body and destruction;

- obtaining results on the diagnostic level of stresses and deformations in a hazardous area, making decisions on the operability of the pipeline in the presence of a defect, based on all the aggregate information.

At present, the most rapid and informative method for diagnosing the trunk pipeline systems is an ITD (Internal Trunk pipe Diagnostic). The use of in-pipe diagnostics makes it possible to detect all the main types of defects, ranking them according to the degree of danger and determining the priority of main gas pipelines for identifying the damaged areas and putting them into repair.

Modern flaw detectors meet the requirements to determine the shape and size of defects to a greater extent. The particularity is that they allow to detect defects with the smallest dimensions, to determine the smallest distance between two adjacent minimal detectable defects, and also with a lower probability of missing parts with obvious defects or unreasonable rejection of suitable parts.

During inside-pipe diagnostics, the following types of pipe wall defects are detected:

- 1) production defects: spreading, sunsets, inclusions and defects of longitudinal welded joints.
- 2) building defects: risks, scuffs, dents, corrugations and defects of ring joints.
- 3) operational defects: external and internal corrosion, fatigue cracks in the body of the pipe and welded joints due to low-cycle loads.

For effective conduct of in-pipe diagnostics, it is necessary to thoroughly clean the internal cavity of the pipeline from paraffin-resinous deposits, as well as from

					Приложение А	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

foreign objects. For cleaning, purification devices (DU) are used with cleaning discs made of high-quality polyurethane.

4-D LEVEL DIAGNOSTIC DIAGRAM

- 1) detection of defects in geometry (with a reduction in the pipeline cross-section): dents, corrugations, ovality of the section, elements protruding into the pipe;
- 2) detection of defects such as metal loss (with a decrease in the wall thickness of the pipeline): corrosive ulcers, scratches, metal tear, stratification and foreign inclusions in the pipe wall;
- 3) transverse cracks in the body of the pipe and annular welds;
- 4) longitudinal cracks in the body of the pipe and longitudinal welds.

The 4 levels are explained in details:

First level of diagnostics: detection of defects in geometry. A scraper-gauge is used to determine the minimum flow section of the pipeline section (70% of the internal diameter of the pipeline). Then, misses of the projectile projectile are determined by defects in geometry and features of the pipeline position (the radii of curvature of the angles of rotation of the pipeline in the plan and profile).

Second level: detection of defects such as loss of metal when using a missile projectile with radials installed in the plane of the tube cross-section by sensors. In the case of external corrosion, the transit time of the signal in the pipe wall decreases, which gives a directly quantitative measure of metal loss. In the case of internal corrosion, the propagation time of the signal increases.

Third level: the detection of transverse cracks and cracks-like defects in annular welds using a magnetic projectile-flaw detector (MFL), bypassing longitudinal cracks. When the projectile moves, the system of permanent magnets magnetizes the pipe section. The presence of certain features in the magnetized metal of the pipe wall causes distortion of the magnetic flux lines (magnetic flux scattering), which is fixed by a system of electromagnetic sensors and recorded for subsequent processing.

Fourth level: identification of longitudinal cracks in the wall of the pipe, cracks and cracks-like defects in welded seams with the use of a set of technical aids in a missile projectile with sensors positioned obliquely in the plane of the pipe cross-section.

4.1 Leak testing and safety early- warning loop

Leak testing and safety early-warning loop is the first leak testing and safety early-warning test loop in China, with the length of 3.6km. The conveyance media realizes the transition of liquid and gas. The loop can be used to conduct pilot plant test study on the pipeline leak detection technique, the safety early-warning technique and the pipeline anticorrosion technique.

4.2 Ultrasonic guided wave detection

Simultaneously serving as the ultrasonic guided wave international cooperation lab and training center, the base establishes cooperative relationship with many international enterprises and technological institutions like British Guided Wave Company, and jointly conduct study and extension of the ultrasonic guided wave technology in Asia. The base has been equipped with nondestructive testing equipments like ultrasonic wave, ultrasonic guided wave, phased array, TOFD and turbulence, has been established with full-scale simulation test pipeline like buried, overhead and crossing, and is able to realize the detection, diagnosis and analysis test study of various kinds of defects.

4.3 Modern methods of underground pipeline reconstruction

Any complex technical system requires not only competent design and compliance with all technological parameters during construction, but also subsequent maintenance. And such large-scale structures as gas pipelines are naturally aging over time, after they have worked out the depreciation life, they become unsuitable or completely unsuitable for further work, which entails gradual loss of head, reduced capacity of the gas pipeline, deterioration of the physical and chemical properties of the transported gas, and Also a significant number of accidents. As a result, not only is it brought to great ecological, material damage, harms people's health, but also puts at risk the life of the one who is near the breakthrough.

					Приложение А	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ensuring the stable functioning of the main gas pipelines, as well as maintaining their reliable and safe operation are among the top priorities of the operation of the gas pipeline system. This issue is currently becoming particularly relevant in the area where the aging of underground gas pipelines and other objects of the gas transportation system has reached critical levels.

Overhauling and reconstruction can achieve ensuring the efficient and reliable operation of gas mains. However, overhaul is considered an alternative strategy to extend the life of equipment with the maintenance of the project technical condition and technical and economic indicators of the facilities. Reconstruction, which is carried out on the basis of modern technical solutions developed with due regard for the latest achievements of science and technology, makes it possible to improve the technical and economic performance of the main gas pipeline, and at the same time address socially important problems such as improving working conditions and protecting the environment.

According to STO Gazprom 2-3.5-051-2006 "Norms of technological design of main gas pipelines," the main directions or tasks of reconstruction of the gas transportation system are to provide planned gas flows through the gas pipeline, improve the industrial safety of gas transport, improve the environmental safety of gas transport, improve economic efficiency Transport of gas and are realized by expanding existing facilities, replacing and modernizing morally and physically obsolete equipment Modern highly efficient, reliable and safe.

In recent decades, a new promising technology, called trenchless methods for the reconstruction of long-lived underground pipelines, has appeared. The trenchless method is in this case the most acceptable, reliable, technological and economical way, providing the most effective result in conditions of limited space, intensive traffic flow and high density of laid underground communications. In addition, the trenchless method of reconstruction of an underground pipeline has other advantages:

- the least environmental damage to nature and the environment;
- less chance of damage to underground cables and other communications;

					Приложение А	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- less inconvenience to the local population;
- exclusion of works on the development of underwater trenches, their filling, the device of shore strengthening;
- Increase of reliability due to the fact that the pipe is laid in an array of undisturbed soil to a great depth;
- Reduction of operating costs due to the exclusion of diving surveys and the need for periodic works to eliminate erosion of pipelines;
- preservation of the natural landscape and much more.

In general, depending on the restriction on the area of reconstruction, it is possible to classify trenchless reconstruction methods into two groups: the first includes methods that are used when it is possible to build additional threads (a new pipeline or new ones) in the corridor of an existing gas pipeline using trenchless laying technology, and to The second - in cramped conditions, carry out a reconstruction in the place of an old worn-out gas pipeline.

The first group of trenchless reconstruction technology includes the following methods: puncture, punching, microtunneling, and directional horizontal drilling. Closed laying of pipelines of casings (cases) is carried out mainly by puncture, punching, horizontal drilling, and for the laying of collectors and tunnels a shield method is used.

Puncture is best used for laying pipes of small and medium diameter from 50 to 530 mm for a length of 80 m at a speed of 3-6 m / h. The best ground conditions for the application of this method are in clay and loamy (cohesive) soils of normal humidity that do not contain solid inclusions. The necessary effort depends on the nature of the soil, the diameter and length of the pipe to be laid, and ranges from 150 to 2500 kN. The most frequently used pressure jack-jack installations as forcing and traction means. The main advantage lies in the fact that the laying of pipes with the help of cone-shaped tips in the ground mass reduces the resistance arising from deformation of the ground, and also reduces the frictional forces.

The method of extrusion is characterized by extraction from the pipe of a soil plug or core, it can be used practically in any soils of Groups I-IV, it is suitable for pipes with a diameter of 800-1720 mm with a laying length of up to 100 m. As a rule, pushing pump- From two-, four-, eight- and more hydraulic jacks with the necessary pressing force of 4500 kN and at the same time the penetration rate is reached 1.5 m / h. Limitations to the application of this method are as follows: in the floating soils the method is not applied and in hard rocks it can be applied only for pushing the pipes of maximum diameter. The soil is developed by manual or mechanical means.

Microtunneling is used when pipelines, collectors and tunnels of considerable diameters and lengths are needed. During the preparatory period, two foundation ditches (starting and receiving pit) are being developed. The distance between the starting and receiving shafts ranges from 50 to 500 m. With an excavation length exceeding 200 meters, an intermediate jack station is used. The soil is developed by the cutting tool of the tunnel board. The soil is mixed with water (or bentonite solution), which is fed into the slaughter along the supply lines, and along the diverting lines the resulting slurry enters the settler, which is located at the starting pit. Compared to other methods, this method is relatively expensive. As an example, consider today's data from the company DVN-Story: the work of microtunneling equipment from Herrenknecht AVN 1000 and AVN 2000 with the cost of laying respectively 36 thousand and 120 thousand rubles per 1 meter of pipe, and the price per 1 meter of the HDD Pipelines 800 mm in diameter is 28 thousand rubles, it means almost 1.5 times more.

Horizontal directional drilling differs in laying pipelines along any trajectory, continuous monitoring of the drilling process and adjusting the route in the process of its construction, and is carried out in three stages: drilling a pilot well, successively expanding the well, and pulling the pipeline. This method provides the laying of underground pipelines with a diameter of up to 1420 mm for a distance of up to 2 km. However, in the presence of groundwater, the method is not applied. Inefficient in watered and loose soils.

					Приложение А	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The second group of trenchless reconstruction technology is considered more modern and effective. Currently, the most popular methods of reconstruction of worn underground gas pipelines are as follows:

1. The method of "pipe in a pipe without destroying an existing pipe" - dragging into the internal cavity of the reconstructed pipeline of a new polyethylene yarn.
2. Technology of pipes sanitation - The method of "pipe-to-pipe - with destruction" followed by the laying of a new polyethylene lash of a larger diameter (up to 1500 mm).
3. Method of forming a pipe from a fast-curing stocking (sanitation of pipes using the "Phoenix" technology) - cladding of the cleaned internal surface of gas pipelines with working pressure up to 1.2 MPa with a synthetic fabric hose on a special two-component glue.
4. The method of applying a new coating on the internal surface of the gas pipeline being reconstructed (cement-sand coatings) with a thickness of 4-16 mm, depending on the diameter of the pipeline. The range of the outside diameters of the pipeline is from 150 to 2000 mm. This method is suitable for damage in the form of medium corrosion of the internal surface of pipes and abrasive wear and is not accepted with the open joints of pipes, the displacement of pipes in joints and deformation of pipe sections. There are a number of advantages: simplicity, relatively low cost (about 30% of the cost of a new thread), stopping corrosion of the inner surface of the pipeline and reducing hydraulic resistance.
5. Technology "U-liner" - in which a U-shaped polyethylene string is dragged inside the pre-cleaned repairable pipeline, followed by straightening it with a coolant of a certain temperature, followed by the formation of a new one-piece polyethylene pipeline.

					Приложение А	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		