

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 131000 «Нефтегазовое дело» профиль
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов
переработки»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской Советско-Соснинского месторождения»

УДК 622.691.4.004

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сиромаша Д.О.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрин А.В.	д.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 131000 «Нефтегазовое дело» профиль
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов
переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Сиромахе Данилу Олеговичу

Тема работы:

«Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 -
 Подготовкагаза № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской
 Советско-Соснинского месторождения»

Утверждена приказом директора (дата, номер) от 29.03.2016 №2402/с

Срок сдачи студентом выполненной работы: 10.04.2016г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Объект исследования : подводный газопровод «УПСВ4 - ПГ8» Советского месторождения (участок перехода через старицу реки Обь)

Сырье: углеводородные среды.

Трубопроводная система и перекачиваемый материал: наружный диаметр газопровода 273 мм; длина участка 900м.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	<i>Обзор литературы. Характеристика участка газопровода. Анализ существующих способов ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов. Ремонт участка газопровода методами бестраншейной санации. Расчет гидравлического испытания подводного перехода. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.</i>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева Ольга Викторовна, доцент кафедры экономики природных ресурсов
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.02.2016г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н, доцент		24.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сиромаха Данил Олегович		24.02.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Сиромахе Данилу Олеговичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	131000 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Технико-экономическое обоснование проведения НИР
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы трудозатрат; нормы амортизации трудозатрат
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы 30%; линейная амортизация.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Использование современных методов бестраншейной санации подводного газопровода, моделирование теплового восстановления оболочки после введения в трубопровод
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет сметы расходов на проведение НИР
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Построение календарного плана ;сравнение экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева Ольга Викторовна	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сиромаха Данил Олегович		

Форма задания для раздела «Социальная ответственность»

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Сиромаха Данил Олегович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	131000 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочее место расположено на открытом воздухе. При ремонте газопроводов могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования». СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);	Вредные факторы: 1. Климатические условия 2. Вредные вещества и загрязненность 3. Превышение уровня шума и вибрации 4. Освещение
--	--

– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Опасные факторы: 1. Механической природы 2. Термического характера 3. Опасные факторы электрической природы 4. Взрывоопасность и пожароопасность
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	При работе и ремонте МГ воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель;
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Чрезвычайные ситуации на МГ могут возникнуть в результате работы неисправного оборудования.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	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»
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сиромеха Данил Олегович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93с., 33рис., 14табл., 28 источников.

Ключевые слова: газопровод, санация, бестраншейный ремонт, подводный переход

Объектом исследования является (ются): газопровод «Узел первичного сброса воды №4-Подготовка газа №8» на участке перехода через старицу р.Обь и протоки Зондовской Советско-Соснинского месторождения.

Цель работы – Анализ современных методов бестраншейной санации подводных газопроводов.

В процессе исследования проводились расчеты параметров гидравлического испытания подводного перехода. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности санации газопровода, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования было определено время (0,91 час) заполнения участка подводного перехода водой до атмосферного давления. В работе был произведен расчет минимального давления испытания на прочность (8,5 МПа). Был определен коэффициент сжимаемости воздуха (0,99). Было определено время повышения давления до испытательного, при наличии в трубопроводе воздушной пробки (0,074 часа), так же было определено изменение давления во время испытаний трубопровода, вызванное падением температуры. На основании полученных результатов было выявлено, что применение бестраншейного метода санации газопровода имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока эксплуатации.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ. Тип рукава: антистатический, износостойкий. Материал каркаса рукава: полиамидная нить.

Степень внедрения: на уровне рекомендации применения метода

Область применения: в производствах газовой, нефтехимической и канализационных сетей.

Экономическая эффективность/значимость работы: при ремонте газопровода бестраншейным методом в отличие от его замены была рассчитана экономическая эффективность которая составляет 18 322 720 рублей. Данный метод не только более экономичный но и самый быстрый метод на рынке. С экономической точки зрения он обладает рядом преимуществ таких как: 1) линия быстро вводится в строй; 2) огромная финансовая экономия за счёт минимальных строительных работ; 3) сокращение земляных работ до минимума; 4) длительный срок службы (минимум 50 лет).

В будущем планируется: расширение области применения методов технологии бестраншейной санации для трубопроводов.

ESSAY

Graduation qualifying work: 93 pages, 33 pictures, 14 tables, 28 sources.

Key words: pipeline, rehabilitation, trenchless repairs, underwater transition.

Object of research is gas pipeline "The knot of primary dumping of water № 4 - Gas № 8 Preparation" on a transition site through an old bed of river Ob and Zondovskaya's canals of the Soviet - Sosninsky field.

The aim of this work is to analyze the modern methods of trenchless sanation of underwater pipelines.

The research was carried out calculations of parameters of hydraulic tests of underwater navigation. There are given events on labor protection and security of rehabilitation of the pipeline, environmental, technical and economic part.

As a result of research time of filling of a site of underwater transition by water (0, 91 hours) up to the atmospheric pressure has been defined. The work was produced by the calculation of the minimal pressure strength test (8.5 Mpa) was determined air compressibility factor (0.99). It was determined the time when the pressure starts to rise and the tester, if there is air in the pipes, cork (0.074 hours), so the definition but the pressure variation during testing of the pipeline caused by a drop in temperature. On the basis of the received results it was found that the use of trenchless pipeline sanation method has several advantages, one of which is to increase lifespan.

The basic constructive, technological and technical-operational product characteristics: technology and organization of works. Sleeve type: anti-static, wear-resistant. Frame material sleeve: polyamide thread.

Extent of introduction: at the level of the recommendation of application of a method.

Application: gas, petrochemical industries and canalization networks.

Economic efficiency/importance of work: at repair of the gas pipeline the trenchless method unlike his replacement has calculated the economic efficiency which makes 18 322 720 receiving. This method is not only more economic but also the fastest method in the market. From the economic point of view it possesses a number of advantages such as: 1) the line is quickly put into operation; 2) huge financial economy due to the minimum construction works; 3) reduction of earth works to a minimum; 4) long service life (at least 50 years).

Future plans: expansion of the field of application of trenchless technology for pipelines sanation.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	13
2 ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА	15
2.1 Краткие сведения участка	15
2.2 Гидрогеологические условия участка.....	16
3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СПОСОБОВ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	19
3.1 Обзор существующих методов ремонта подводных переходов	19
3.2 Траншейный метод	20
3.2.1 Земляные работы.....	20
3.2.2 Технология укладки подводных трубопроводов.....	24
3.2.3 Подготовка трубопровода к укладке	24
3.2.4 Укладка способом протаскивания	25
3.2.5 Укладка трубопровода с поверхности воды	26
3.3 Бестраншейный метод.....	26
3.3.1 Наклонно-направленное бурение.....	26
3.3.2.Типовой переход с помощью ННБ	27
3.3.3 Процесс ННБ	30
4 РЕМОНТ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА МЕТОДОМ БЕСТРАНШЕЙНОЙ САНАЦИИ.....	35
4.1 Обзор методов ремонта подводных переходов	37
4.2 Восстановление трубопроводов с использованием комбинированного рукава	38
4.3 Метод ремонта «труба в трубе» без разрушения.....	40
4.4 Метод ремонта «труба в трубе» с разрушением старого трубопровода	43
4.5 Метод ремонта «U-liner».....	47
4.6 Санация методом Cured-in-place pipe.....	49
4.6.1 Санация с использованием полимерного рукава Aarsleff	49

4.6.2 Санация с использованием не клеевого высоконапорного рукава Primus-line	56
5 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ИСПЫТАНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА.....	67
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	70
6.1 Расчет материальных затрат	71
6.2 Затраты на оплату труда.....	72
6.3 Отчисления на социальные нужды	74
6.4 Расчет амортизационных отчислений.....	74
6.5 Экономический анализ способов	75
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	77
7.1 Выявление факторов рабочего места.....	77
7.2 Определение факторов рабочего места характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду	77
7.3 Описание факторов рабочего места характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций	77
7.4 Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	78
7.5 Анализ вредных факторов проектируемой производственной среды ...	78
7.6 Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды ...	82
7.7 Охрана окружающей среды	85
7.8 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	86
7.9 Правовые вопросы обеспечения безопасности, нормы трудового законодательства.....	87
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	91

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе рассматривается бестраншейная санация газопровода «УПСВ4 – ПГ 8» Советского месторождения (участок перехода через старицу реки Обь). Длина участка 900 м, диаметр газопровода 273 мм. Одна из основных проблем при эксплуатации нефтегазопромысловых трубопроводов связана с агрессивностью извлекаемых из скважины продуктов, что вызывает ускоренную коррозию внутренней поверхности труб и сильно сокращает их ресурс. Из общего числа отказов магистральных и промысловых газопроводов, наибольшее число отказов приходится на долю брака строительно-монтажных работ (примерно 27 %), механических повреждений (примерно 23%, т.е. из-за образований вмятин, гофр и других дефектов, нанесенных механизмами при капитальном ремонте, в том числе и механизмами сторонних организаций), заводского брака труб (примерно 22%) и коррозионных повреждений (примерно 28 %). Статистика отказов, к примеру, подводных переходов газопроводов в расчете на мерную длину трубопровода показывает, что их частота больше частоты отказов магистральных газопроводов примерно в 1,3 раза в целом. В связи с этим к безопасности и надежности подводных переходов нефтепроводов предъявляются повышенные требования. Многие отказы сопровождаются выходом продукта и загрязнением окружающей среды, что, в свою очередь, приводит к экономическим потерям и требует выполнения соответствующих объёмов ремонтных работ.

Другая проблема связана с зарастанием внутренней поверхности трубопроводов твердыми отложениями, что приводит к сужению поперечного сечения и увеличению энергетических потерь при

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Сиромаха Д. О.			Введение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А. В.					11	2	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б14			
Зав. Каф.		Рудаченко А. В.							

транспортировке продуктов. Как показывает анализ результатов обследований, порядка 80 % трубопроводов имеют отложения, заметно снижающие их пропускную способность.

Отмеченные проблемы решают традиционными методами: путем нанесения на внутреннюю поверхность трубопроводов антикоррозионного покрытия; обработкой перекачиваемой жидкости ингибиторами коррозии; применением труб из коррозионно-стойких материалов; совершенствованием методов восстановления изношенных трубопроводов. Благодаря большим усилиям достигнуты определённые успехи в борьбе с внутренней коррозией, однако проблема не решена окончательно. Поэтому сохраняется необходимость в развитии всех направлений. В данной работе в качестве предмета исследований выбрано четвертое направление – совершенствование технологий восстановления трубопроводов, подверженных коррозионному износу. При поиске новых методов ремонта заслуживают внимания бестраншейные технологии, которые практически полностью решают проблему ремонта труднодоступных участков, проложенных наклонно-направленным бурением, переходов через дороги и водные преграды. Во-вторых, эти технологии могут повысить производительность ремонта, одновременно снизив затраты.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

При разработке основных положений выпускной квалификационной работы использовались аналитические и численные методы исследования напряженного состояния и теплового поля при протяжке и установке оболочек, стендовые испытания технологии восстановления с применением новых материалов.

В работе использован опыт бестраншейных технологий ремонта трубопроводов коммунальных хозяйств, исследования свойств радиационно-модифицированных полимеров, данные о характерных отказах на трубопроводах с внутренней полимерной оболочкой.

Основой для решения данных задач явились работы отечественных и зарубежных ученых и специалистов: В.И. Агапчева, А.В. Алексеева, С.Г. Бажайкина, С.М. Берлянта, Д.А. Виноградова, А.Г. Гумерова, К.М. Гумерова, В.Г. Загребельного, Р.С. Зайнуллина, В.Л. Карпова, В.А. Кикеля, С.Б. Киченко, Н.Г. Пермякова, А.К. Рашепкина, В.С. Ромейко, А.Г. Сираева, М.М. Фаттахова, Э.Э. Финкеля, А.А. Шестакова и других.

Алявдин Д.В. рассматривал такой вопрос как совершенствование технологии восстановления нефтегазопромысловых трубопроводов методом протяжки лайнера, так же у автора присутствуют 7 патентов в таких областях как: обработка пластиков; обработка веществ в пластическом состоянии вообще; производство, преобразование и распределение электрической энергии. Компания ОАО «Нефтегазпроект» владеет правами на патенты.

Белов С.В. , Ильницкая Д.В. , Козьяков А.Ф., Русак О.Н., Малаян К.Р., Занько Н.Г. данные авторы дали комплексное представление об источниках и значимости травмирующих и вредных факторов среды обитания, сформули-

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сиромеха Д. О.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					13	2
Консульт.						НИ ТПУ зр. 3-2Б14		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

ровали защитные меры и общую стратегию обеспечения безопасности жизнедеятельности.

Рыбаков А.П., Храменков С.В. Бердышев В.В. в работах этих авторов был представлен эффективный метод бестраншейной реновации ветхих трубопроводных систем.

Бородавкин П.П., Спектор Ю.И. эти авторы проводили исследования работ магистральных газопроводов, сооружаемых в сложных условиях, а так же рассматривали такую тему как строительство подводных переходов трубопроводов способом горизонтально направленного бурения.

Быков Л. И., Мустафин Ф. М., Рафиков С. К. рассматривали комплекс вопросов, связанных со строительством, обслуживанием и ремонтом систем трубопроводного транспорта углеводородных продуктов. Уделяли внимание конструктивным решениям, выбору трассы магистрального трубопровода, технологическим расчетам трубопроводов различного назначения.

Мучник Г. Ф. главное внимание уделяет общим идеям и методам, характерным для учения о теплопередаче в целом. Изложение процессов передачи тепла теплопроводностью и излучением проведено с наибольшей возможной преемственностью.

Шаммазов А.М. рассматривал вопросы проектирования, строительства, эксплуатации, технического диагностирования и ремонта подводных переходов магистральных нефтепроводов. В своих работах излагал основные инженерные решения и методики расчета, используемые при проектировании и сооружении подводных переходов. Описаны методы и технологические средства контроля за состоянием переходов.

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

2 ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА

2.1 Краткие сведения участка

В данной работе рассматривается бестраншейная санация газопровода «УПСВ4 – ПГ 8» Советского месторождения (участок перехода через старицу реки Обь). Длина участка 900м, диаметр газопровода 273 мм.

Газопровод «УПСВ 4 – ПГ 8» Советского месторождения в административном отношении находится в Александровском районе Томской области. Обслуживание и эксплуатацию данного газопровода производит ОАО «ТОМСКНЕФТЬ»ВНК.

Газопровод «УПСВ 4 – ПГ 8» Советского месторождения является внутрипромысловым и предназначен для обеспечения газом газотурбинную электростанцию № 24 (ГТЭС 24).

Александровский район Томской области приближен к местностям Крайнего Севера. Характерной особенностью климата Александровского района Томской области являются резкие перепады атмосферного давления воздуха и температур. Суточный перепад давления может достигать до 10 мм рт. ст. Суточный перепад температуры может составлять до 20-25 градусов. Повторяемость погоды, благоприятной для человека, составляет менее 73 дней (20 %) в году, число дней с суровой погодой в дневные часы — от 60 до 100. Территория располагается в зоне ультрафиолетовой недостаточности более 4 месяцев в году.

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Сиромаха Д. О.			Характеристика участка газопровода			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А. В.								15	4
Консульт.								НИ ТПУ гр. 3-2Б14			
Зав. Каф.		Рудаченко А. В.									

2.2 Гидрогеологические условия участка

Полевые инженерные изыскания на выбранном участке перехода, выполняемые изыскательской партией по тех.заданию Генпроектировщика должны включать: геодезические изыскания; гидрографические и гидрологические изыскания; геологические изыскания; гидрогеологические изыскания; гидрометеорологические изыскания; экологические изыскания; оценку магнитного фонового состояния. Перед началом топографо-геодезических работ: проводится предварительное определение границ обследуемого участка водной преграды; определяется схема размещения сети планово-высотной привязки участка работ к намечаемому створу перехода: выявляются (или уточняются) характерные особенности местности и водной преграды в зоне перехода (тип руслового процесса, острова, оползневые участки, места образования берегоразрушительных заторов льда и др.). Топографо-геодезические работы, выполняемые в масштабе 1:500-1:2000, включают в себя следующие основные виды работ: создание опорной основы и разбивочных геодезических сетей для строительства перехода; съемку местности в границах намечаемого перехода (очертания береговых линий, склонов примыкающих к урезу территорий) на обоих берегах; привязку уровня воды водоема и намечаемых объектов строительства к опорной сети (оси перехода, строительной площадки, подъездных дорог, буровых геологических скважин и других сооружений); привязку к существующим сооружениям и коммуникациям в зоне перехода; установку основных реперов, гидропоста и временных знаков планово-высотной привязки сооружений на обоих берегах. По результатам съемки составляется топографический план местности по обоим берегам на площади и в масштабе, установленных техзаданием. Гидрографические изыскания выполняются для построения плана береговой и подводной части участка перехода, профилей по намечаемым различным створам переходов, с привязкой их к

					Характеристика участка газопровода	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

созданной на берегах постоянной геодезической сети, временному гидропосту и общей топографической основе участка. Гидрометрические изыскания предусматривают проведение комплекса работ на переходе по нескольким створам, включающего: информационный поиск материалов по гидрологии реки (водоема) в районе перехода в ближайших стационарных гидропостах; наблюдения за уровнем воды в зоне перехода с использованием временного гидропоста; измерение скоростей течения, стока расхода, температуры, глубины воды и волнения; измерение расхода наносов; определение толщины льда и оценку ледовых явлений; камеральную обработку материалов полевых изысканий. При проведении гидрогеологических изысканий, применительно к данному способу строительства переходов, определяются: наличие водоносных горизонтов, их мощность и глубина залегания; границы распространения, степень водонасыщенности и фильтрационные свойства грунтов; интенсивность поступления воды из водоносных горизонтов в реку; химический состав воды. Особое внимание этому уделяется в местах предполагаемого строительства переходов, где осуществляется использование подземных вод для целей водоснабжения. При проведении полевых изысканий на подводных переходах, в дополнение к предполевым работам, проводится гидролого-морфологическая оценка руслового участка, уточняющая тип и характер русловых процессов, виды и размеры деформаций дна и берегов русла и поймы, обусловленные действием потока, с целью в определения в последующем (путем расчетов) предельного профиля размыва русла, исходя из максимального срока эксплуатации перехода. В результате геологических изысканий должны быть получены данные, необходимые для принятия решения об использовании выбранного способа строительства, разработки технологии строительства перехода, включающие физико-механические характеристики грунтов на береговых и русловых участках – гранулометрический состав, прочность, слоистость, пластичность, текучесть, трещиноватость, пористость, водонасыщенность и другие свойства грунтов, а также указывающие наличие и

					Характеристика участка газопровода	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

распространение специфических грунтов и их состояние: карстовых, просадочных, засоленных, с границами их расположения и мощностью залегания слоев. Дополнительные данные по характеристике грунтов (категорийность по прочности, степень проницаемости в них бурового раствора и другие показатели), необходимые для ННБ, собираются специалистами-геологами путем проведения лабораторных исследований проб грунта, полученных в полевых условиях. При выполнении экологических изысканий следует руководствоваться требованиями нормативных и инструктивных документов Государственного комитета РФ по окружающей среде, государственными стандартами, ведомственными природоохранными и санитарными нормами, а также правилами региональных органов исполнительной власти. В задачи экологических изысканий входит: определение задач локального экологического мониторинга на время строительства перехода; определение источников возможного техногенного воздействия на окружающую среду в процессе строительства и последующей эксплуатации подводного перехода; прогноз характера отрицательного воздействия на окружающую территорию и водную среду при возникновении различных нештатных ситуаций в процессе строительства и эксплуатации перехода [6,7,9,21,24].

					Характеристика участка газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

3 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СПОСОБОВ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1 Обзор существующих методов ремонта подводных переходов

Ремонт переходов нередко осуществляется такими способами как : ремонт дефектного участка подводного трубопровода методом установки муфт из композитных материалов и стальных муфт; технология замены дефектного участка трубопровода без использования подводной сварки при помощи коннекторных устройств. Так же существуют методы ремонта путём прокладки новых участков трубопроводов при помощи траншейной и бестраншейной технологий.

Выбор конкретного метода (или конструкции) в каждом конкретном случае должен основываться на рассмотрении совокупности условий прохождения и требований к переходу – технических, экономических, экологических и др. В таблице 1 рассмотрены основные методы прокладки переходов, области и технические ограничения на их применение. Опыт многих стран, например, Германии, Японии, Великобритании доказывает, что дешевизна традиционной прокладки трубопроводов на переходах – иллюзия, а косвенные убытки от строительства переходов традиционными способами значительны [19].

Бестраншейные методы строительства являются экономически более выгодными по сравнению с традиционными методами. Это объясняется экономией средств, которые при открытом способе замены коммуникаций идут на строительство траншей, вывоз мусора, восстановление берегов, благоустройство территорий, озеленение и многое другое [20].

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Сиромеха Д.О.			Анализ существующих способов ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					19
Консульт.							16
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				НИ ТПУ гр. 3-2Б14	

Таблица 1–Область применения методов прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

Метод прокладки перехода трубопровода	Область применения и достоинства метода	Ограничения применения и недостатки метода
Траншейные методы: В грунте, в защитном кожухе. В канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием и др.	Переходы через водоемы, дороги, существующие коммуникации.	В ходе строительства нарушается поверхность и грунтовая толща, возникают воздействия на пересекаемый объект.
Бестраншейные методы: Прокол, продавливание, горизонтальное бурение, микротоннелирование, горизонтально (наклонно) -направленное бурение, расширение лидерной скважины раскатчиком.	Переходы под водоемами, дорогами, зданиями и др. сооружениями, природным и объектами, прибрежными участками моря. Методы применяются при необходимости избежать нарушения поверхности в ходе строительства.	Ограниченная длина перехода (кроме микротоннелирования). Ограничения, связанные с геологическими условиями.
Прокладка по дну водоема (с механической защитой или без неё). Трубопровод в толще воды (на опорах, на поплавках, самонесущий)	Методы применяются при пересечении очень широких водоемов (несколько километров и более), либо для устройства временных (например, военных) переходов, при нестабильной поверхности дна, берегов или грунтовой толщи	Должна быть обеспечена защита перехода от контактов с судами, якорями, рыболовецкими снастями и др., либо глубина должна гарантировать отсутствие таких воздействий.

3.2 Траншейный метод

3.2.1 Земляные работы

Подводное исполнение переходов предполагает значительный объем земляных работ. По данным различных источников, стоимость подводных работ составляет от 50 до 70% стоимости строительства подводного перехода. В состав земляных работ входят: 1)срезка крутых береговых склонов; 2) разработка траншей на русловых, береговых и пойменных участках; 3)засыпка траншей; укрепление берегов; 4)устройство водоотвод-

ных канав, перемычек; 5) планировка береговых строительных площадок и др [23].

Значительное снижение стоимости и трудоемкости, а также сокращение сроков строительства подводного перехода магистрального трубопровода достигается в результате применения эффективных способов производства подводных земляных работ и повышения их механизации. Технология устройства подводных траншей для трубопроводов отличается от технологии подводных земляных работ при строительстве других гидротехнических сооружений, так как подводные траншеи представляют собой узко профильную выемку, направленную поперек течения. Эти особенности производства земляных работ при строительстве подводного трубопровода обуславливают применение специальных машин и оборудования. Выбор и рациональное использование технических средства для разработки подводных траншей на реках и водоемах зависят от грунтовых условий по трассе перехода, глубины грунтозабора, объемов работ и возможностей доставки техники на строительный объект. Подводные переходы магистральных трубопроводов, строительство которых осуществляется в различных геологических условиях, характеризуются большим разнообразием грунтов, слагающих русла рек в зоне заглубления трубопроводов. На переходах встречаются грунты смешанного типа (до 68% от общего количества сооружаемых трубопроводов). В остальных случаях в пределах русла реки грунты однородного состав представлены в основном песками различной крупности, песчано-гравелистыми и гравелистогалечниковыми отложениями. От вида и прочности грунтов зависит способ их рыхления и удаления в процессе разработки подводной траншеи. В таблице 2 показано укрепленное разделение грунтов по трудности разработки их рабочими органами землеройных машин. Для количественной оценки трудности разработки принят коэффициент прочности по М.М. Протодяконову, а для качественной – используют классификацию грунтов при работе землесосных снарядов.

					Анализ существующих способов ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Как правило, глубина разработки подводной траншеи возрастает с увеличением ширины водной преграды. Ширина рек на переходах глубиной до 5 м обычно не превышает 200 м, в редких случаях она достигает 300 м; ширина рек на переходах глубиной до 10 м примерно составляет 500 м. Крутизна откосов подводной траншеи при ширине водной преграды более 30 м или глубине более 1,5 м (при среднем рабочем уровне воды) с учетом безопасных условий производства водолазных работ принимается по таблице 3. Наибольшую крутизну откосов обводненной береговой траншеи следует принимать по таблице 4[1,26].

Таблица 2 – Разделение грунтов в зависимости от трудности их разработки под водой рабочими органами землеройных машин

Характеристика грунтов по трудности их разработки	Коэффициент прочности	Группа грунта при разработке землеройным снарядом	Способ рыхления	Способ извлечения
Легкие				
Илы, пески, супеси, рыхлые и легкоразмываемые, связанные грунты, текучие и мягкопластичные грунты, торф	0,05 – 0,6	I – III	Гидравлический – струями воды	Гидравлический
Средние				
Пески и супеси плотные с включением гравия	0,6 – 1,5	III – IV	Механический (легкими фрезами и черпаками)	Гидравлический, механический
Гравий чистый, связные грунты тугопластичные, липкие	1,5 – 2,0	IV – VI	Механический (тяжелыми фрезами и черпаками)	Гидравлический, механический
Тяжелые				
Грунты твердые и сцементированные, очень липкие	2,0 – 3,0	IV – VI	Механический (тяжелыми фрезами и черпаками)	Гидравлический, механический
Твердые скальные грунты, раздробленные скважинами или взрывом	3,0 – 5,0	IV – VI	Механический (тяжелыми черпаками и долотами)	Механический

Скальные грунты нераздробленные	5,0 – 14	IV – VI	Механический (тяжелыми до- лотами)	Механический
Скальные грунты нераздробленные	14 – 20	IV – VI	Буровзрывной	Механический

Таблица 3–Крутизна откосов подводных траншей

Характеристика грунта	Глубина траншеи, м	
	До 2,5	Более 2,5
Пески пылеватые и мелкие	1 : 2,5	1 : 3
Пески средней крупности	1 : 2	1 : 2,5
Пески неоднородного зернового состава	1 : 1,8	1 : 2,3
Пески крупные	1 : 1,5	1 : 1,8
Гравий и галечниковый грунт	1 : 1	1 : 1,5
Супеси	1 : 1,5	1 : 2
Суглинки	1 : 1	1 : 1,5
Глины	1 : 0,5	1 : 1
Предварительно разрыхленный скальный грунт	1 : 0,5	1 : 1
Илы и заторфованные	По проекту	

Таблица 4–Крутизна откосов обводненной береговой траншеи

Характеристика грунта	Глубина траншеи, м	
	До 2,5	До 2,5
Пески пылеватые и мелкие	1 : 1,5	1 : 2
Пески средней зернистости и крупные	1 : 1,25	1 : 1,5
Суглинки	1 : 0,67	1 : 1,25
Гравийный и галечниковый грунт	1 : 0,75	1 : 1
Глины	1 : 0,5	1 : 0,75
Предварительно разрыхленный скальный грунт	1 : 0,25	1 : 0,25

Если спуск будет производится по створу, то трубопровод укладывают на спусковую дорожку, а по дну водной преграды прокладывают буксировочный трос. Для увеличения плавучести трубопровод оснащен понтонами [7,19].

3.2.2 Технология укладки подводных трубопроводов

Подготовленный к укладке в подводную траншею переход представляет отрезок или несколько отрезков трубопровода, общая длина которых на несколько десятков метров превышает ширину водной преграды между урезами воды. Сваренный в нитку, заизолированный и футерованный, утяжеленный грузами и оснащенный необходимыми приспособлениями трубопровод устанавливают в исходном перед укладкой положении. Операция по укладке является основной, завершающей большой объем подготовительных работ. Поэтому к ее проведению необходимо готовиться тщательным образом. Существует много способов и схем укладки трубопроводов в подводные траншеи. Все они могут быть разбиты на три способа: 1) протаскивание по дну; 2) погружение с поверхности воды трубопровода полной длины; 3) погружение с поверхности воды последовательным наращиванием секций трубопровода [6,20].

3.2.3 Подготовка трубопровода к укладке

Трубопровод сваривают в нитку, длина которой на несколько метров (или десятков метров) больше ширины зеркала воды между урезами. Затем его испытывают на прочность и плотность, изолируют, футеруют, оснащают (в необходимых случаях) понтонами, крепят тросы, которыми трубопровод будет удерживаться в створе перехода. Установка трубопровода в створ является наиболее ответственной при укладке с поверхности воды, так как при недостаточно точном ее выполнении трубопровод может быть изогнут потоком воды и даже сломан. В практике строительства применяют различные технологические схемы. Основной особенностью любой схемы является способ перемещения трубопровода в створ на плаву и удержание его в таком положении до погружения. В зависимости от ширины русла

водоема средства, с помощью которых трубопровод устанавливают в створ и удерживают в нем, могут располагаться либо только на берегах, либо на берегах и в русле водоема. Если установка в створе будет осуществляться разворотом на плаву, то устройства спусковой дорожки не требуется. В этом случае трубопровод размещают в непосредственной близости от уреза воды (вдоль него) [7,23].

3.2.4 Укладка способом протаскивания

Суть способа заключается в следующем. Трубопровод протаскивают по дну подводной траншеи с одного берега к другому с помощью троса, заранее проложенного в траншее. Этот способ позволяет выполнить укладку трубопровода, не создавая помех судоходству, что очень важно, так как практически на всех реках в летний период судоходство весьма интенсивное. Технологическая последовательность основных операций, связанных с укладкой протаскиванием, следующая: 1) трубопровод сваривают на берегу в нитку, опрессовывают, изолируют, футеруют, а в необходимых случаях балластируют; 2) устраивают спусковую дорожку, на которую помещают подготовленный к укладке трубопровод; 3) по дну подводной траншеи укладывают тяговый трос; 4) протаскивают трубопровод через водную преграду с помощью тракторов или лебедок; 5) по окончании протаскивания проводят водолазное обследование и испытание уложенного трубопровода. Определяют его положение и затем засыпают грунтом. К моменту укладки должны быть подготовлены как трубопровод, так и береговые и подводные траншеи. К протаскиванию трубопровода можно приступить после того, как будет установлено, что фактические данные подводной траншеи соответствуют проектным [21,26].

3.2.5 Укладка трубопровода с поверхности воды

Суть способа укладки с поверхности воды заключается в следующем. Полностью подготовленный к укладке трубопровод устанавливают на плавучую над подготовленной заранее траншеей, а затем погружают на ее дно затоплением при положительной плавучести или отсоединением специальных устройств, удерживающих трубопровод на поверхности воды [20].

3.3 Бестраншейный метод

3.3.1 Наклонно-направленное бурение

Горизонтально-направленное бурение (ННБ) является одним из способов преодоления препятствий по трассе трубопровода, позволяющий укладывать дюкер в ствол скважины, пробуренной под препятствием, без необходимости копать траншею. Трубопроводы и дюкеры, уложенные данным способом, могут использоваться без каких либо ограничений по времени, не подвержены воздействию эрозии, никогда не создают помех для судоходства и совершенно безопасны в экологическом отношении [17].

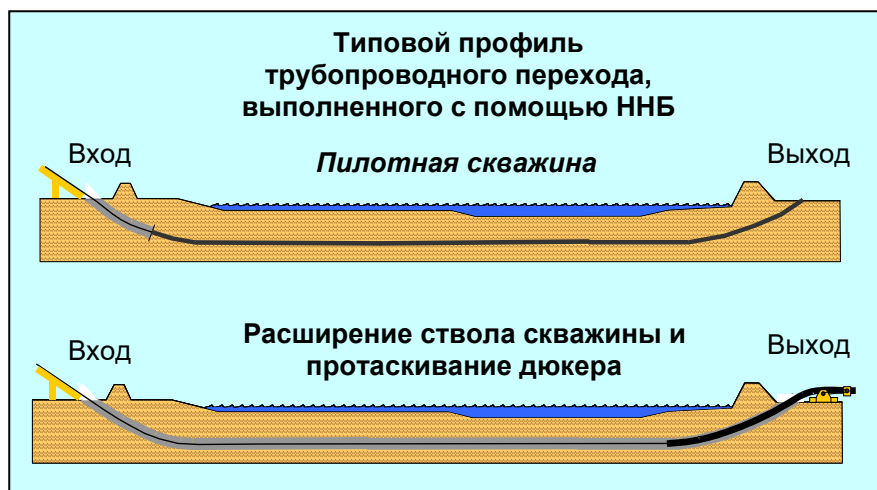


Рис.1– Типовой профиль трубопроводного перехода, выполненного с помощью ННБ

ННБ обычно осуществляется для прокладки трубопроводов под реками или другими естественными или искусственными препятствиями, при этом с поверхности бурится скважина, проходящая под препятствием и выходящая на противоположной стороне (рис.1). ННБ может осуществляться и с другими целями. Например, оно может осуществляться для проводки кабелей или трубопроводов с берега на морские объекты или с морских объектов на берег, для обеззараживания грунтов путем пробуривания скважины и удаления экологически опасных жидкостей, либо для проводки канализационных сетей под наклоном. За последние 30 лет ННБ широко внедрилось в практику со значительным увеличением протяженности скважин (до одной мили) и диаметра укладываемых труб (до 1575 см) [17].

3.3.2. Типовой переход с помощью ННБ

Обычно при ННБ проводится скважина с одной стороны препятствия на другую. Скважина забуривается на определенном расстоянии от края препятствия с углом входа от 12 до 15°. Эти расстояние и угол должны строго выдерживаться для безопасного преодоления препятствия на достаточной глубине и выхода в заданной точке на противоположной стороне. После того как скважина пробурена на достаточное расстояние за препятствие, обычно на глубине не более 9.3 метров, направление ее проходки изменяется в сторону поверхности и она выходит в заданной точке. Как правило, место перехода определяется заказчиком до бурения. Однако фактическое расположение точек входа и выхода зависит от характера местности и пробуриваемых пород [17].

По мере возможности по предлагаемой траектории скважины отбираются керны для определения характера пород, в которых предстоит бурить (рис. 2). Для этого пробуриваются вертикальные скважины, обычно силами отдельного подрядчика. Они бурятся на глубину, превышающую

					Анализ существующих способов ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

предполагаемую глубину перехода, на расстоянии около 152 метров друг от друга [17].

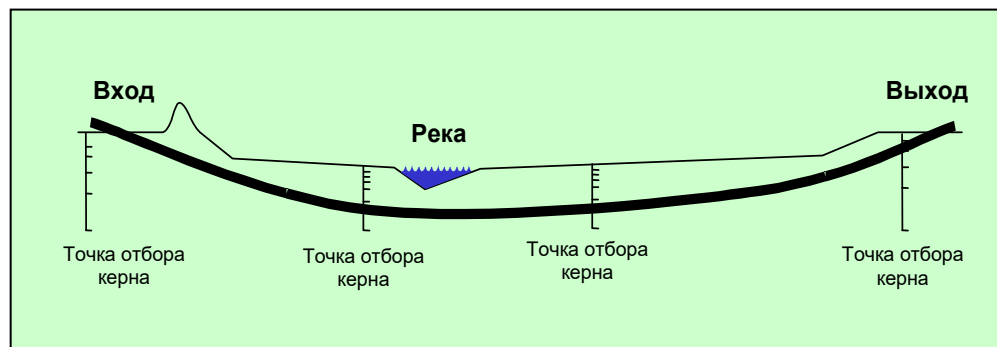


Рис.2 – Типовая расстановка скважин для отбора керна

Керны являются источниками ценной информации, которая ложится в основу планирования выполнения перехода и компоновки бурового снаряда. По результатам анализа кернового материала составляются планы проведения буровых работ и расположения оборудования на строительном участке. Основные факторы, учитываемые при составлении плана буровых работ, включают в себя (1) обеспечение достаточной глубины проходки под препятствием во избежание растрескивания вышележащих пород и ухода бурового раствора на поверхность, (2) возможность менять направление проходки в процессе бурения, (3) размер дюкера, который предстоит затащить в скважину, и (4) присутствие пород с нежелательными характеристиками [17].

Топография местности и наличие уже существующих подземных коммуникаций в зоне бурения играют решающую роль в определении месторасположения точек входа и выхода. Буровой станок и вспомогательное оборудование размещаются на входной стороне. Входная сторона должна иметь более или менее ровную поверхность и быть легко доступной для транспортных средств. На выходной стороне должно быть достаточно места для сборки дюкера перед его затаскиванием в скважину. На входной стороне (рис. 3) по сути дела размещается все оборудование,

необходимое для проведения всех операций по выполнению перехода. К нему относятся буровой станок и система анкеровки, буровой насос, система циркуляции бурового раствора, грязеотстойник, силовая установка и водозаборный насос для приготовления бурового раствора. Размещение оборудования можно оптимизировать с учетом наличной площади [17].

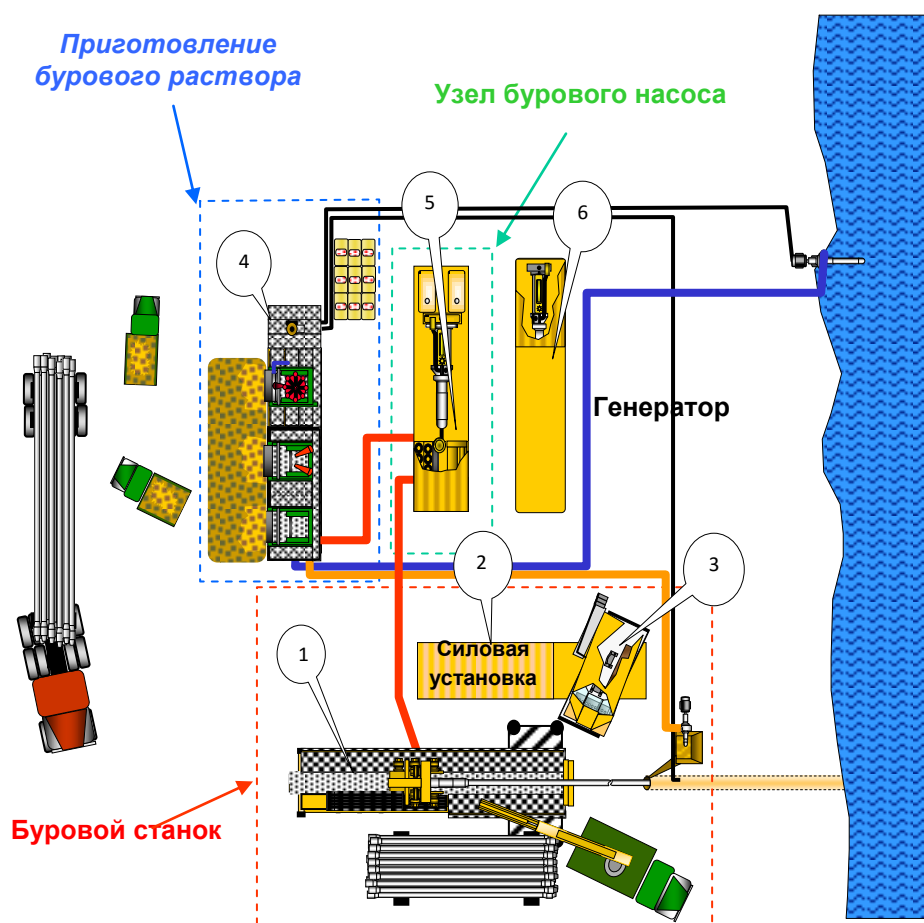


Рис.3 – Размещение бурового оборудования на входной стороне, включая буровой станок (1), силовую установку (2), кабину оператора (3), систему циркуляции бурового раствора (4), буровой насос (5) и генератор (6)

Схема размещения оборудования на выходной стороне будет зависеть от диаметра дюкера, протяженности перехода, а также потребности в наращивании дюкера. При большом диаметре дюкера и протяженности перехода также понадобятся толкатель дюкера и лебедка [17].

При выполнении трубопроводного перехода процесс ННБ состоит из трех основных этапов. Во-первых, бурится пилотная скважина уменьшенного

диаметра с входной стороны на выходную. Затем ствол скважины расширяется с тем, чтобы в нее можно было затащить дюкер увеличенного диаметра. И на последнем этапе дюкер протаскивается через скважину с выходной стороны на входную [17].

3.3.3 Процесс ННБ

Бурение пилотной скважины

Выполнение трубопроводного перехода начинается с бурения пилотной скважины (рис. 4) уменьшенного диаметра с входной стороны на выходную. Это делается с помощью струйного долота, трехшарошечного долота или турбобура. Струйное долото используется для бурения в мягких породах, а трехшарошечное долото или турбобур – в твердых. В условиях меняющейся твердости пород приходится идти на замену одного типа

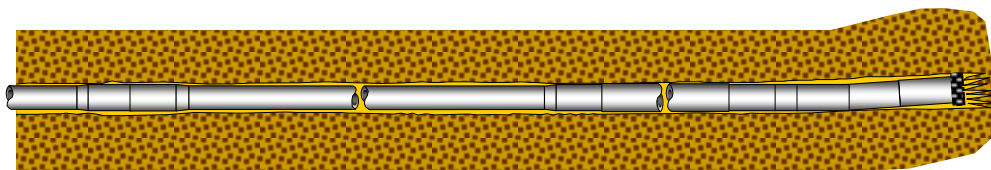


Рис.4 – Пилотная скважина

бурового инструмента на другой. При необходимости менять траекторию пилотной скважины, направление бурения корректируется с помощью переводника с изгибом в случае проходки мягких пород струйным долотом или с помощью изогнутого корпуса турбобура в случае проходки твердых пород. Изгиб в указанном переводнике или корпусе турбобура обычно не превышает 3° , что позволяет постепенно менять траекторию скважины, вращая приподнятую часть изгиба в нужном направлении (вверх, вниз, влево или вправо), по мере продвижения бурового снаряда. В буровой снаряд встраивается навигационный зонд (рис. 5) как можно ближе к долоту для определения положения в стволе скважины и прокладки курса по мере продвижения вперед. В состав навигационного зонда входит магнитный

					Анализ существующих способов ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

датчик, определяющий положение магнитного севера, при этом компоненты бурового снаряда, включая долото, должны быть выполнены из немагнитно-

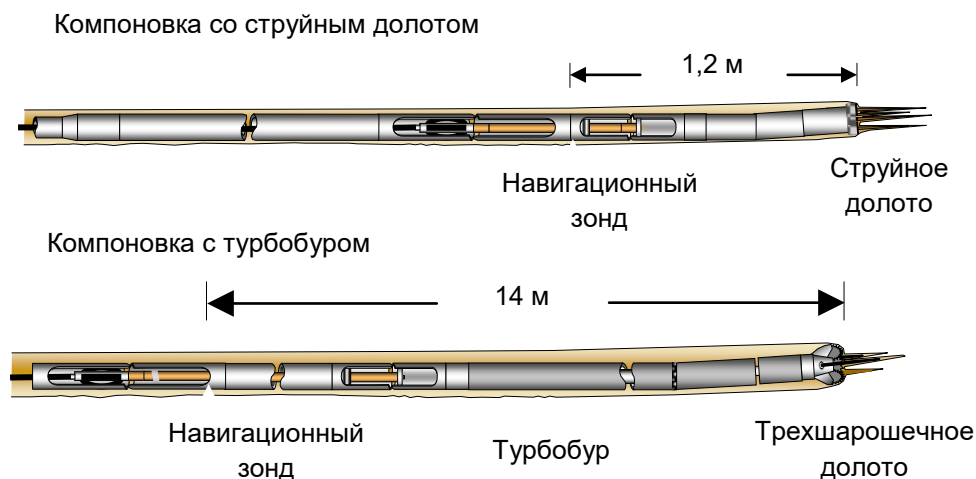


Рис.5 – Место установки навигационного зонда в буровом снаряде в компоновках со струйным долотом и турбобуром

го материала для сведения магнитных помех и, следовательно, погрешности навигационной системы до минимума. Навигационные данные непрерывно посылаются на поверхность, включая азимут, склонение и ориентацию инструмента (приподнятой части изгиба переводника или корпуса турбобура), в процессе бурения. Это позволяет бурильщику постоянно контролировать проходку и сверять фактическую траекторию с заданной. При отклонении ствола скважины от заданной траектории можно принимать безотлагательные меры по ее корректировке путем изменения ориентации изогнутой части переводника (переднего торца инструмента) и долото пойдет в нужном направлении. На пульт управления (рис. 6) и в вычислительную систему на поверхности поступают данные, снимаемые в процессе бурения через изолированный провод, протянутый в бурильной колонне. С помощью поступаемых данных определяется положение и ориентация забоя на заданной траектории. Хотя и

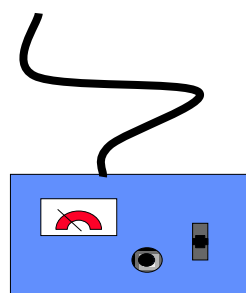


Рис.6 – Пульт управления системой

навигационный зонд является основным средством контроля над направлением ННБ, можно использовать и другие методы в зависимости от конкретной ситуации [17].

Расширение ствола скважины

После того как пробурена пилотная скважина, на следующем этапе ее ствол значительно расширяется с тем, чтобы можно было протаскать дюкер. От диаметра дюкера зависит размер выбираемого расширителя. Расширенный ствол, как правило, на 30-50% больше диаметра дюкера. В качестве расширителя можно использовать летучие резцы для пород в интервале от мягких до средней твердости или шарошечные расширители для твердых пород [17].

Расширение можно осуществлять в прямом или обратном направлении

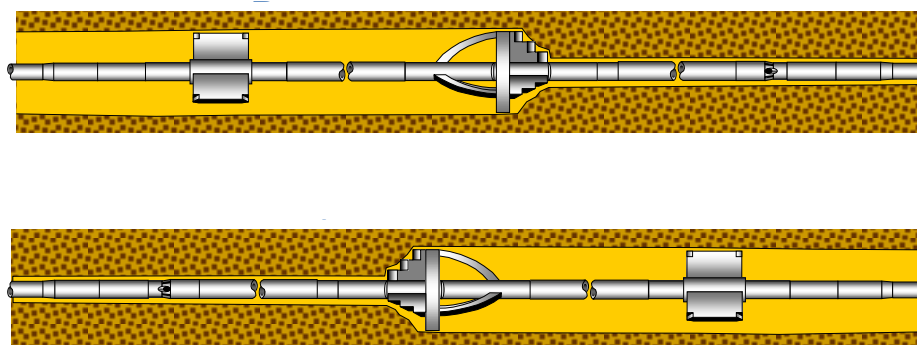


Рис.7 – Варианты расширения ствола скважины

в зависимости от характера породы и других факторов (рис. 7). Эта операция проводится в несколько стадий или за один проход. Если позволяют условия, после расширительных работ часто проводится калибрование ствола скважины с помощью калибратора или цилиндрического расширителя для окончательной подготовки скважины к протаскиванию дюкера. Диаметр цилиндрического расширителя почти такой же, как и у дюкера. Он не только позволяет довести ствол скважины до требуемого размера, но и с помощью расположенных на обоих торцах зубьев удалять осыпь, образующуюся в

результате обрушения стенок скважины. В состав снаряда для расширительных работ входит много компонентов буровой колонны (рис. 8), включая переводники, которые значительно облегчают расширение ствола скважины.

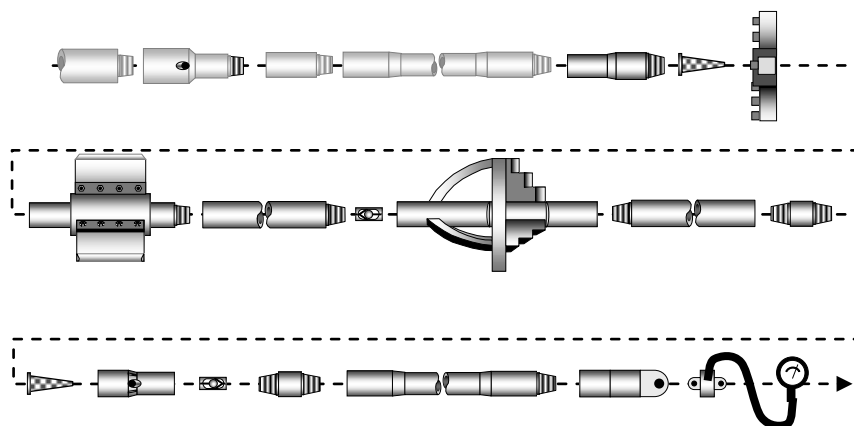


Рис.8 – Компоновка для расширения в прямом

Протаскивание дюкера

После того как ствол скважины расширен до нужного размера и приведен в надлежащее состояние, в нее затаскивается дюкер. На данном этапе трубы дюкера раскладываются на выходной стороне для сборки и предварительных испытаний. Трубы привариваются друг к другу или сплавляются вместе, в зависимости от материала, образуя сплошной дюкер, готовый к протаскиванию через расширенную скважину. Это позволяет протащить дюкер за один проход. В случае дюкера малого диаметра к нему подсоединяется вертлюг и он протаскивается силами бурового станка на входной стороне [17].

Оголовок

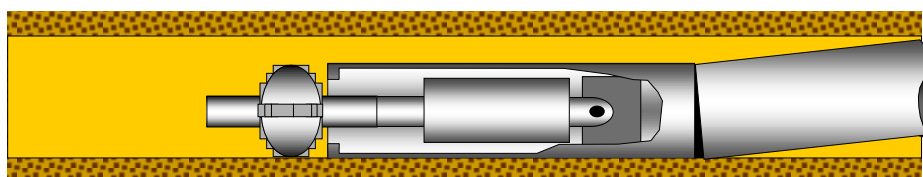


Рис.9 – Резец оголовка, вертлюг и оголовок

Если же дюкер большого диаметра, для его протаскивания используется специальный узел. В его состав входит оголовок того же диаметра, что и дюкер, с шарнирным соединением. Спереди оголовка устанавливается резец, позволяющий восстановить ствол скважины в случае обрушения ее стенок. Вертлюг позволяет вращать резец дюкера при неподвижной буровой колонне в процессе ее продвижения [17].

В паре с буровым станком можно использовать толкатель (рис. 10) с выходной стороны для протаскивания дюкера большого диаметра через скважину. Он применяется лишь на переходах большой протяженности для

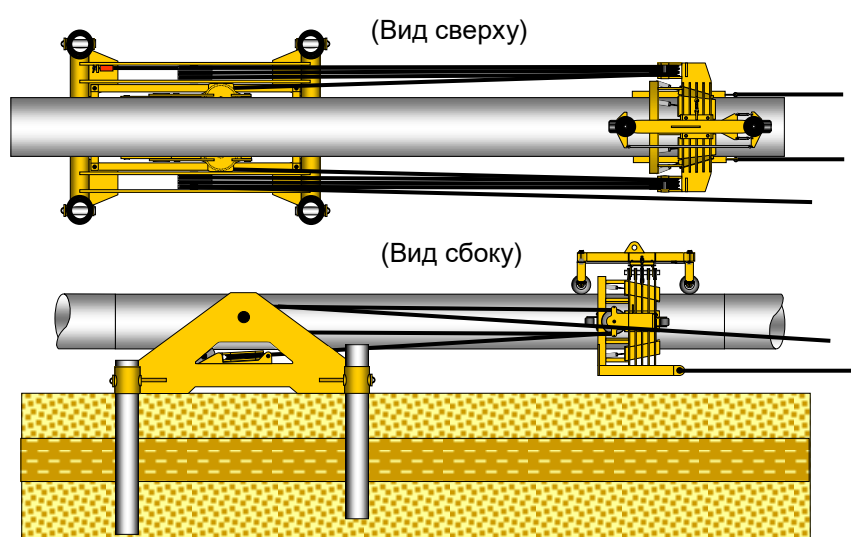


Рис.10 – Толкатель дюкера

протаскивания дюкера большого диаметра, если усилия одного бурового станка недостаточно. После протаскивания дюкера подсоединяются все необходимые коммуникации по обе стороны перехода [17].

При сравнении двух способов строительства подводных газопроводов очевидно что строительство методом ННБ имеет ряд преимуществ. При бестраншейной технологии используется меньший объем ручных и транспортных работ. Буровая бригада из 5 - 7 человек успешно справляется с объемом работы в короткие сроки с применением современной строительной техники. Применение современного метода бурения помогает значительно снизить затраты на ремонтные работы [17].

4 РЕМОНТ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА МЕТОДОМ БЕСТРАНШЕЙНОЙ САНАЦИИ

Бестраншейные технологии позволяют в среднем на 30-50 % снизить капитальные затраты в сравнении с традиционными технологиями и не требуют многих и часто дорогостоящих согласований на проведение ремонтных работ. Применение таких технологий в среднем на 25-40 % сокращает потребление электроэнергии насосно-силовым оборудованием и стабилизирует пропускную способность трубопроводов [25].

В настоящее время в США, Англии, Франции, Германии значительная часть требующих восстановления трубопроводов ремонтируется непосредственно под землей. Преимущества ремонта трубопроводов бестраншейным методом очевидны: затраты на ремонт снижаются более чем в 6–8 раз, а производительность работ возрастает в десятки раз. Из всего многообразия существующих методов бестраншейного ремонта трубопроводов можно выделить следующие, получившие наибольшее распространение в мировой практике: 1) нанесение цементно-песчаного покрытия на внутреннюю поверхность ремонтируемого трубопровода; 2) использование пневмопробойника для создания нового полимерного трубопровода на месте старого; 3) использование гибкого комбинированного рукава, позволяющего формировать новую композитную трубу внутри старой; 4) «длиннотрубный» метод, заключающийся в протаскивании относительно гибкой полимерной трубы внутрь ремонтируемого трубопровода; 5) метод «лайнера», включающий протаскивание с помощью лебедки длиной пластиковой трубы, поперечное сечение которой имеет U – образную форму, а также использование рулонной (обмотанной) трубы (“Expand-a-Pipe”), т.е.

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Сиромеха Д.О.						
Руковод.		Шадрин А.В.					35	32
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б14		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

создание новой полимерной трубы внутри старой при помощи обмоточной машины и пластмассовой бесконечной профильной ленты; 6) локальный ремонт. В данной работе мы более подробно рассмотрим способ восстановления трубопроводов с использованием комбинированного рукава. Диаграмма использования способов бестраншейного ремонта трубопроводов в РФ приведена на рисунке 11[25].

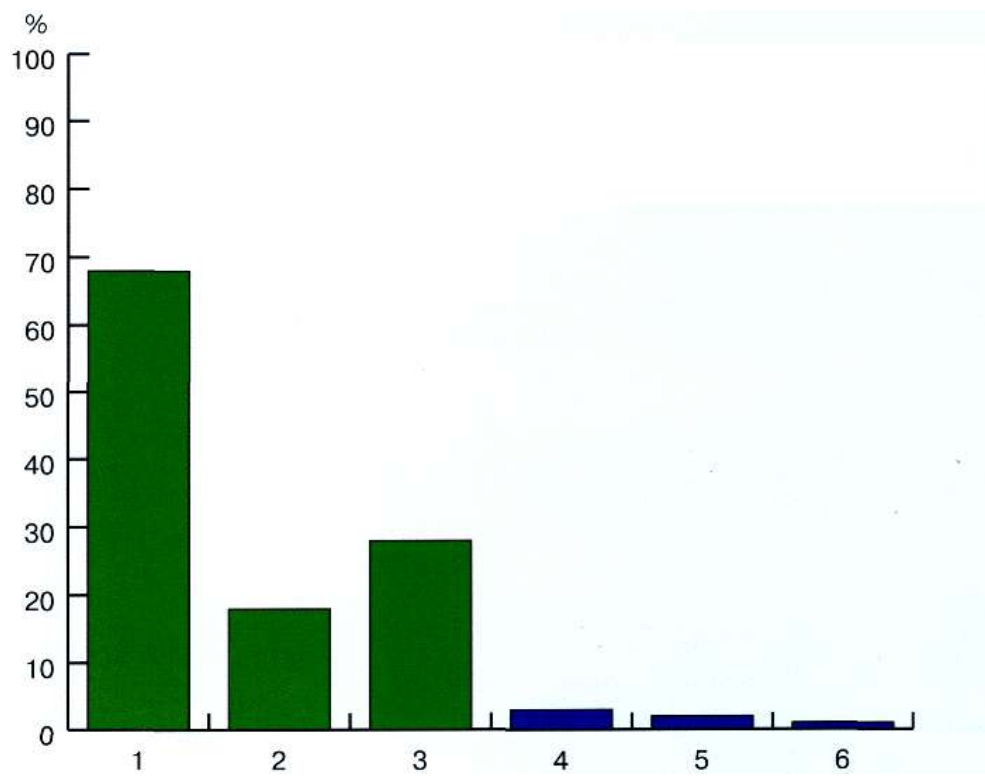


Рис.11 – Удельный вес использования способов бестраншейного ремонта в РФ:

1)длиннотрубный метод 68÷72 %; 2) пневмопробойник 18÷22 %; 3) комбинированный рукав 28÷32 %; 4) нанесение цементно-песчаного покрытия 3÷5 %; 5) лайнеры 2÷4 %; 6) локальный ремонт – 1÷2 %.

4.1 Обзор методов ремонта подводных переходов

Ремонтно-восстановительные работы являются наиболее трудоемкими и затратными. Особенно сложными являются работы на подводных переходах, участках обводненной и заболоченной местности. Погруженный на 1...2 метра и забалластированный пригрузами трубопровод практически невозможно поднять на поверхность, особенно летом и в межсезонье. Лишь зимой, после промораживания верхнего слоя болота можно вскрывать траншеей, устраивать глубокий ремонтный котлован с водоупорными стенками, снимать с трубы несколько пригрузов и выполнять ее ремонт. Такие работы настолько сложны и дороги, что чаще всего производят полную замену перехода через болото новой параллельной ниткой с врезкой в магистраль на сухих береговых участках.

Альтернативой в таком случае являются методы внутритрубного ремонта, которые позволяют производить ремонт трубопровода без проведения земляных работ в объеме, в котором требуют традиционные методы ремонта. Применяя большинство внутритрубных необходимо разработать только два рабочих котлована по обоим берегам реки, либо заболоченного участка [5].

В следующих разделах будут рассмотрены основные методы внутритрубного ремонта:

- метод «труба в трубе» без разрушения
- метод «труба в трубе» с разрушением;
- метод ремонта «U-liner»;
- метод CIPP, известный в России как метод «чулка»;

4.2 Восстановление трубопроводов с использованием комбинированного рукава

Суть метода восстановления трубопроводов с использованием комбинированного рукава заключается в формировании новой композитной трубы внутри старого, требующего ремонта, трубопровода (рисунок 12). Для этого внутри последнего 2 через смотровые колодцы размещают комбинированный рукав, представляющий собой пропитанный термореактивным связующим армирующий материал (стеклоткань, синтетический войлок) [25].

Затем во внутреннюю герметичную пленочную оболочку комбинированного рукава под давлением подается теплоноситель (пар, горячая вода), который расправляет рукав, прижимая его к внутренней поверхности трубопровода, и полимеризует связующее, образуя новую композитную трубу 3 [25].

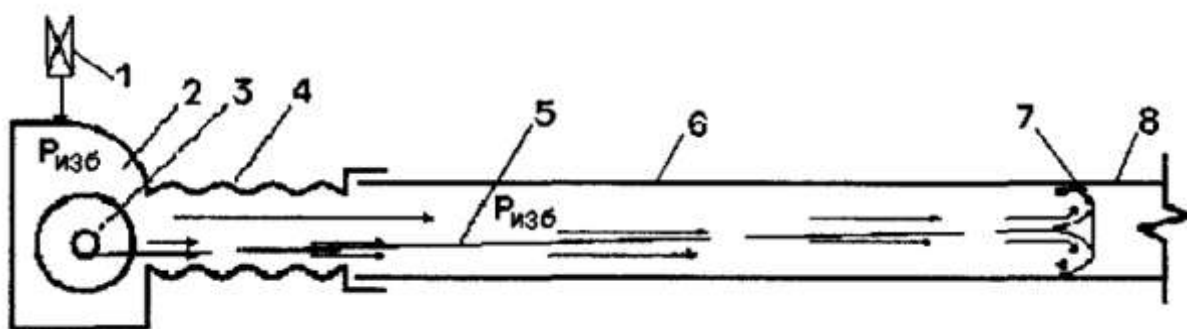


Рис.12 – Принципиальная схема ремонта трубопровода с применением комбинированного рукава: 1) теплогенератор; 2) ремонтируемый трубопровод; 3) новая композитная труба.

В таблице 5 более детально приведены этапы бестраншейной санации газопровода.

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Таблица 5–Этапы проведения бестраншейной санации газопровода

Этапы проведения бестраншейной санации газопровода	Графическое изображение проведения бестраншейной санации газопровода
1.Вывод из эксплуатации подлежащего санации трубопровода.	
2.Рытьё котлованов, разъединение и опорожнение линии.	
3.Втягивание вспомогательного троса, например при помощи ТВ-камеры.	
4.Грубая механическая чистка внутренней стороны трубы при помощи круглых щёток, свабов, скребков или фрезеровальных роботов.	
5.Позиционирование намотанного высоконапорного рукава и тяговой лебёдки соответственно на стартовом и финишном котловане.	
6.Монтаж тянущей головки на высоконапорном рукаве а также направляющих валиков для втягивания рукава и втягивающего каната на старой трубе.	
7.Втягивание высоконапорного рукава (в сложенном или не сложенном виде).	
8.Монтаж переходных соединителей с закреплением на старой трубе.	
9.Соединение отремонтированных участков линии в промежуточных котлованах и проведение испытания давлением.	

10.Подключение отремонтированной линии к трубопроводной сети и введение в строй.	
11.Засыпка котлованов.	

К основным преимуществам этого способа следует отнести, во-первых, сравнительную простоту и доступность технологии и оборудования для ее осуществления; во-вторых, высокое качество и долговечность ремонтного покрытия; в-третьих, возможность ремонта достаточно изношенных трубопроводов различного назначения в широком диапазоне диаметров и больших длин [25].

4.3 Метод ремонта «труба в трубе» без разрушения

Одним из методов ремонта, обеспечивающих надежную эксплуатацию подводного перехода, является ремонт прокладкой трубопровода меньшего диаметра внутри существующего трубопровода. Конструкция состоит из кожуха, которым служит отремонтированный дефектный трубопровод, и рабочего трубопровода меньшего диаметра.



Рис.13 – Схема ремонта подводного перехода в конструкции
труба в трубе

1 – существующий отремонтированный трубопровод; 2 – протаскиваемый трубопровод; 3 – герметичный колодец; 4 – сальниковое уплотнение; 5 – оголовок протаскиваемого трубопровода меньшего диаметра; 6 – береговая задвижка

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Необходимость проведения ремонта по данной технологии основывается на результатах контроля за техническим состоянием подводного перехода и рекомендуется для условий, когда отсутствуют жесткие ограничения по его пропускной способности.

Схема ремонта ППМН с использованием конструкции «труба в трубе» может быть применена для капитального и аварийного ремонтов подводных нефтепроводов, уложенных по радиусу упругого изгиба при отсутствии кривых вставок, эллипсности сечения, вмятин, гофр.

При использовании технологии ремонта «труба в трубе» необходимо учитывать некоторые особенности данного метода. Из условия ремонтпригодности конструкции «труба в трубе» диаметр защитного кожуха должен быть больше диаметра рабочего трубопровода не менее чем на 150 - 200 мм.

Материал рабочего трубопровода по качеству и техническим характеристикам должен соответствовать материалу кожуха.

Для защиты в момент протаскивания наружной поверхности рабочего трубопровода и внутренней поверхности трубопровода-кожуха производится футерование рабочего трубопровода деревянными рейками. Рабочий трубопровод рекомендуется футеровать на отдельных участках, так как сплошное футерование трубопровода повышает его жесткость, что нежелательно в момент протаскивания. Крепление футеровки производится проволокой, однако необходимо предусмотреть меры для предотвращения контакта проволоки с поверхностью рабочего трубопровода и трубопровода-кожуха.

Для уменьшения сил трения при протаскивании рабочего трубопровода в кожух рекомендуется применять роликоопоры или протаскивать рабочий трубопровод по трубопроводу-кожуху, заполненному жидкостью. Рабочий трубопровод следует протаскивать в кожух равномерно при минимальной скорости работы тяговой лебедки или минимальной скорости движения тягача. При этом следует контролировать значение тягового усилия. После

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

окончания протаскивания необходимо снять с рабочего трубопровода все нагрузки и дать выдержку в таком положении до 24 ч.

Для предохранения от коррозии наружной поверхности основного трубопровода и внутренней поверхности трубопровода-кожуха межтрубное пространство заполняется инертным газом (азотом), речной водой с электрической или ингибиторной защитой. Наиболее приемлемым, с точки зрения простоты реализации и надежности, а также по экономическим показателям, является раствор гашеной извести, который надежно защищает металл трубы при концентрации 1,2 г/л при 20°C. Известь – дешевый продукт, безвредный для человека и окружающей среды. Растворы гашеной извести препятствуют возможному возникновению и развитию бактериальной коррозии.

После укладки и испытания трубопровода в межтрубном пространстве необходимо создать избыточное давление 0,3...0,5 МПа, позволяющее в процессе эксплуатации контролировать герметичность кожуха и рабочей трубы, а также при необходимости частично «разгружать» стенку рабочей плети от действия внутреннего давления. Необходимость давления 0,3-0,5 МПа вызвана следующими обстоятельствами: это давление должно быть выше статического давления в водоеме (не превышает 0,1 МПа) и ниже нижнего предела давления перекачиваемого продукта.

Датчик давления балластирующей воды следует располагать в межтрубном пространстве; информация от него должна поступать к вторичному индикаторному прибору в виде электрических сигналов, что позволит исключить отказы из-за замерзания воды в трубках проводниках при отрицательной температуре среды.

На основании результатов изыскательских работ при проектировании должны определить границы отрицательной температуры в межтрубном пространстве в пределах кожуха. При тепловом расчете положительная температура транспортируемого продукта не должна учитываться, поскольку приходится допускать возможность длительных остановок перекачки.

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При герметизации конструкции «труба в трубе» необходимо предусмотреть меры, не допускающие контакт рабочего трубопровода с трубопроводом-кожухом. Для этого применяют сальниковые уплотнения.

При проектировании капитального ремонта ПП МН методом «труба в трубе» выполняются расчеты: тягового усилия; диаметра тягового троса; выдергивающей силы; температурных напряжений; проверки прочности протаскивания снаряженного трубопровода и устойчивости трубопровода кожуха [26].

4.4 Метод ремонта «труба в трубе» с разрушением старого трубопровода

Данный метод относится к бестраншейным и широко применяется при восстановлении подземных коммуникаций во всём мире. Его применение распространено еще и потому, что при производстве работ он наносит минимальный вред окружающей среде. В России данная технология получила широкое применение сравнительно недавно, хотя в Европе метод успешно используется более 20 лет.

Суть данного метода заключается в протаскивании конической разрывной головки внутри старого изношенного трубопровода. Благодаря особой геометрической форме головки и большому тяговому усилию (80-400 тонн) принимающий трубопровод разрушается, а его фрагменты вдавливаются в грунт. К задней части разрушающей головки крепится новая полиэтиленовая труба, свариваемая в плетъ необходимой длины. Она протягивается одновременно с головкой. Для уменьшения трения диаметр головки чуть большего диаметра подающей плети полиэтиленовой трубы. При этом принимаются во внимание диаметр старого трубопровода и категория грунтов данной местности. Конечный диаметр восстановленного трубопровода может быть увеличен или сохранен. Именно это делает данный

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

метод уникальным – ни один другой бестраншейный метод не подразумевает увеличение пропускной способности трубопровода [11].

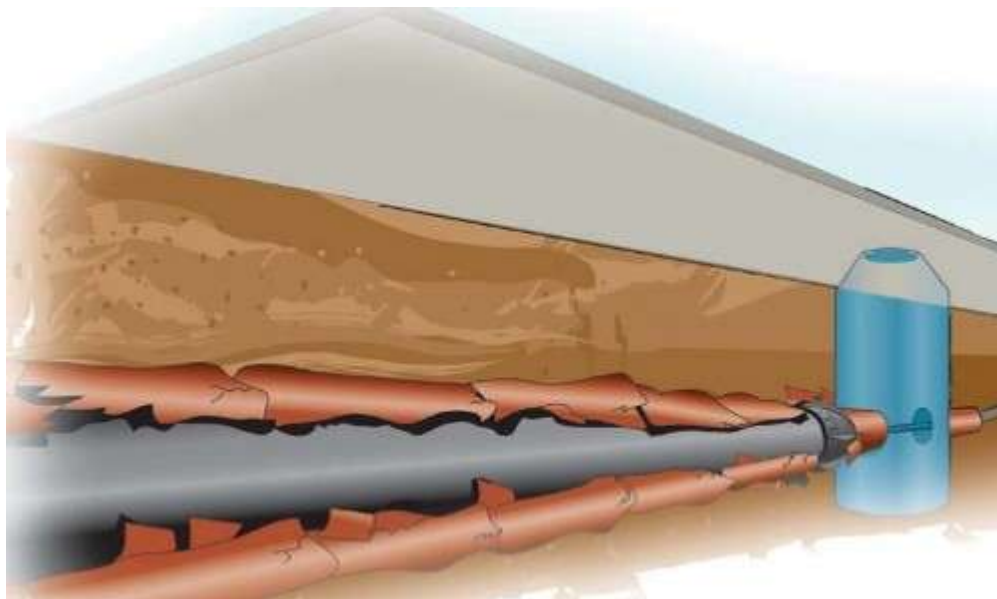


Рис.14 – Протаскивание трубы с разрушением старой

Процедуры замены

В зависимости от поставленных задач и исходных параметров старого трубопровода технологию можно разделить на два основных метода – непрерывный и секционный. Непрерывный метод предусматривает сварку труб из поливинилхлорида или полиэтилена высокой плотности, формирование единой нитки на поверхности и протягивания из отправного котлована внутри старого трубопровода. Секционный метод установки предполагает использование коротких труб, в том числе из стали и стекловолокна, как правило, стыкующихся небольшими секциями в отправном котловане.

Непрерывный метод

Непрерывный метод установки используется для труб, которые могут быть сформированы в единую плетть и поданы через отправной котлован в старый трубопровод. Этот способ является предпочтительным при восстановлении трубопровода, поскольку процесс протягивания в данном случае является непрерывным и требует меньше времени на производство

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работ. Как правило, процедура начинается с обустройства двух котлованов по концам санируемого участка. В отправной котлован устанавливается гидравлический разрушитель и пробрасывается колонна штанг по всей длине старого трубопровода. В приемный котлован подаётся новая ПЭ труба, сваренная в плеть. Приёмный котлован может колебаться в размерах в зависимости от мощности предусмотренного оборудования, в диапазоне от 2,5х2 до 4х2,5 метра. В каждом конкретном случае, в зависимости от глубины установки, требуется либо укрепление стенок котлована, либо допускается откос. Как правило, предпочтительнее произвести обустройство стенок котлована, дабы не допустить осыпания грунта, что может в дальнейшем осложнить процесс производства работ. Отправной котлован существенно меньше приёмного, обычно принимается из расчёта пластичности трубы, что бы радиус изгиба позволил подать новую трубу на глубину залегания старого трубопровода. Ширина прямка должна быть достаточно необходимой для работ по креплению новой трубы к разрушающей головке.

Гидравлический разрушитель крепится к стенкам опалубки, чтобы минимизировать боковое движение машины во время разрыва трубы. Кроме того, перед началом протяжки устанавливается упорная плита из стали или древесины, чтобы равномерно распределить площадь опоры. Как только гидравлический разрушитель безопасно установлен, начинается проталкивание специальных штанг, которые имеют резьбовые соединения с торцов. Длина штанг 1,2 метра. К первой штанге крепится наконечник, что бы во время движения спокойно пройти мусор либо иловые отложения.

Как только движение штанг достигло отправного котлована, производится крепление разрушающей головки и новой ПЭ трубы. Гидравлический разрушитель работает на втягивание. Головка, двигаясь по ходу длинны старого трубопровода, разрушает стенки санируемого участка, вдавливая их в грунт. Необходимо строго следить, чтобы радиус изгиба

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

подаваемой трубы не достигал критических значений, так как в противном случае невозможно гарантировать целостность восстановленного участка.

Секционная установка

Этот метод так же предусматривает обустройство двух котлованов, по концам saniруемого участка трубопровода. Существенное отличие заключается в том, что в данном случае мы имеем дело с новым трубопроводом, не имеющим пластичности. Все секции должны стыковаться на уровне заложения старого существующего трубопровода. Отправной котлован должен иметь длину, не менее длинны секции трубопровода, плюс длину домкрата служащего дополнительным усилием для проталкивания нового трубопровода. В остальном, можно провести аналогию с предыдущим методом. Усилие толкающего домкрата должно незначительно превышать усилие гидравлического разрушителя, работающего на втягивание.

Преимущества

1. Главным преимуществом этой технологии является возможность увеличения первоначального диаметра трубопровода на несколько типоразмеров. Это может быть достигнуто без раскопок вдоль линии прокладки старой трубы.

2. Метод исключает остановку судоходства на реке и практически не затрагивает существующие ландшафты.

3. Для работы необходимо произвести минимальную разработку грунта (только обустройство приёмочного и отправного котлованов, для установки технологического оборудования).

4. Наконец, этот метод зачастую является наиболее экономически выгодным [11].

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.5 Метод ремонта «U-liner»

Существует ряд методов, основанных на протягивании полиэтиленовых рукавов специальной U-образной формы в ремонтируемый трубопровод с последующим ее возвратом в первоначальную круглую форму. Эти методы различаются технологией производства работ и используемым оборудованием. Их условно называют методами «U-Liner». Рукав U-образной формы изготавливается из полиэтилена методом термомеханического формования в заводских условиях или на строительной площадке. При этом труба приобретает U-образную форму, а ее поперечное сечение уменьшается, что позволяет транспортировать рукав в бобинах к месту проведения работ и с минимальными техническими затратами прокладывать в ремонтируемые трубопроводы.

Благодаря собственной прочности трубы-вкладыши не зависят от степени изношенности ремонтируемых труб, но если восстанавливаемый трубопровод не сильно изношен, то толщина футеровочных труб может быть уменьшена для увеличения рабочего сечения трубы. Торцы полиэтиленовых труб соединяются сваркой, что исключает возможность возникновения утечек в местах стыков.

Строительные работы ограничены небольшими котлованами в начале и конце трассы. Труба «U-Liner» изготавливается, как уже было сказано выше, в заводских условиях из полиэтилена методом термомеханического формования. При этом труба приобретает U-образную форму, а поперечное сечение ее уменьшается на 35%. U-образная труба наматывается на транспортировочный барабан. В зависимости от размера трубы на один барабан можно намотать и доставить к месту проведения работ до 1600 м трубы. Труба «U-Liner» протаскивается в старый трубопровод на требуемую длину.

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

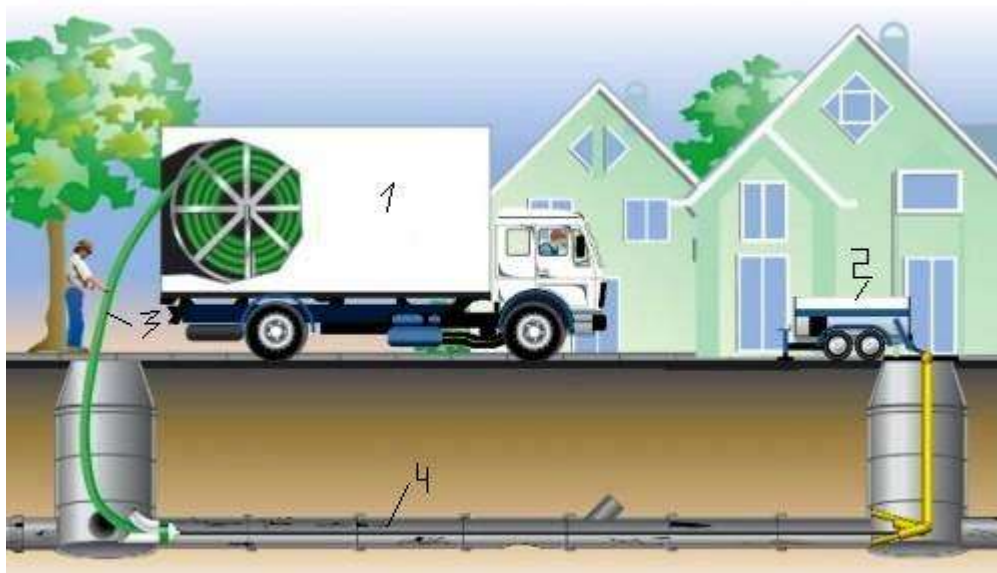


Рис.15 – Схема производства работ при ремонте трубопровода методом «U-liner»
1 - Машина для подачи трубы; 2 – лебедка; 3 – U-образная труба; 4 – ремонтируемый участок

После установки запорных деталей труба «U-Liner» подвергается обратной деформации при помощи пара, который подается под давлением из компрессора. При этом труба разогревается, активизируется характерная для данного материала способность «вспоминания» формы трубы, и «U-Liner» приобретает свою первоначальную круговую форму (рисунок 16).

Использование сжатого воздуха во время процесса охлаждения позволяет обеспечить плотный контакт полиэтиленовой трубы с внутренней стенкой существующей трубы без дополнительного клеевого соединения. После восстановления круглого сечения полиэтиленовой трубы производятся сварочные работы с использованием фитингов с закладными нагревательными элементами. Затем отремонтированный участок присоединяется к действующему трубопроводу. Уменьшение поперечного сечения в результате установки внутренней полиэтиленовой трубы компенсируется улучшением гидравлических характеристик восстановленного трубопровода, благодаря чему в большинстве случаев повышается его пропускная способность [11].

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



Рис.16 – Процесс «вспоминания» формы U-образной трубы

4.6 Санация методом Cured-in-place pipe

4.6.1 Санация с использованием полимерного рукава Aarsleff

Сущность способа – это протягивание в восстанавливаемый трубопровод гибкого полимерного рукава, пропитанного смолой, с последующей полимеризацией и отверждением пропиточной композиции.

Данный метод основан на известной технологии установки в существующий трубопровод мягкого полимерного рукава Aarsleff CIPP (рисунок 17). На заводе изготавливается мягкий полимерный рукав, состоящий из нескольких слоев полиэфирного фетра, имеющий защитное полимерное покрытие на внутреннем слое. Затем рукав пропитывается составом, содержащим полиэфирные или эпоксидные смолы с различными добавками, упаковывается в контейнер со льдом, препятствующим началу процесса полимеризации [28].

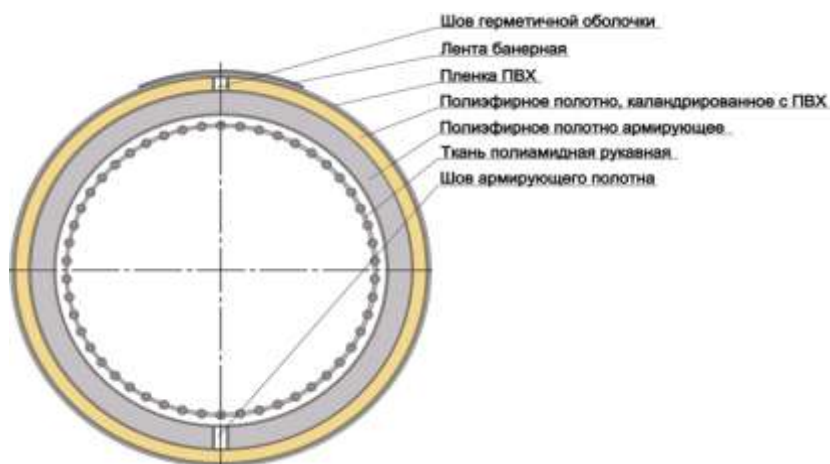


Рис.17 – Поперечное сечение синтетического рукава Aarsleff

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Методика работы

Прежде чем приступать к работам по восстановлению подводного перехода, необходимо убедиться в том, что это технически возможно, и при отрицательном результате выбрать один из традиционных методов.

Сначала изучаются условия, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- диаметр от 150 до 2000 мм: ограничения накладываются в связи с тем, что рукав выпускается именно таких типоразмеров;
- протяженность от 80 м и более: санировать переходы меньшей протяженности нерентабельно и трудоемко;
- состояние старой трубы: труба не должна иметь сплошных разрывов;
- профиль подводного перехода: большое внимание уделяется количеству углов поворота и их геометрии. Чем меньше диаметр трубопровода, тем меньше углов поворота может пройти рукав и тем меньше может быть угол этого поворота. Так, при диаметре трубы свыше 1,5 м рукав способен преодолеть до пяти-шести поворотов и два из них могут быть 90° . А при диаметре 200 мм рукав с трудом может пройти четыре поворота по 45° (рисунок 18);

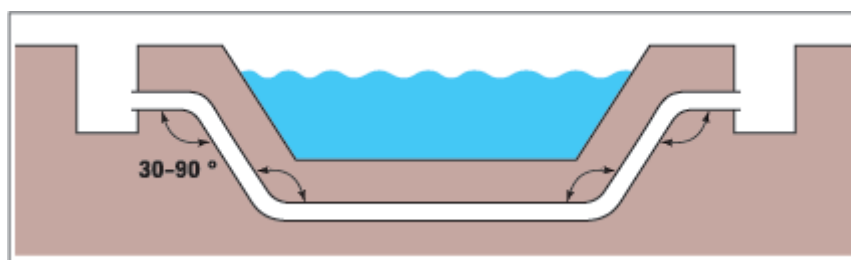


Рис.18 – Профиль подводного перехода

- конструкционные особенности береговых сооружений: иногда подъездные пути к начальной и конечной точкам подводного перехода отсутствуют или затруднены. В этом случае к затратам на реконструкцию добавляются расходы на строительство подъездных путей, что увеличивает общую стоимость реконструкции;
- возможность отключения ПП на время проведения установки рукава:

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

в некоторых случаях переходы не имеют параллельной нитки. Тогда дюкер не может быть выведен из эксплуатации, а это означает, что санирование невозможно;

– материал трубопровода.

Если принято решение о санации, то производится статический расчет трубопровода, на основании расчета выбирается толщина стенки готового материала с тем, чтобы даже после полного разрушения старой трубы новая воспринимала все возникающие нагрузки. После этого можно приступать непосредственно к проведению работ.

На первом этапе работ производится очистка внутренней полости трубопровода с целью удаления парафиновых отложений и прочих механических остатков. Для очистки применяются специальные очистные устройства, протаскиваемые через старую трубу при помощи лебедки, а также высокоэффективные гидродинамические промывочные машины с расходом воды 800 л/мин. и рабочим давлением 130 атм.

Для определения эффективности очистки проводится телеобследование при помощи телеметрической установки. Последняя представляет собой микроавтобус, где смонтирован пульт управления камерой, монитором и барабаном, на который наматывается провод, управляющий камерой-роботом и передающий сигналы от камеры на монитор. Сам робот – это миниатюрное шасси с четырьмя колесами и установленным на нем телеобъективом и мощными лампами освещения. Робот проезжает по трубе, и оператор видит состояние дюкера изнутри.

При больших диаметрах (от 1000 мм) целесообразным становится осмотр полости трубы водолазом, проплывающим по всему дюкеру в легком водолазном костюме. В случае обнаружения посторонних предметов, которые могут помешать процессу санации, водолаз крепит их к тросу и предметы удаляются с помощью лебедки. Также при обследовании дюкера могут быть обнаружены вмятины, сквозные дыры с зазубренными краями или торчащие острые предметы, которые в состоянии повредить рукав во

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

время санации. Все эти повреждения также должны быть устранены. При этом зазубренные края отверстий шлифуются, острые предметы срезаются.

Естественно, это иногда приводит к удорожанию стоимости работ, что является недостатком применения данного метода санации.

Во время очистки также определяются длина дюкера и его диаметр, после чего заказ на изготовление рукава поступает на завод. Изготовленные рукава и пропитанные рукава доставляются на место установки, и начинается непосредственно процесс санации.

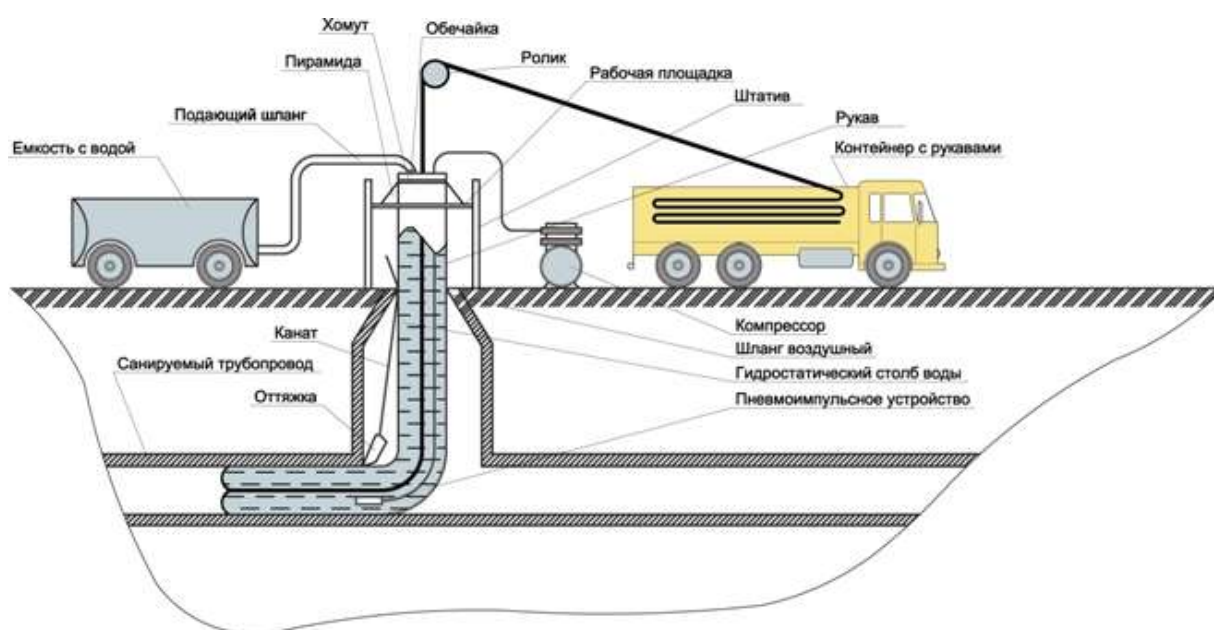


Рис.19 – Схема производства работ при санации трубопровода методом «чулка»

Пропитанный рукав доставляется на место установки, далее в емкость с рукавом начинает подаваться сжатый воздух, под воздействием которого рукав, намотанный на бобину, начинает выворачиваться из находящегося на конце емкости фланца так, что пропитанный смолой слой рукава оказывается снаружи, а покрытый полимерной оболочкой – внутри. Начало рукава заводится в трубу, и он продолжает выворачиваться далее, до самого конца ремонтируемого отрезка. Скорость подачи рукава в трубопровод составляет 2,5 м/мин независимо от диаметра, подлежащего восстановлению

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода. После протяжки рукава на всю длину ремонтируемого участка подача воздуха прекращается, и в рукав вставляются металлические трубки, соединенные шлангами с приемным резервуаром. Постепенно воздух, которым наполнен рукав, начинает прогреваться паром, вырабатываемым парогенератором. Остатки воздуха удаляются через металлические трубки, закрепленные на концах рукава. Происходит прогрев рукава, смола твердеет и крепко приклеивается к старой трубе. Продолжительность этапов отверждения клеевого состава – не менее 5 часов при температуре пара 105°С. После прогрева рукав медленно остывает. Продолжительность этапа охлаждения не более 6 часов при температуре 50° С. Через несколько часов концы рукава обрезаются. На этом процесс восстановления трубопровода закончен, остается лишь провести его испытания и подключить к действующей сети. Диаметр и толщина стенки рукава заранее подбираются с учётом условий санируемого участка трубопровода. В результате мы получаем новую трубу из композиционного материала, армированного синтетическим войлоком, срок службы которого составляет не менее 50 лет, что доказано научными исследованиями и опытами по искусственному старению.

Весь процесс от начала санации до установки распорных колец занимает до трех суток.

Область применения метода

Данным методом можно восстанавливать подводные переходы диаметром от 150 до 2000 мм и протяженностью до 1000 м. В случае санации дюкеров, больших по протяженности и диаметру, вес пропитанного рукава может превысить максимальную разрешенную к перевозке грузоподъемность транспортных средств (20 т груза). В этом случае заказывается спецтранспорт и получаются необходимые разрешения для провоза груза. Иногда общий вес транспортного средства и пропитанного рукава может превышать 40 т.

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Также возможен вариант отдельной доставки сухого рукава и смол непосредственно на строительную площадку и организации его пропитки на месте. Для этого на стройплощадке монтируется мобильная пропиточная линия, состоящая из роликовых столов, тентов-укрытий, смесителей, дозаторов, вакуумных устройств и других вспомогательных элементов.

Достоинства и недостатки метода. Экономический эффект

Из преимуществ метода стоит отметить следующие:

- короткий срок выполнения работ;
- сохранение диаметра изношенного трубопровода;
- отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду;
- возможность не прерывать движение судов;
- длительный (от 50 лет и выше) срок службы отремонтированного дюкера.

К недостаткам метода относится удорожание стоимости работ в случае устранения повреждений ПП. Кроме того, иногда метод неприменим из-за невозможности удаления каких-то больших препятствий или в случае, если их удаление ведет к существенному увеличению расходов. Так, например, если выведенный из эксплуатации переход получил серьезные повреждения от якорей, вследствие чего в нем образовались сквозные отверстия с зазубренными краями, для заделки этих отверстий с наружной стороны трубы придется прибегать к помощи специализированной компании, проводящей подводные работы. А это в свою очередь может потребовать и земляных подводных работ на дне реки.

Следует отметить технико-экономический эффект от применения данного метода. Сравнительный анализ стоимости работ по прокладке нового дюкера и санации старого показывает: обычно санация обходится на 10–20% дешевле традиционных методов [12]. И это при том, что при прокладке нового дюкера к затратам на его строительство следует прибавить расходы на утилизацию старого дюкера, строительство новых подводных и отводящих трубопроводов, благоустройство территории, а также затраты на

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возмещение ущерба транспортным компаниям от приостановления судоходства на время монтажа нового дюкера.

Факторы, сдерживающие применение метода в России

Следует отметить, что метод санации полимерным мягким рукавом, к сожалению, не может получить быстрого распространения на всей территории России. Ведь для проведения работ с использованием данного метода требуется сам полимерный рукав, который изготавливается за рубежом.

Кроме того, компании, осуществляющие ремонт, должны обладать необходимым набором дорогого высокотехнологического оборудования. Естественным образом амортизация этого оборудования ведет к общему удорожанию работ. Стоимость самого рукава и полимерных смол тоже имеет тенденцию к повышению ввиду общего роста цен на нефть и соответственно на сырье, из которого изготавливаются и смолы, и рукав.

Немаловажным является тот факт, что персонал, проводящий работы, должен быть хорошо подготовлен. Все вышеизложенное нельзя назвать недостатком именно метода санации, но все-таки это косвенно влияет на то, что санация дюкеров применяется не так активно, как могла бы.

Только в Москве через водные преграды проложено более ста дюкерных переходов различного назначения, многие из которых требуют ремонта или замены уже сегодня. Учитывая этот факт и то, что в нашей стране существует огромное количество дюкерных переходов, стоит надеяться, что метод санации дюкеров при помощи мягкого полимерного рукава найдет в ближайшее время широкое применение [12].

В конце 1980-х годов для восстановления дюкеров стал применяться клеевой полимерный рукав (таблица 6).

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Таблица 6 Использование клеевого полимерного рукава

Объекты	Параметры
1992 г. Дрезден, Эльба	Ду1150 мм, L = 328 м, толщ. = 30 мм
1997 г. Магдебург, Эльба	Ду1050 мм, L = 276 м, толщ. = 24 мм
1998 г. Магдебург, Старая Эльба	Ду1050 мм, L = 245 м, толщ. = 24 мм
1999 г. Гамбург, порт	Ду2000 мм, L = 145 м, толщ. = 39 мм
2001 г. Лейпциг, Эльстерфлютбекен	Ду1500 мм, L = 298 м, толщ. = 24 мм
2005 г. Гамбург, порт	Ду2000 мм, L = 273 м, толщ. = 40 мм

4.6.2 Санация с использованием не клеевого высоконапорного рукава Primus-line

Примус Лайн – бестраншейная технология санации напорных трубопроводов для различных сред, например воды, газа и нефти.

В основе метода лежат гибкий высоконапорный рукав и соединительная техника, разработанная специально для этой системы.

По причине своей многослойной структуры и очень незначительной толщины стенок рукав Примус Лайн предлагает гибкость и в то же время крайне высокую прочность. Внутренний слой рукава может быть выбран в соответствии со средой. Внешний слой – в независимости от среды – состоит из устойчивого к истиранию ПЭ. Между внутренним и внешним слоем находится бесшовная арамидная ткань в качестве статически несущего слоя.

Примус Лайн® изготавливается в номинальных размерах от ДУ 150 до ДУ 500.

Тонкостенная конструкция гибкого напорного трубопровода ввиду высокой прочности ткани обеспечивает как незначительную утрату поперечного сечения санированной трубы, так и большую сплошную длину вытягивания.

Конструкция полимерного облицовочного материала (рисунок 20): сердцевина – ткань из синтетического высокопрочного волокна Kevlar – с обеих сторон покрыта термопластичными синтетическими материалами;

внутренний слой служит в качестве диффузионной отсечки и различается в зависимости от транспортируемой среды, для газа он сделан из модифицированного термопластичного полиуретана, который обеспечивает минимальное просачивание газа.

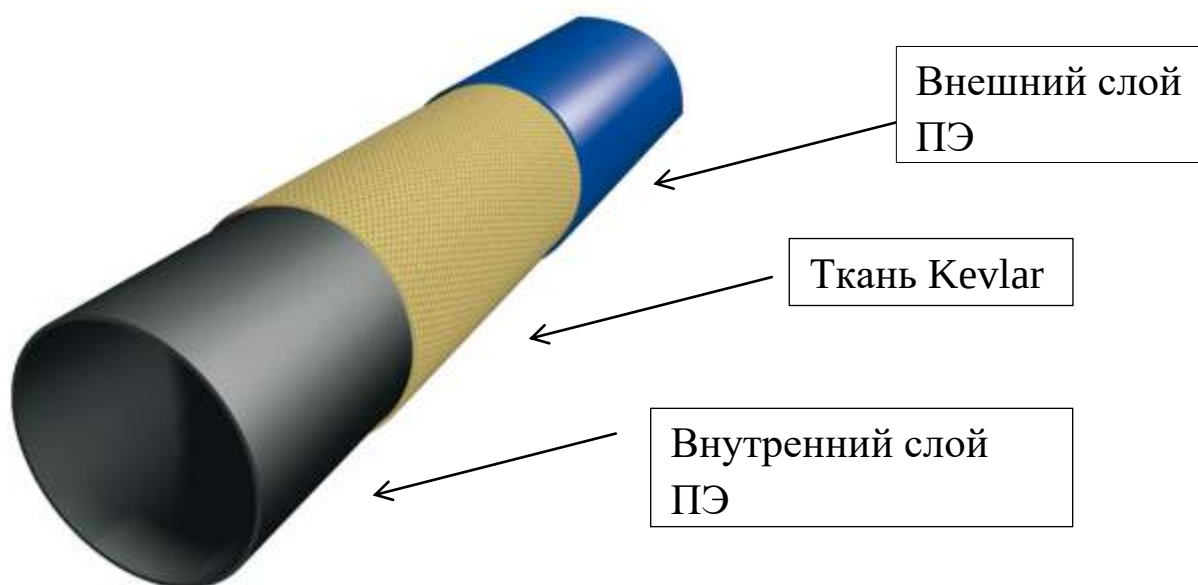


Рис.20 – Строение рукава Primus-line

Строение рукава Primus-line:

Внешний слой

- устойчивая к истиранию облицовка из ПЭ
- Защита ткани при втягивании

Ткань Кевлар

- бесшовная арамидная ткань
- восприятие внутреннего давления трубопровода
- восприятие требующихся при втягивании тяговых сил
- 1-слойное или 2-слойное строение рукава (толщина стенок: 6,5 или 9,0 мм)

Внутренний слой

- В зависимости от среды:
 - *Примус Лайн для газа*: разработан для крайне низкой газопроницаемости и высокой устойчивости по отношению к газовым конденсатам

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- *Примус Лайн для нефти*: устойчив по отношению к ароматическим и алифатическим углеводородам
- *Примус Лайн для абразивных сред*: разработан специально для абразивных сред, например, песочно-водяных смесей.

Ремонт осуществляется протаскиванием в уже существующий стальной дюкер неклеевого полимерно-тканевого рукава, с последующим пневматическим испытанием и стыковкой через соединительные муфты со стальным трубопроводом линейной части [13].

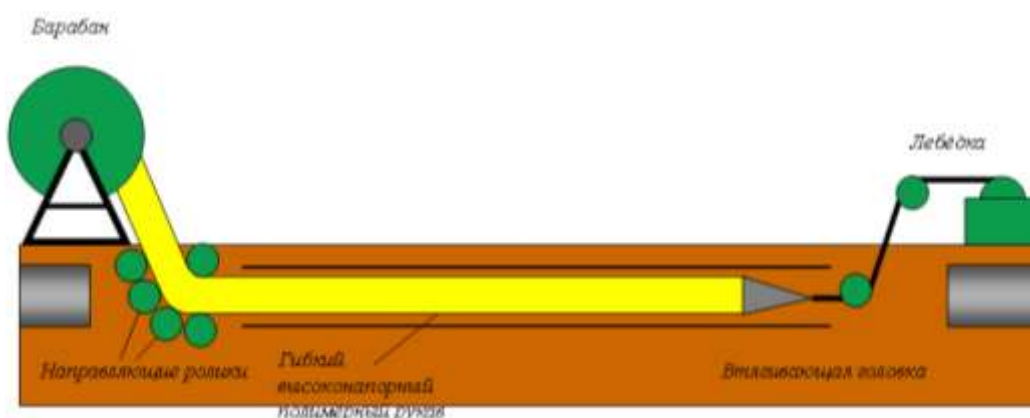


Рис.21 – Схема санации неклеевым полимерным рукавом

Полимерная труба изготовлена из гибкого материала и намотана на транспортный барабан (рисунок 21). Барабан устанавливается на подготовленную площадку для протаскивания. Рукав соединяется соединительным узлом с канатной лебедкой и по средствам электропривода барабана по опорно-направляющим роликам подается в существующий дюкер для протаскивания. Канатная лебедка устанавливается на противоположном берегу. Посредством специально разработанных высоконапорных соединителей рукав Примус Лайн на концах присоединяется к существующим трубам (из стали, литья, ПЭ или других материалов) и, тем самым, к трубопроводной сети.

Строение соединителей Примус Лайн

На концах рукав Примус Лайн подключается к существующей трубе при помощи соединителей Примус Лайн. Высоконапорный соединитель

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

состоит из формованной внутренней втулки и наружной гильзы. Наружная гильза имеет на внутренней стороне деформируемую стальную оболочку. Смола, впрессовываемая насосом через вентиль внешней гильзы, проталкивает стальную оболочку и, тем самым, Примус Лайн® в контуры внутренней втулки. Таким образом, после затвердения смолы образуется длительное, герметичное соединение. После закрепления соединителей на saniруемом отрезке трубопровода проводится испытание на герметичность.

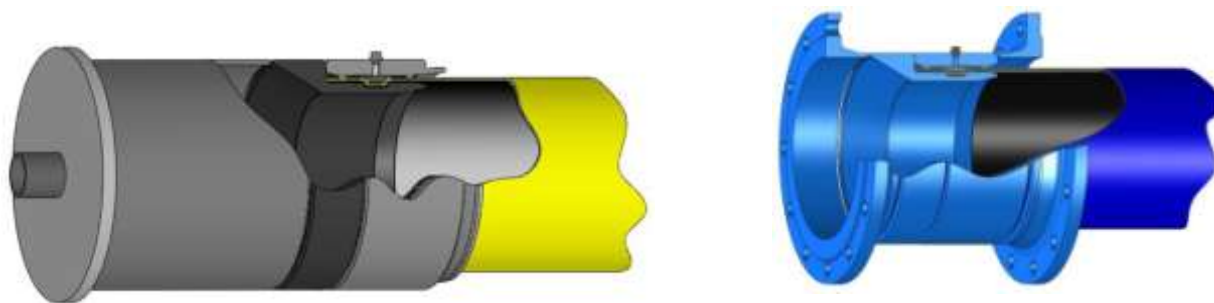


Рис.22 – Фланцевый соединитель Примус Лайн

В зависимости от предъявляемых требований соединитель Примус Лайн может быть оснащён или фланцем или привариваемым концом. Это даёт возможность подключения дуговых участков, тройников или других фасонных деталей и арматур (из различных материалов) [13].

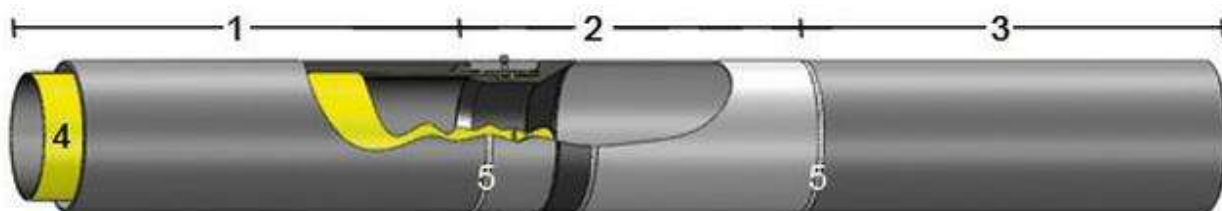


Рис.23 – Соединитель Primus-lines приварным концом

1 - старая труба; 2 - соединители Примус Лайн с привариваемым концом; 3 - старая труба; 4 - рукав Примус Лайн ;5 - сварной шов

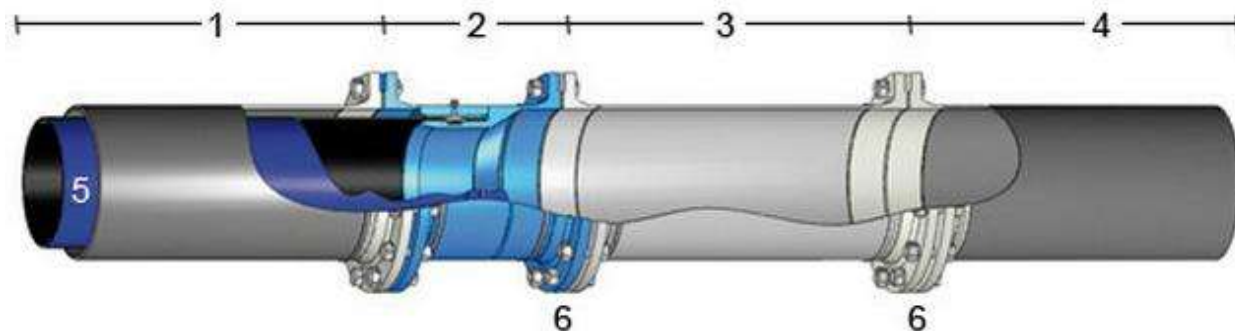


Рис.24 – СоединителиPrimus-line с фланцем

1 - старая труба; 2 - соединитель Примус Лайн с фланцем; 3 - переходная деталь; 4 - старая труба; 5 - рукав Примус Лайн; 6 – фланец.

Этапы установки

Работы по протаскиванию трубы Primus-Line возможно выполнять с помощью установки наклонно-направленного бурения.

Выбор технологического решения по применению установки ННБ против применения троса для протаскивания синтетической трубы Primus-Line обусловлен:

- при протаскивании с помощью установки ННБ исключена возможность появления резких динамических нагрузок;
- установка ННБ позволяет вести постоянный контроль тяговых усилий;
- отсутствие рывков при протаскивании;
- в случае непредвиденной ситуации возможна подача трубы Primus-Line в обратном направлении.
- возможность подачи смазывающих добавок в межтрубное пространство во время протаскивания уменьшающих тяговое усилие при протаскивании.

Труба намотана на транспортный барабан (рисунок 25). Барабан устанавливается на противоположном берегу.



Рис.25 – Транспортный барабан

Технологический комплекс выполняемых операций по протаскиванию трубопровода Primus-Line с помощью установки ННБ предусматривает выполнение следующих видов работ:

- устройство основания под буровую установку;
- монтаж буровой установки;
- монтаж вспомогательного технологического оборудования;
- установка основания и барабана с трубой Primus-Line;
- проталкивание буровой штанги через существующий дюкер;
- установка опорно-направляющих роликов и роликовых венцов;
- монтаж тянущей головки на рукаве Примус Лайн, а также направляющих валиков для втягивания рукава и втягивающего каната на старой трубе;
- втягивание рукава Примус-Лайн;
- монтаж переходных соединителей с закреплением на старой трубе;
- соединение отремонтированных участков линии в промежуточных котлованах и проведение испытания давлением;
- подключение отремонтированной линии к трубопроводной сети и введение в строй.
- засыпка котлована.

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для протаскивания трубы Primus-Line в существующий дюкер конец трубы Primus-Line необходимо оснастить тяговой головкой (рисунок 26).



Рис.26 – Наконечник с тяговой головкой

Перед установкой тяговой головки трубу Primus-Line необходимо раскроить по специальному шаблону (рисунок 17). Шаблоны для раскройки трубы и тяговая головка Ду 150 предоставляются поставщиком трубы Primus-Line. Раскроенный рукав вставить между пресс-конусом и втулкой конуса и затянуть ходовым винтом с моментом затяжки 700 Нм. Затем навинтить серьгу с резьбой и законтрить винтом.

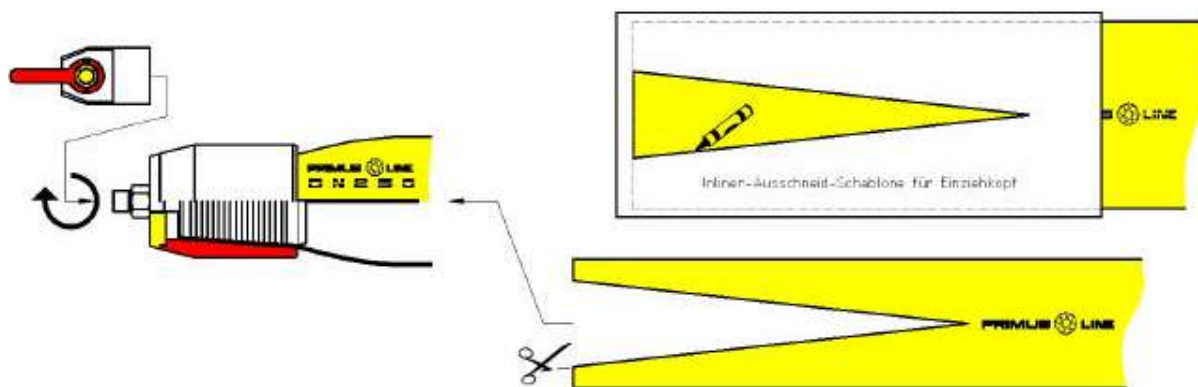


Рис.27 – Схема установки тяговой головки

Подготовленная труба Primus-Line установленная на барабан, с помощью тяговой головки крепится к концу буровой колонны. Для исключения перекручивания трубы Primus-Line при протаскивании между буровой колонной и тяговой головкой устанавливается вертлюг (рисунок 28).

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

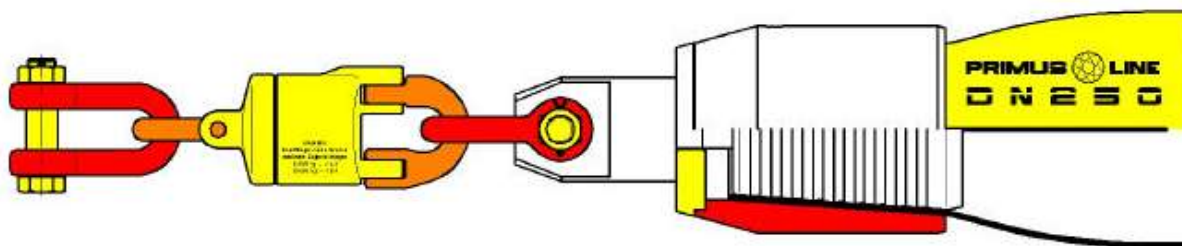


Рис.28 – Блок в сборе: рукав – втягивающая головка – вертлюжный крюк – скоба

Протаскивание буровой колонны в существующий дюкер



Протаскивание трубопровода Primus line

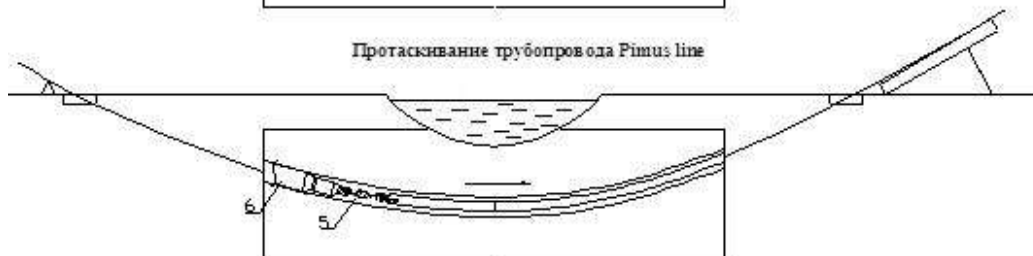


Рис.29 – схема протаскивания Primus-line

Монтаж соединителей Primus-Line

Для стыковки трубы Primus-Line со стальным трубопроводом в начале и в конце санированного участка устанавливаются соединитель Primus-Line по технологии прессованного соединения (рисунок 29). Соединитель состоит из сердцевины, вставляемой внутрь хвостовика трубы Primus-Line, и наружной пресс-муфты, надвигаемой над хвостовиком трубы Primus-Line на сердцевину снаружи. К пресс-муфте приварен на внутреннюю сторону деформирующийся стальной лист.

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63



Рис.30 – Соединительная муфта

Соединительные муфты устанавливаются таким образом, чтобы весь полимерно-тканевой рукав был заключен в saniруемый дюкер, т.к. труба Primus-Line рассчитана только на усилие внутреннего давления, а не на восприятие внешних нагрузок. Поэтому, перед установкой соединительных муфт необходимо отрезать излишки трубы Primus-Line. Длина выступающих концов для установки соединительных муфт должна составлять— 50см.

В процессе запрессовки, под давлением впрессовывается смола, которая вдавливает стальной лист, а вместе с ним и хвостовик трубы Primus-Line, в контуры сердцевины. После затвердевания смолы образуется прочное и надежное соединение. Пресс-муфта приваривается непосредственно к старой трубе через глухой центрирующий фланец. На приварной конец сердцевины при помощи сварки монтируются временные заглушки для проведения испытаний.

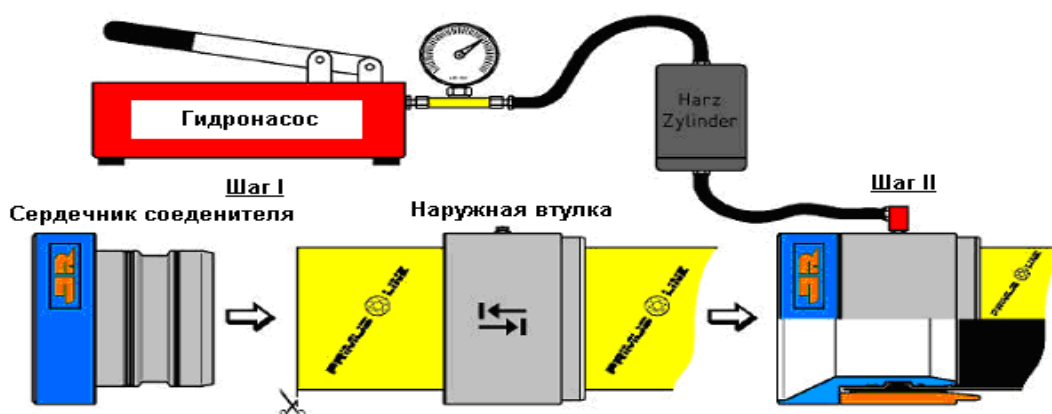


Рис.31 – Монтаж соединителя

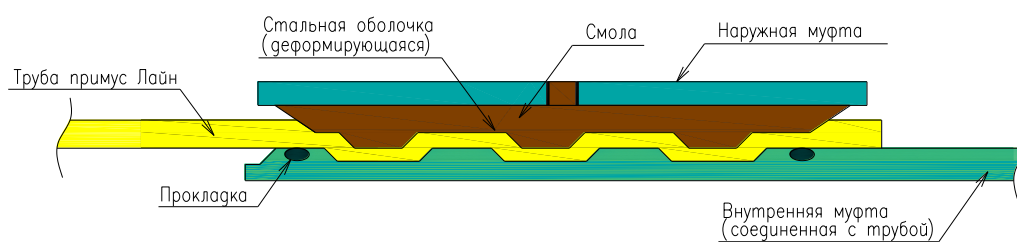


Рис.32 – Принцип соединительных элементов (после запрессовывания смолы)



Рис.33 – Соединение с существующей трубой

Шаг I: Насадка соединителя

Наружную втулку надвинуть на шланг приблизительно на 400 мм. Сердечник соединителя слегка смазать тавотом, насадить кольцо круглого сечения и вдавить сердечник в рукав.

Наружную втулку надвинуть на сердечник соединителя и рукав и с помощью насаживателя протянуть до конца рукава.

Шаг II: Запрессовка соединителя

Двухкомпонентную смолу смешать по указаниям изготовителя и заправить в пресс-цилиндр, после чего вставить пресс-поршень без пробки для выпуска воздуха так, чтобы смола выступила из воздуховыпускного отверстия.

Навинтить пробку и крышку на пресс-цилиндр. Высоконапорный рукав с насадкой прикрутить к плоской пресс-масленке на наружной пресс-муфте.

Высоконапорным насосом нагнетать смолу в наружную пресс-муфту

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

соединителя, пока не установится макс. давление в 300 бар. Для того чтобы смола полностью затвердела, продолжительность выдержки под давлением должна составлять не менее 24 часов. На этом процесс запрессовки закончен.

Примеры использования санации полимерным рукавом фирмы Primus-line

ПРОЕКТ: Отводящий трубопровод сырой нефти компании ExxonMobilProductionDeutschlandGmbH в Меппене

Ситуация на месте: Существующий отводящий нефтепровод Ду 250 и Ду 300 пересекает нефтяное месторождение Рулермоор в округе Меппен (Германия). Трубопровод проходит через болотную местность и доступ к нему возможен только по узким тупиковым дорогам.

Технические данные строительного мероприятия:

Транспортируемое вещество - Сырая нефть

Диаметр существующей трубы – Ду 250 и Ду 300

Общая длина – 2200м

Экономический эффект от применения Примус Лайн – экономия около 70 % по сравнению с открытым способом прокладки трубопровода из высококачественной стали

ПРОЕКТ: Санация дюкера ОАО Томсктрансгаз / ОАО Газпром в Колпашево (сибирская тайга), Россия

Ситуация на месте: В рамках технического сотрудничества с E.ON Ruhrgas AG фирма ОАО Газпром искала оптимальные варианты ремонта линии дальнего газоснабжения, проложенной 40 лет назад под рекой Обь в сибирской тайге. Эта линия находится на глубине до 11 метров под поверхностью воды. После успешной санации с использованием Примус Лайн снабжение газом и теплом города Колпашево опять гарантировано на долгое время, причём при значительно более благоприятных условиях, нежели при использовании других путей [13].

					Ремонт участка газопровода методом бестраншейной санации	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

5 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ИСПЫТАНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА

Параметры испытываемого перехода:

Наружный диаметр $D_n=273$ мм.

Протяженность участка, $L=900$ м;

Толщина стенки трубы, $\delta=0,09$ м;

Внутренний диаметр, $D_{вн}=0,255$ м;

Рабочее давление, $P_{раб}=5,5$ МПа;

Число опрессовочных агрегатов, $n=1$;

Модуль Юнга, $E=206$ ГПа;

Коэффициент Пуассона, $\nu=0,3$;

Часть трубопровода, занятая воздухом, $K_0=0,05$;

Температура испытательной среды, $T_0=288$ К;

Изменение температуры, $\Delta t=4^\circ\text{C}$;

Критическая температура воздуха, $T_{кр}=132,3$ К;

Критическое давление воздуха, $P_{кр}=3,77$ Мпа.

Для испытания участков трубопроводов любого диаметра достаточно двух агрегатов АО-181 – один рабочий и один резервный [10].

Таблица 7 Основные параметры опрессовочного агрегата АО-181

Основные параметры		Значения
Насос:		
- тип		двухпоршневой
- модель		9ТМ
- подача, м ³ /ч		50
- давление, МПа (кгс/см ²)		18(180)

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Сиромаша Д.О.				Расчет параметров гидравлического испытания подводного перехода		Лит.	Лист
Руковод.	Шадрина А.В.							Листов
Консульт.								
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							
					НИ ТПУ гр. 3-2Б14			

Определим объем внутренней полости трубопровода, подлежащего испытанию:

$$V_{\text{тр}} = \frac{D_{\text{вн}}^2 \cdot \pi}{4} \cdot L_{\text{тр}},$$

где, $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр;

L – протяженность участка.

$$V_{\text{тр}} = \frac{0,255^2 \cdot 3,14}{4} \cdot 900 = 45,94 \text{ м}^3.$$

Определим время заполнения участка подводного перехода водой до атмосферного давления:

$$t = \frac{V_{\text{тр}}}{Q},$$

где, Q – производительность опрессовочного агрегата;

$$t = \frac{45,94}{50} = 0,91 \text{ ч.}$$

Определим минимальное давление испытания на прочность [10]:

$$P_{\text{min}} \geq \frac{K_{\text{н}} \cdot n}{m} \cdot P_{\text{раб}},$$

где, $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаем равным 1,0 [22, таблица 11];

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему давлению в трубопроводе, принимаем равным 1,15 [22, таблица 13];

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаем равным 0,75 [22, таблица 1];

$P_{\text{раб}}$ – рабочее давление в трубопроводе, 5,5 МПа.

$$P_{\text{min}} = \frac{1,0 \cdot 1,15}{0,75} \cdot 5,5 = 8,5 \text{ МПа.}$$

Определим время подъема давления до испытательного в участке подводного перехода:

1. Определим коэффициент сжимаемости воздуха [8 с. 257]:

$$Z_0 = 1 + 0,025 \cdot \frac{1 \cdot 10^6 \cdot 132,3}{288 \cdot 3,77 \cdot 10^6} \cdot \left[1 - 6 \cdot \left(\frac{132,3}{288} \right)^2 \right] = 0,999$$

					Расчет параметров гидравлического испытания подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

2. Определим время повышения давления до испытательного, при наличии в трубопроводе воздушной пробки [8 с. 257]:

$$\Delta t = \frac{3,14 \cdot 0,25^2 \cdot 900}{4 \cdot (30 \cdot 1)} \cdot (8,5 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 10^6) \cdot \left[\frac{(1 - 0,3^2) \cdot 0,25}{206 \cdot 10^9 \cdot 0,01} + \frac{0,05}{8,5 \cdot 10^6 \cdot 0,999} \right] = 0,074 \text{ ч.}$$

Определим изменение давления во время испытаний трубопровода, вызванное падением температуры [8 с. 274]:

$$\Delta P = \frac{V_{bi} \cdot \beta + \frac{V_{ri}}{T_i} - \frac{\pi \cdot D_{BH} \cdot L \cdot \alpha_t \cdot (1 + \nu)}{2}}{V_{bi} \cdot k + \frac{V_{ri}}{p_2} + \frac{\pi \cdot D_{BH} \cdot L}{4} \cdot \left[\frac{(1 - \nu^2) \cdot D_{BH}}{\delta \cdot E} \right]} \cdot \Delta t,$$

где, V_{bi} – объем воды в испытываемом секторе трубопровода в начале испытаний, равный объему внутренней полости трубопровода;

V_{ri} – объем воздуха в испытываемом секторе трубопровода в начале испытаний, равный 0 м³;

p_2 – давление в конце испытаний;

T_i – абсолютная температура в начале;

Δt – температурные изменения за период испытаний;

$\alpha_t = 1,25 \cdot 10^{-5}$ температурный коэффициент расширения стали трубы;

$\beta = 2,1 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ – температурный коэффициент расширения воды;

k – индекс сжатия воды, равный $= 146563 \cdot 10^{-14}$

$$\Delta P = \frac{45,94 \cdot 2,1 \cdot 10^{-4} + \frac{0}{288} - \frac{\pi \cdot 0,25^2 \cdot 900 \cdot 1,25 \cdot 10^{-5} \cdot (1 + 0,3)}{2}}{45,94 \cdot 146563 \cdot 10^{-14} + \frac{0}{8,5 \cdot 10^6} + \frac{\pi \cdot 0,25^2 \cdot 900}{4} \cdot \left[\frac{(1 - 0,3^2) \cdot 0,25}{0,01 \cdot 2,1 \cdot 10^{11}} \right]} \cdot 4$$

$$= 1,25 \text{ МПа.}$$

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Газопровод УПСВ 4 - ПГ 8 Советского нефтяного месторождения инв. №036555 (участок перехода через старицу реки Обь и протоку Зондовскую), L = 900 м, Ø = 273мм нуждался в ремонте либо в создании нового газопровода. Компания выбрала замену газопровода на новый, обратившись к подрядчику, стоимость окончательной замены газопровода приведена в таблице 8. Мы же рассмотрим какую стоимость затрат компания потратила если бы решила сделать санацию поврежденного газопровода [14].

Таблица 8–Стоимость замены газопровода

Показатели	Един. измер.	Источник информации. Ответственный за предоставленную или согласованную информацию.	Данные
Стоимость прокладки трубопровода методом наклонно-направленного бурения	тыс. руб.	Расчет стоимости работ к договору ООО «Смарт-Дриллинг» № П-07-2013 от «22» октября 2013г. (Газопровод УПСВ 4 - ПГ 8 Советского нефтяного месторождения инв. №036555 (участок перехода через старицу реки Обь и протоку Зондовскую), L = 900 п.м., Ø = 273мм)	29 666,01

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов			
Разраб.		Сиромаха Д.О.									
Руковод.		Шадрина А.В.					70	7			
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б14					
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.									

6.1 Расчет материальных затрат

Для санации газопровода нам необходимы: высоконапорный рукав длиной 1003м, стоимость его составляет 4.8 тыс.руб; вварной фитинг который предназначен для соединения отремонтированного участка к действующей трубопроводной линии, необходимо 2 фитинга, стоимость 1 фитинга 72 тыс.руб; Лебёдка «Radlinger» , для выполнения работ необходима одна лебёдка стоимостью 4800 тыс.руб; втягивающие ролики, необходим один комплект стоимостью 96 тыс.руб; втягивающая головка 1 шт, стоимостью 76,80 тыс.руб; один комплект высоконапорного насоса, смолы и затвердителя общей стоимостью 26,40 тыс.руб. В таблице 9 представлен расчет материальных затрат при бестраншейной санации газопровода [14].

Таблица 9—Расчет материальных затрат при бестраншейной санации газопровода

Нпп	Показатели	Един. измер.	Пояснения	Расчет	Результат
1	Высоконапорный рукав	тыс.руб.	Длина ремонтируемого участка = 1003м.	4,8 * 1003	4 814,40
2	Вварной фитинг	тыс.руб.	Для соединения отремонтированного участка к действующей трубопроводной линии необходимо 2 фитинга	72 * 2	144,00
3	Лебёдка «Radlinger»	тыс.руб.	Для выполнения работ необходима одна лебёдка	4800,00	4 800,00
4	Втягивающие ролики	тыс.руб.	Для выполнения работ необходим один комплект	96,00	96,00
5	Втягивающая головка	тыс.руб.	Для выполнения работ необходима 1 шт.	76,80	76,80
6	Высоконапорный насос, смола и затвердитель	тыс.руб.	Для выполнения работ необходим один комплект	26,40	26,40
ИТОГО		тыс.руб.			9957,6

6.2 Затраты на оплату труда

В таблице 10 приведены затраты на оплату труда при санации газопровода бестраншейным методом

Таблица 10– Затраты на оплату труда при санации газопровода бестраншейным методом

№пп	Показатели	Един. измер.	Пояснения	Расчет	Результат
1	Рытьё котлованов и очистка трубы от изоляции	тыс.руб.	ТАТРА 815 УДС-114 – 2часа. 2 слесаря-ремонтника 4разряда - 2 часа 1 мастер ТРТ и НПО 9разряда - 2 часа	$(1,175 * 2ч) + (2 * 2 * 0,309) + (2 * 0,448)$	4,48
2	Отсечение запорной арматурой и стравливание давления до атмосферного на ремонтируемом участке	тыс.руб.	2 слесаря-ремонтника 4разряда - 1,5часа 1 мастер ТРТ и НПО 9разряда - 1,5ч	$(2 * 1,5 * 0,309) + (0,448 * 1,5)$	1,60
3	Доставка оборудования на место проведения работ и погрузочно-разгрузочные работы	тыс.руб.	УРАЛ 44202-41 с/тяг с г/м - 3 часа 3 слесаря-ремонтника 4разряда - 3часа	$(0,463 * 3) + (3 * 3 * 0,309)$	4,17
4	Демонтаж катушек механических способом и установка межфланцевых заглушек	тыс.руб.	8 слесарей-ремонтников 4разряда - 1час 2 мастера ТРТ и НПО 9разряда - 1час Автокран УРАЛ 5557 КС 55+22 – 1час	$(0,309 * 8) + (2 * 0,448) + 0,714$	4,08
5	Протяжка вспомогательного троса через ремонтируемый участок трубопровода	тыс.руб.	Краз-65053 СДА 5/101 - 6часов 2 слесаря-ремонтника 4разряда -6часов 1 электрогазосварщик 5разряда за 6часов 1 мастер ТРТиНПО 9р за 6часов Очистное устройство ЛП-40 Камаз-43118 АКН - 1,5часа	$(0,361 * 6) + (6 * 0,309 * 2) + 0,364 + (0,448 * 6 * 2) + 1,10 + (0,743 * 1,5)$	13,83

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

6	Протяжка высоконапорного рукава через ремонтируемый участок трубопровода	тыс.руб.	4 слесаря-ремонтника 4разряда - 2,5часа 2 мастера ТРТ и НПО 9разряда -2,5ч часа	$(4 * 2,5 * 0,309) + (2 * 2,5 * 0,448)$	5,33
7	Монтаж переходных соединителей с закреплением на старой трубе	тыс.руб.	4 слесаря-ремонтника 4разряда - 1,5часа 2 мастера ТРТ и НПО 9разряда - 1,5часа	$(4 * 1,5 * 0,309) + (2 * 1,5 * 0,448)$	3,20
8	Соединение отремонтированной линии к трубопроводной сети	тыс.руб.	2 электрогазосварщика 5разряда - 2часа 2 слесаря-ремонтника 4разряда - 2часа 2 мастера ТРТ и НПО 9разряда - 2часа Авто сварка Краз ИФ-300 - 2часа Авто сварка Камаз – 2АОП за 2часа	$(2 * 2 * 0,364) + (2 * 2 * 0,309) + (2 * 2 * 0,448) + (2 * 0,714) + (2 * 0,917)$	7,75
9	Дефектоскопия	тыс.руб.	1 дефектоскопист 6разряда - 2часа	$2 * 0,443$	0,89
10	Введение в строй отремонтированного участка трубопровода	тыс.руб.	2 слесаря-ремонтника 4разряда за 1ч 2 мастер ТРТ и НПО 9разряда - 1час	$(2 * 0,309) + (0,448 * 2)$	1,51
11	Доставка оборудования на базу и погрузочно-разгрузочные работы	тыс.руб.	УРАЛ 44202-41 с/тяг с г/м - 3 часа 3 слесаря-ремонтника 4разряда - 3часа	$(3 * 0,463) + (3 * 0,309)$	4,17
12	Засыпка котлованов	тыс.руб.	ТАТРА 815 УДС-114 - 2 часа 2 слесаря-ремонтника 4разряда за 2 часа 1 мастер ТРТ и НПО 9 разряда - 2 часа	$(1,175 * 2) + (2 * 2 * 0,309) + (2 * 0,448)$	4,48
ИТОГО		тыс.руб.			55,49

6.3 Отчисления на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются суммой страховых взносов по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30%) [14].

$$\text{Цс.в.} = 55,49 \text{ тыс.руб.} \cdot 30\%/100\% = 16,647 \text{ тыс.руб.}$$

6.4 Расчет амортизационных отчислений

Таблица 11–Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Марка	Кол.	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Татра	815 УДС-114	1	9000000	20	495000
Урал	44202-41	1	1700000	20	93500
Автокран Урал	5557 КС	1	1230000	20	67650
Краз	65053 СДА 5/101	1	5900000	10	324500
Авто сварка Камаз	2АОП	1	4250000	20	233755
Авто сварка Краз	ИФ-300	1	1500000	10	82500
Итого:		6	23580000		1296905

6.5 Экономический анализ способов

Экономический анализ играет важную роль в повышении экономической эффективности деятельности организаций, в укреплении их финансового состояния, именно поэтому он так важен, особенно применительно к новым технологиям [14].

Сравним затраты на сооружение нового газопровода с затратами ремонта старого газопровода бестраншейным методом. Общие расходы на проведение мероприятия указаны в таблице 12.

Таблица 12–Общие расходы на бестраншейную санацию газопровода

Наименование расходов	Затраты, тыс.руб.
Расчет амортизационных отчислений	1296,905
Расчет материальных затрат при бестраншейной санации газопровода	9957,6
Отчисления на социальные нужды	16,647
Затраты на оплату труда	55,49
Отчисления на социальные нужды	16,647
итого	11343,29

Таблица 13– Сравнение затрат

Наименование методов	Затраты, тыс.руб.
Общие расходы на бестраншейную санацию газопровода	11343,29
Стоимость прокладки трубопровода методом наклонно-направленного бурения	29 666,01

Как видно из таблицы 13, при ремонте газопровода бестраншейным методом в отличие от его замены мы экономим очень значительную сумму, а именно 18 322 720 рублей. Данный метод не только более экономичный но и самый быстрый метод на рынке. С экономической точки зрения он обладает рядом преимуществ таких как: 1) линия быстро вводится в

строй; 2)огромная финансовая экономия за счёт минимальных строительных работ;3) сокращение земляных работ до минимума;4)длительный срок службы (минимум 50лет).

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Выявление факторов рабочего места

Строительная площадка для ремонта бестраншейным способом газопровода в данной работе является котлован [18].

К вредным проявлениям на строительной площадке при проведении бестраншейного ремонта газопровода относятся: освещение; шумы; вибрации; запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; недостаточная освещенность рабочих мест [4].

Опасные проявления на строительной площадке при бестраншейном ремонте газопровода: механической природы; термического характера; электрической природы ; пожарной и взрывной природы [4].

7.2 Определение факторов рабочего места характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; образования строительных отходов; загрязнения почвы и растительности; токсические газы; деградация почв [18].

7.3 Описание факторов рабочего места характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций

Отключение электроэнергии; падение давления подаваемых энерго-средств; отказ в работе предусмотренных аварийных блокировок; утечка газа ;разрыв газопровода; падение техники; нарушение санитарного режима,

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Сиромаха Д. О.										
Руковод.		Шадрина А. В.								77	11	
Консульт.								НИ ТПУ гр. 3-2Б14				
Зав. Каф.		Рудаченко А. В.										

представляющего опасность для людей и окружающей среды [4,18].

7.4 Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме

ГН 2.25-689-98;ГОСТ 12.1.030-81*(с изм. 2010); ГОСТ 4997-75*(с изм. 2010); ГОСТ 12.4.183-91 (с изм. 2010);12.4.010-75*(с изм. 2010);ГОСТ 28507-90; ГОСТ 12.4.084-80;ГОСТ 12.4.010-75*(с изм. 2010)'ГОСТ 12.4.016-83 (с изм. 2010); ГОСТ 12.4.107-82*(с изм 2010);ГОСТ Р 50849-96;ГОСТ 12.3.009-76*(с изм. 2008);ГОСТ Р 12.4.245-2007;ГОСТ 12.3.009-76*(с изм. 2008);ГОСТ 12.4.183-91*(с изм. 2010);ГОСТ 28507-90*(с изм. 2010);ГОСТ 27575-87*(с изм. 2010); ГОСТ Р 12.4.245-2007 (с изм.2010);СП 12-135-2003;СНиП 12-04-2002;ГОСТ Р 12.4.245-2007;ГОСТ 12.3.009-76* (с изм. 2010);ГОСТ 23407-78*(с изм. 2010); ГОСТ Р 12.4.026-2001;ГОСТ 4677-82*(с изм. 2010);ГОСТ 12.4.023-84*(с изм 2010);ГОСТ 12.4.023-84*(с изм 2010);ГОСТ 12.4.023.-84*(с изм 2010);ГОСТ Р МЭК 60598-2-5-99;ГОСТ 12.4.002-97* (с изм. 2010); ГОСТа 12.1.003-83*(с изм. 2010).

7.5 Анализ вредных факторов проектируемой производственной среды

Повышенный уровень шума на рабочем месте. Имеет место при ремонте газопровода. В соответствии с требованиями пункта 2,3 ГОСТа 12.1.003-83*(с изм. 2010) «Шум. Общие требования безопасности», допустимые уровни звукового давления на постоянных рабочих местах не должны превышать 65 Дб., в соответствии с этими требованиями небольшие агрегаты (вентиляторы и т.п.) устанавливаются на виброопоры [4,18].

Повышенный уровень вибрации. Имеет место при зачищении наружной и внутренней поверхности свариваемых труб от ржавчины и загрязнений, при работе с насосным оборудованием. Эту работу выполняют

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

электрошлифовальной очистной машиной. При работе со шлифовальной машиной через руки человека передается вибрация. При работе со шлифовальной машиной и с насосным оборудованием следует применять индивидуальные средства защиты рук от воздействия вибрации. К ним относятся изделия типа рукавиц или перчаток по ГОСТ 12.4.002-97* (с изм. 2010), а также виброзащитные прокладки, которыми снабжены крепления к ручке шлифовальной машины [4,18].

Отсутствие или недостаток естественного света. Имеет место при ремонте газопровода бестраншейными методами. Для решения этой проблемы должен быть установлен прожектор освещения в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60598-2-5-99 [4,18].

Повышенная яркость света. Имеет место при сварочных работах. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла. Светофильтры вставляются в щитки и маски. Щитки изготавливают из изоляционного материала – фибры, фанеры, и по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика, соответствующие ГОСТ 12.4.023.-84*(с изм 2010) [4,18].

Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации. Имеет место при сварочных работах. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла. Светофильтры вставляются в щитки и маски, снаружи закрывают простым стеклом для предохранения их от брызг расплавленного металла. Щитки изготавливают из изоляционного материала – фибры, фанеры, и по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика, соответствующие ГОСТ 12.4.023-84*(с изм 2010) [4,18].

Повышенный уровень инфракрасной радиации. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла. Светофильтры вставляются в щитки и маски, снаружи закрывают простым стеклом для предохранения их от брызг расплавленного металла. Щитки изготавливают из изоляционного материала – фибры, фанеры, и по форме и размерам они

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

должны защищать лицо и голову сварщика, соответствующие ГОСТ 12.4.023-84*(с изм 2010) [4,18].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Имеет место при ремонте газопровода бестраншейными методами. Для решения этой проблемы персонал должен иметь переносные световые приборы, соответствующие ГОСТ 4677-82*(с изм. 2010) [4,18].

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. Имеют место при сварочных работах. Для защиты органов дыхания электросварщиков применяются защитные на головные щитки, в прямоугольные смотровые отверстия которых помещают стеклянные световые фильтры. Щитки изготавливают из изоляционного материала, по форме и размерам они должны защищать лицо и органы дыхания от попадания пыли ГОСТ Р 12.4.245-2007 (с изм.2010) [4,18].

По характеру воздействия на организм человека на: токсические, раздражающие, канцерогенные.

Вышеперечисленные химические факторы имеют место при сварочных работах и гидроизоляции сварных соединений. Высокая температура дуги (6000-8000 0С) неизбежно приводит к тому, что часть сварочной проволоки, покрытий переходит в парообразное состояние.

По пути проникания в организм человека: органы дыхания, кожные покровы и слизистые оболочки.

Яды в виде дымов и газов поступают в организм работающего в основном через слизистые оболочки и органы дыхания (95-98 % от всех отравлений). Этот путь наиболее опасен в связи с тем, что поверхность пузырьков легочной ткани (альвеол) в среднем при растяжении составляют у человека 90-100 м², толщина же альвеолярных мембран колеблется в пределах 0,001-0,004 мм, поэтому в кровь поступает большое количество ядовитых веществ, быстро разносимых кровотоком по организму. При выполнении физической работы объем дыхания и скорость кровотока резко увеличивается и отравление наступает быстрее. Особенно опасно соединение

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

марганца, вызывающее при длительном дыхании заболевание легких (пневмокониоз). Окись углерода является чрезвычайно токсичным газом. При объемном содержании его в воздухе: 0.1% через 21 час, появляется головная боль, тошнота, недомогание; 0.5 % через 20-30 минут опасное отравление; 1%-после нескольких вдохов наступает потеря сознания, а через 1-2 минуты возможен смертельный исход. Электросварочная пыль содержит около 92% окислов железа, 2% соединений марганца, 2% соединения кремния [4,18].

Попадание в среду с большим содержанием газов может вызвать отравление вплоть до смертельного. При выполнении сварочных работ такими местами могут быть пространства под шлем-маской и рядом с местом сварки. Загрязненность воздуха вредными газами не должна превышать предельно допустимой концентрации ПДК по ГН 2.25-689-98, указанных в таблице 14.

Таблица 14 - Предельно допустимые концентрации

Загрязненность газами	ПДК, мг/м ³
Окись углерода	30
Фтористые соединения	0,5
Окись марганца	0,3
Аэрозоли общей концентрации	4

Физические перегрузки подразделяются на: статические, динамические.

Вышеперечисленные физические перегрузки имеют место быть при строительно-монтажных работах при перемещении и поднятии тяжелых грузов. Для защиты от физических перегрузок необходимо применять специальные механизмы.

Нервно-психические перегрузки подразделяются на: перенапряжение анализаторов, монотонность труда. Данные перегрузки возможны при

работах по бестраншейному ремонту газопроводов. Для защиты от нервно-психических перегрузок в график работы должны быть включены технологические перерывы [4,18].

7.6 Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды

Движущиеся машины и механизмы: строительная техника; подвижные части производственного оборудования. Имеет место при монтажно-строительных работах. В мероприятия по предупреждению фактора входят: ограждение рабочей зоны, установка знаков безопасности, в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения», на границах зон постоянно действующих опасных производственных факторов необходимо установить защитные ограждения, в соответствии с ГОСТ 23407-78*(с изм. 2010) «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ». Технические условия». В соответствии с ГОСТ 12.3.009-76* (с изм. 2010) персонал должен носить каски ГОСТ Р 12.4.245-2007. Земляные работы должны выполняться с соблюдением безопасности работ в соответствии с гл. 5 СНиП 12-04-2002 и СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда» [4,18].

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования. Имеет место при монтажно-строительных работах. Для защиты используют специальную одежду. Костюм для защиты от производственных загрязнений и механических воздействий. ГОСТ 27575-87*(с изм. 2010). Ботинки специальные для защиты от механических повреждений на масло бензостойкой подошве ГОСТ 28507-90*(с изм. 2010). Для защиты рук применяются перчатки ГОСТ

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

12.4.183-91*(с изм. 2010). В соответствии с ГОСТ 12.3.009-76*(с изм. 2008) персонал должен носить каски ГОСТ Р 12.4.245-2007 [4,18].

Расположение рабочего места на значительной глубине относительно земли (пола). Имеет место при выполнении работ на глубине 5 метров и более от поверхности грунта. Работы на глубине следует выполнять с использованием предохранительных поясов ГОСТ Р 50849-96 и канатов страховочных ГОСТ 12.4.107-82*(с изм 2010) [4,18].

Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов. Имеет место при сварочных работах. Для защиты используют специальную одежду. Костюм мужской для сварщиков по ГОСТ 12.4.016-83 (с изм. 2010) для рабочих сварочных профессий в монтажных и полевых условиях. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые по ГОСТ 12.4.010-75*(с изм. 2010) удлиненные (краги) типа Е. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Имеет место как при строительстве так и при эксплуатации НПС, т.к. некоторые объекты расположены на открытых площадках. Для защиты рабочих применяются костюмы зимние на утепленной основе по ГОСТ 12.4.084-80. В летний период сварщикам предлагаются полусапоги на противоскользящей резиновой подошве по ГОСТ 28507-90 с дюпельно-клеевым креплением подошвы. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые удлиненные (краги) типа Е. ГОСТ 12.4.010-75*(с изм. 2010). Для защиты от переохлаждения объект обустраивается помещениями для обогрева [4,18].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации электрооборудования. Для защиты рабочего персонала применяются перчатки диэлектрические по ГОСТ 12.4.183-91 (с изм. 2010). Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью сварщики должны обеспечиваться диэлектрическими подстилками, матами, ковриками по ГОСТ 4997-75*(с изм. 2010). Для защиты от поражения блуждающими токами применяется защитное заземление, зануление в

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

соответствии с ГОСТ 12.1.030-81*(с изм. 2010) «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. Система стандартов безопасности труда».

Причиной пожаров при ремонте газопроводов бестраншейными методами являются: неисправность электрооборудования, утечка газа, аварийный режим работы электричества, неосторожное обращение с огнем. Во многих случаях газ, выходящий из поврежденных мест, может воспламениться. Размеры факела зависят от давления газа и размера отверстия.

1. Низкое давление – не вызывает больших трудностей. Место выхода газа замазывают глиной, набрасывают на пламя мокрый брезент или кошму, засыпают землей, песком.

2. Среднее давление – газ проходит слой воды и может гореть в воздухе. Пламя следует тушить струей инертного газа, сжатого воздуха от компрессора или воды от пожарного насоса, создающей достаточное противодействие струе выходящего газа. Струей сжатого воздуха от компрессора с давлением 300–600 кПа, направляемой одним или несколькими шлангами к месту выхода газа, можно сбить пламя при давлении в газопроводе до 60 кПа.

3. Высокое давление – в газопроводе и большом отверстии пламя гасят засыпкой газопровода грунтом и его уплотнением или заполнением газопровода водой.

Как правило, тушение пламени на газопроводах среднего и высокого давления производится пожарными формированиями. При тушении пожара в зданиях и сооружениях водой следует иметь в виду, что вода электропроводна. Поэтому установки и оборудование, находящиеся под напряжением, должны быть отключены [4,18].

7.7 Охрана окружающей среды

Негативное воздействие на атмосферный воздух на период строительства будут оказывать дорожная техника и автотранспорт, ссыпание грунта, проведение сварочных работ, гидроизоляционных и покрасочных работ. К основными загрязняющим веществам относятся: железа оксид, марганец и его соединения, азот (IV) оксид (азота диоксид), азот (II) оксид (азота оксид), углерод черный (сажа), сера диоксид, углерод оксид, фториды газообразные, фториды плохо растворимые, керосин, углеводороды предельные C₁₂-C₁₉; пыль неорганическая – 20-70 % SiO₂. Пыль неорганическая – до 20 % SiO₂, пары бензинов, дизельного топлива. Их воздействие является временным и после окончания строительства будет исключено. Их воздействие на организм человека, а также флору и фауну будет распространяться в пределах строительной площадки [4,18].

Мероприятиями по снижению интенсивности загрязнения атмосферного воздуха создание препятствий на пути распространения и их очисткой разными методами:

Физико-химическими – применение устройств для очистки выхлопных газов дорожно-строительных машин, для сварочных работ применение устройств для сбора и очистки газов (местных отсосов).

Биологическими – сохранение и создание полос озеленения вокруг объекта.

Негативное воздействие от образования строительных отходов обусловлено образованием свалок, загрязнением почв и грунтовых вод. В качестве мероприятий по утилизации всех видов отходов предусматривается их вывоз на площадки хранения ТБО [4,18].

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.8 Защита в чрезвычайных ситуациях

Основными причинами аварий на газопроводах могут быть: заводской брак труб, тройников, газовых кранов, муфт, вставок, прокладок и других деталей; брак строительно-монтажных работ, в основном аварийных соединений; стресс коррозионно-ориентированных трещин, наиболее опасные дефекты, своевременное выявление которых является на сегодняшний день одной из первостепенных задач; техногенное воздействие (землетрясение, оползни, разрывы подводных переходов через реки) и др.

Повреждения газовых сетей и сооружений, наблюдаемые при повседневной эксплуатации, приводящие к образованию отдельных мест утечки газа, возникают по разным причинам: вследствие коррозии трубопроводов, нарушения плотности соединений в арматуре, в резьбе и фланцах трубопроводов, переломов труб, появления трещин. Особое место занимают аварии на магистральных газопроводах, потому что авария магистрального газопровода может лишить топлива значительное число потребителей, кроме того, такая авария сопровождается пожаром и на ее ликвидацию и восстановление газоснабжения требуется определенное время [4,18].

В случае возникновения пожара на территории площадки, действия всех работников должны быть направлены на немедленное сообщение о нем в пожарную охрану, обеспечение безопасности людей и их эвакуации, а также тушение возникшего пожара. Для оповещения людей о пожаре должны использоваться тревожные или звуковые сигналы.

Ликвидация пожаров на газопроводах : автоматическая система пожаротушения, мобильные средства пожаротушения.

7.9 Правовые вопросы обеспечения безопасности, нормы трудового законодательства

Работодатель обеспечивает работникам здоровые и безопасные условия труда. Требуется последовательно снижать показатели производственного травматизма, профессиональных заболеваний, аварийности и загрязнения окружающей среды в результате производственной деятельности; обеспечивать постоянное повышение знаний, компетентности и осведомленности работников по вопросам промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды посредством различных форм мотивации, обучения и наставничества. Время работы вахтовым методом не должно превышать 12 часов в сутки, а продолжительность отдыха между сменами с учетом перерыва на обед не может быть менее 12 часов. Наиболее распространенный трудовой график — «15 на 15», при котором работник 15 дней работает, а 15 дней отдыхает [4,18].

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В ходе проведения выпускной квалификационной выпускной работы были получены следующие выводы и результаты:

1. Произведен краткий обзор работ авторов.
2. Исследованы и описаны характеристики участка газопровода «УПСВ4 – ПГ 8» Советского месторождения, а так же гидрогеологические условия участка.
3. Выполнен анализ существующих способов ремонта подводных переходов магистральных трубопроводов.
4. Подробно изучен и рассмотрен траншейный и бестраншейный способы ремонта подводного перехода методом замены участка.
5. Детально рассмотрены бестраншейные способы санации трубопровода, а именно такие методы как: 1) восстановление трубопроводов с использованием комбинированного рукава; 2) метод ремонта «труба в трубе» без разрушения; 3) метод ремонта «труба в трубе» с разрушением старого трубопровода; 4) метод ремонта «U-liner»; 5) санация методом Cured-in-place pipe; 6) санация с использованием полимерного рукава Aarsleff; 7) санация с использованием не клеевого высоконапорного рукава Primus-line.
6. Произведён расчет параметров гидравлического испытания подводного перехода. В ходе расчетов были получены следующие результаты: 1) время заполнения участка подводного перехода водой до атмосферного давления составило 0,91 час; 2) в работе был произведен расчет минимального давления испытания на прочность который составил 8,5 МПа; 3) был определен коэффициент сжимаемости воздуха который составил 0,99; 4) определено время повышения давления до испытательного, при наличии в трубопроводе воздушной пробки, оно составило 0,074 часа.

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Сиромаха Д.О.				Результаты исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						88	2
Консульт.						НИ ТПУ зр. 3-2Б14		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							

7. Произведено сравнение между траншейным и бестраншейным способами санации трубопровода с точки зрения экономической эффективности. В ходе сравнения было выявлено, что бестраншейный способ является более экономически эффективным и более быстрым способом санации газопровода. Экономическая эффективность по сравнению с траншейным способом составила 18 322 720 рублей.

8. Выявлены и описаны факторы рабочего места характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций.

9. Произведён анализ: вредных факторов проектируемой производственной среды; анализ опасных факторов проектируемой производственной среды; охраны окружающей среды; защиты в чрезвычайных ситуациях.

10. Рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности, нормы трудового законодательства.

					Результаты	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По сравнению с открытым способом производства работ бестраншейные технологии отличаются экологическими и экономическими преимуществами. По причине постоянно растущей плотности дорожного движения и в рамках охраны окружающей среды, с экономической точки зрения имеет смысл прокладывать трубопроводные линии без повреждения поверхности. В связи с высокой стоимостью дорожных покрытий и замены грунта или высоким уровнем грунтовых вод бестраншейный ремонт может оказаться экономичнее обычного метода уже при относительно малых глубинах.

Так же в данной работе было выяснено что, при ремонте газопровода бестраншейным методом в отличие от его замены мы экономим очень значительную сумму, а именно 18 322 720 рублей. Данный метод не только более экономичный но и самый быстрый метод на рынке. С экономической точки зрения он обладает рядом преимуществ таких как: 1) линия быстро вводится в строй; 2) огромная финансовая экономия за счёт минимальных строительных работ; 3) сокращение земляных работ до минимума; 4) длительный срок службы (минимум 50 лет).

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сиромеха Д.О.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрин А.В.					90	1
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б14		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1.Алявдин Д. В. Расчёт технологических параметров восстановления полимерного модифицированного рукава в трубопроводе/ Д. В. Алявдин, А. А. Шестаков // Энергоэффективность. Проблемы и решения: матер. XIII Всеросс. научн.-практ. конф. 23 октября 2013 г. – Уфа: Изд-во ИПТЭР, 2013. – С. 206-208.
2. Алявдин Д. В. Расчёт технологических параметров восстановления полимерного модифицированного рукава в трубопроводе / Д. В. Алявдин, А. А. Шестаков // Трубопроводный транспорт – 2013: матер. IX Междунар. учебн.-научн.-практ. конф. / УГНТУ. – Уфа, 2013. – С. 190-193.
3. Алявдин Д. В. Физико-математическая модель восстановления терморасширяемого полимерного модифицированного рукава в трубопроводе / В. Д. Алявдин, А. А. Шестаков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов / ИПТЭР. – Уфа, 2013. – Вып. 4 (94). – С. 105-110.
4. Белов С.В. , Ильницкая Д.В. , Козьяков А.Ф. и др.; Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов. Под. общ. ред. С В. Белова. 2-е изд., испр. и доп. - м.: Высш. шк., 1999, 448с.: ил.
- 5.Бердышев В. В. Совершенствование бестраншейных методов ремонта.Тез. докл. науч. — прак. конф. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. - С. 87-93.
- 6.Бородавкин П.П. Сооружение магистральных трубопроводов : учебник для вузов / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
7. Ведомственные нормы: «Строительство подводных переходов нефтепроводов способом наклонно-направленного бурения» ОАО АК по транспорту нефти «ТРАНСНЕФТЬ» ОАО «ВНИСТ»: Срок введ. в действие установлен с 10.09.99. – М., 1999. – 82 с.

					Бестраншейная санация газопровода «Узел первичного сброса воды № 4 - Подготовка газа № 8» на участке перехода через старицу р. Обь и протоки Зондовской			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сиромаша Д.О.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					91	3
Консульт.						НИ ТПУ гр. 3-2Б14		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- 8.Быков Л. И., Мустафин Ф. М., Рафиков С. К. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб.пособие. – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 824 с., ил.
9. Ведомственные нормы. Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения АО «ВНИСТ». – М.: Информационно-рекламный центр газовой промышленности (ИРЦ Газпром), 1998. – 86 с.
- 10.ВН 39-1.9-004-98. Ведомственные нормы. Инструкция по проведению гидравлических испытаний трубопроводов повышенным давлением (методом стресс-теста).
- 11.Корпоративный сайт. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.davkos.ru/>
- 12.Корпоративный сайт. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ukrgazkom.com.ua>
- 13.Корпоративный сайт. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.primusline.com/>
14. Криницына З.В., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. - Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
- 15.Мустафин Ф. М., Быков Л. И., Гумеров А. Г. и др. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Недра, 2004 – 662с.
16. Мучник Г. Ф. Методы теории теплообмена Г. Ф. Мучник, И. В. Рубашов. – М.: Изд-во «Высшая школа», 1970. – 285 с.
17. РД компании CHERRINGTON Горизонтально-направленное бурение
18. Русак О.Н., Малаян К.Р., Занько Н.Г. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. 3-е изд., испр. и доп. / Под ред. О.Н. Русака. - Спб.: Издательство «Лань», 2000. - 448 с., ил.
19. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий. Теория и практика А.П. Рыбаков – М.: ПрессБюро, 2005. – 304 с.
20. СНиП 2.05.06 – 85*. Магистральные трубопроводы. Госстрой России.

					Список литературы	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

М.: ГУП ЦПП, 1998. – 60 с.

21. СНиП 11-02-96. Инженерные изыскания для строительства основные положения. – Взамен СНиП 1.02.07-87; Введ. 01.11.96. – М. ГУП ЦПП, 1996. – 35 с.

22. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.

23. Спектор Ю.И. Строительство подводных переходов трубопроводов способом горизонтально направленного бурения: учеб. пособие / Ю.И. Спектор, Ф.М. Мустафин. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 207 с.

24. Храменков С.В. Технологии восстановления подземных трубопроводов бестраншейными методами: учеб. пособие / С.В. Храменков, В.А. Орлов, В.А. Харькин. – М. : Ассоц. строит. вузов, 2004. – 240 с.

25. Храменков С.В., Дрейцер В.Н., Плешков Л.В. Ремонт трубопроводов бестраншейным способом с помощью комбинированного рукава: «ВиСТ», 1998, №7, с.

26. Шаммазов А.М. Подводные переходы магистральных нефтепроводов.

А.М. Шаммазов, Ф.М. Мугалимов, Н.Ф. Нефёдова. – М.:

ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 237 с.: ил.

27. <http://www.mosvodokanal.ru/index.php?newsid=7012> – Современные методы реконструкции московского водопровода.

28. <http://roscompipe.ru/service/liner> – Восстановление трубопроводов методом чулка.