

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы

«Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области»

УДК 622.691.5.054-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Карпов А.С.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

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

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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	выполнять требования по защите окружающей среды.	
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 " Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД, ШБИП
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП	Поздеева Галина Петровна, доцент, к.ф.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОКЛАДКЕ ГАЗОПРОВОДА ЧЕРЕЗ Р.ОБЬ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ (ННБ)	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Карпов Александр Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Карпову Александру Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	21.04.01.«Нефтегазовое дело», Надежность газонефтепроводов и хранилищ

Тема ВКР:

Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1.Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объект исследования:</i> подводный участок газопровода-отвода к ГРС.</p> <p><i>Область применения:</i> ремонтные работы на линейной части газопроводов-отводов Западной Сибири.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс РФ (ст.117, 147). - Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция) - СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы», - ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (метеоусловия); - Повышенный уровень шума на рабочем месте; - Недостаточная освещенность рабочей зоны. - Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Опасность падения с высоты; - Возможность поражения электрическим током; - Сварочные работы; - Грузоподъемные работы.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p><i>Воздействие на атмосферу:</i> продувка оборудования, выпуск газа при технологических операциях.</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> воздействие при строительстве и обслуживании подводных переходов линейной части газопроводов.</p>

	<i>Воздействие на литосферу:</i> земляные работы в зоне ремонта, разработка котлованов, объезды на технике.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p><i>Возможные ЧС:</i> взрыв или возгорание газа, разрушение механическим воздействием, опрокидывание строительной техники, разгерметизация, стихийные бедствия (пожары, паводки), несанкционные врезки.</p> <p><i>Наиболее распространённый вид аварии:</i> взрывы, сопровождающиеся пожаром, разрушением тела трубы, образованием котлованов.</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Карпов Александр Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Карпову Александру Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / Надежность газонефтепроводов и хранилищ

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных</i>	<i>Оценка затрат на строительство подводного перехода газопровода-отвода к ГРС методом наклонно-направленного бурения</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно ЕНВ и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ. ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат ресурсов на строительство подводного перехода через р.Обь</i>
---	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы:

1. Расчет материальных затрат
2. Расчет амортизационных отчислений
3. Расчет заработной платы
4. Расчет страховых взносов
5. Сметная стоимость

Рисунок: 1.

Затраты в виде
диаграммы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Карпов Александр Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 169 страниц, 6 рисунков, 21 таблиц, 51 источника, 5 приложений.

Ключевые слова: газопровод-отвод, подводный переход, наклонно-направленное бурение, надежность, бестраншейные технологии, тяговое усилие, капитальный ремонт, контроль качества, водные преграды, протаскивание трубопровода.

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Карпов А.С.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					<i>11</i>	<i>169</i>
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр.2БМ81</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Сокращения

ГО – газопровод-отвод;

ГРС – газораспределительная станция;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ИГЭ – инженерно-геологический элемент;

Кн.в. – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия;

ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;

ЛЧ – линейная часть;

МГ – магистральный газопровод;

МТН – микротоннелирования;

МТР – материально-технические ресурсы;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

НТД – нормативно-техническая документация;

ПОС – проект организации строительства

ПП – подводный переход;

ППР – проект производства работ;

СДТ – соединительные детали трубопроводов;

ТТР – температура точки росы;

УПР – унифицированные проектные решения по капитальному ремонту магистральных газопроводов ПАО «ГАЗПРОМ».

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Карлов А.С.</i>			Сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					12	169
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Оглавление

Введение	15
1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	18
2. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ НА УЧАСТКЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ	26
2.1 Характеристика параметров трубопровода.....	26
2.2 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации	26
2.3 Описание проектных решений при переходе газопровода через водные преграды (берегоукрепление, глубина заложения, балластировка и т.д.)	29
3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ЧЕРЕЗ Р. ОБЬ.....	33
3.1 Особенности траншейного способа строительства подводных переходов.....	34
3.2 Особенности бестраншейных технологии прокладки трубопроводов.....	38
3.3 Сравнение способов прокладки и выбор наиболее оптимальной технологии.....	42
4. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОКЛАДКЕ ГАЗОПРОВОДА ЧЕРЕЗ Р.ОБЬ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ (ННБ).....	49
4.1 Плановое положение трубопровода.....	49
4.2 Состав работ при капитальном ремонте	49
4.3 Земляные работы	50
4.4 Демонтажные работы	50
4.5 Вывод в безопасное состояние	51
4.6 Сварочно-монтажные работы	52
4.7 Контроль качества сварных соединений и изоляции газопровода	53
4.8 Проектные решения по прокладке дюкера методом ННБ.....	53
4.9 Выбор буровой установки.....	55
4.10 Выбор бурового и расширяющего инструмента	56
4.11 Бурение пилотной скважины.....	56
4.12 Расширение пилотной скважины	58
4.13 Протаскивание дюкера	60
4.14 Буровые растворы.....	61
4.15 Приготовление бурового раствора.....	62
4.16 Регенерация бурового раствора.....	63
4.17 Укладка трубопровода	64
4.18 Очистка, испытание, продувка и осушка газопровода.....	64
4.19 Очистка газопровода	65
4.20 Гидравлическое испытание газопровода	66
5. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩЕЙ ОПТИМАЛЬНУЮ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	67
5.1. Основные технические решения производства ремонтных работ	67
5.2. Организационно-технологическая схема подготовки и организации капитального ремонта	68

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

5.3. Оформление разрешительной документации на проведение капитального ремонта.....	69
5.4. Обозначение коммуникаций и передача участка газопровода подрядчику.....	71
5.5. Мероприятия по обеспечению связи на период ремонта	72
5.6. Подготовительные работы капитального ремонта.....	73
5.7. Производство работ в охранной зоне магистральных коммуникаций.....	74
5.7.1. Расчистка полосы отвода от растительности	75
5.7.2. Транспортные и погрузо-разгрузочные работы.....	75
5.7.3. Геодезическое обеспечение капитального ремонта.....	77
5.7.4. Устройство подъездных дорог	79
5.7.5. Временные проезды через подземные коммуникации	79
5.7.6. Устройство площадки временного хранения МТР Заказчика.....	80
5.7.7. Отсечение участка газопровода от магистрали	81
5.8. Основной этап капитального ремонта.....	81
5.8.1. Земляные работы	82
5.8.2. Подъемно-очистные работы. Диагностика и отбраковка труб и СДТ	84
5.8.3. Прокладка дюкера методом ННБ	85
5.8.4. Бурение и расширение скважины.....	89
5.8.5. Протаскивание дюкера	89
5.8.6. Сварочно-монтажные работы	91
5.8.6. Изоляционно-укладочные работы	93
5.8.7. Балластировка трубопровода	96
5.8.8. Очистка, испытание, осушка и продувка газопровода.....	97
5.8.9. Инженерная защита берегов	105
5.8.10. Подготовка дюкера	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	112
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	127
Список использованной литературы	132
ПРИЛОЖЕНИЕ А	139
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	154
ПРИЛОЖЕНИЕ В	157
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	159
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	162

Введение

В настоящее время современным, экологически выгодным, эффективным, достаточно безопасным и надежным видом транспорта газа, является система магистральной газопроводной сети, относящаяся к крупному мировому гиганту ОАО «Газпром».

Начало развития газопроводного транспорта в нашей стране происходило достаточно давно и большинство трубопроводов, находящихся в эксплуатации, обслуживаются уже более 25 лет [1]. Так как территориальные границы заставляли строить магистральные газопроводы на большие протяженности, в процессе строительства приходилось преодолевать не малое количество естественных и искусственных препятствий. Наиболее опасными объектами линейной части с технологической и экологической точки зрения являются переходы через водные преграды.

Имеются негативные оценки о том, что износ системы трубопроводного транспорта составляет порядка 70% [2]. Это говорит о необходимости проведения большого количества работ по реконструкции существующих газопроводов и поиске наиболее безопасного и экономически целесообразного метода реконструкции.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен процесс восстановления свойств подводного перехода газопровода-отвода к ГРС-4 через р.Обь прокладкой новой линии методом наклонно-направленного бурения.

Актуальность работы. Каждый год требования к безопасности, экологичности и повышению надежности системы трубопроводного транспорта повышаются. Большое количество подводных переходов выжили свой срок эксплуатации и ожидают капитального ремонта. Старение, износ и потеря эксплуатационных свойств магистрального газопровода грозит остановкой

					Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Карпов А.С.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					15	164
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ.

Топографические, инженерно-геологические, гидрогеологические, метеорологические и климатические условия участка

В административном отношении участок производства работ ремонтируемого газопровода-отвода к ГРС-4 г. Новосибирск газопровода Юрга-Новосибирск расположен на территории Новосибирского района Новосибирской области.

По зоне ответственности газопровод-отвод относится к Новосибирскому ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск».

Новосибирская область расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины. В топографическом отношении участок работ расположен на Приобском плато, сильно вытянутом в северо-восточном направлении водораздельными увалами, разделенными древними речными долинами. Левый берег р. Обь имеет ровный рельеф, правый берег высокий и обрывистый.

В соответствии со схемой инженерно-геологического районирования Западной Сибири, исследуемый участок находится в пределах долины реки Обь. Рельеф области типичен для аккумулятивных равнин – достаточно ровный, спокойный, слаборасчлененный [5].

Обследуемые водотоки относятся к правобережной части бассейна р. Оби и являются притоками различного порядка. Общая площадь водосбора р. Обь составляет 2990000 км², общая длина - 3650 км.

Гидрография района работ представлена долиной реки Обь и ее притоками. Поверхность долинного комплекса заболочена и заозерена. Пойма на всем протяжении реки изобилует старичными водоемами. В пределах долинного комплекса выделяются три надпойменные террасы и два уровня поймы.

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Карпов А.С.</i>			<i>Общая характеристика района проведения работ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					18	164
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Они сформированы аллювиальными и озерно-аллювиальными отложениями современного и позднечетвертичного возраста и представляют собой типичные аккумулятивные равнины соответствующего генезиса. Плотиной Новосибирской ГЭС образовано Новосибирское водохранилище. В г. Новосибирск имеется речной порт.

Местность проходима, имеются просеки в лесу, сеть грунтовых дорог. В 280 м выше по течению от створа перехода реку пересекает автомобильная трасса Р-254 «Иртыш».

Климат района исследования представляет собой континент, характеризующийся продолжительной зимой с метелями и ветром, снежным покровом и жарким летом. Переходный период короткий, и температура быстро меняется. Среднегодовая температура составляет 1,3 °С. Самый холодный месяц года – январь со средней месячной температурой воздуха -17,3 °С. Среднемесячная температура в июле, самый теплый месяц, плюс 19,4 °С. Климатическая характеристика района работ описана по данным наблюдений метеорологической станции Новосибирск (СП 131.13330.2012) [50].

Расчетная температура самой холодной пятидневки по данным метеостанции Новосибирск обеспеченностью 0,92 составляет минус 37 °С, обеспеченностью 0,98 - минус 41 °С. Расчетная температура самых холодных суток обеспеченностью 0,92 составляет минус 41 °С, обеспеченностью 0,98 – минус 43 °С.

Расчетная температура обеспеченностью 0,95 теплого периода составляет плюс 23 °С, обеспеченностью 0,98 – плюс 26 °С (м.ст. Новосибирск).

Река Обь

Левый берег в районе участка обследования пологий, высотой менее 3,0 м.

В коридоре газопроводов левый берег спланирован, заросший лесной, кустарниковой и луговой растительностью. Выше по течению в районе мостового перехода, берег отсыпан щебеночным грунтом.

					<i>Общая характеристика района проведения работ</i>	19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Правый берег в пределах участка обследования вогнутый, обрывистый, высотой более 15,0 м. Берег в районе коридора спланирован, но в результате работ не удалось остановить естественный процесс регрессии.

Общая площадь водосбора р. Обь составляет 2990000 км², общая длина - 3650 км.

От г. Новосибирска до устья р. Иртыш падение реки составляет 4 см на 1 км. На этом участке р. Обь принимает притоки равномерно как слева, так и справа, русло разбивается на многочисленные протоки. Ниже впадения р. Томи Обь течет в лесисто-болотистых берегах таежной зоны, русло реки Обь дробится, образуя сложную сеть рукавов [8].

На обследуемом участке р. Обь судоходна. К шлюзованию допускаются суда, составы и плоты с габаритами: длина состава до 130 м, плота до 100 м; ширина судна или состава до 17 м, плота до 16 м.

По характеру водного режима р. Обь относится к рекам с весенним половодьем и паводками в теплое время года.

На высоту подъема значительное влияние оказывают заторы льда, резко повышающие уровень воды. Заторы с катастрофическими подъемами наблюдались на р. Обь у г. Новосибирска, когда подъем уровня от затора составлял 10,3 м.

Наивысшие уровни воды на Верхней Оби обычно проходят в начале мая.

Правый берег обрушается в районе трассы газопровода-отвода к ГРС 4, ниже и выше по течению Оби зафиксированы оползни, обвалы. Левый береговой склон реки на участке обследования деформациям не подвержен [3-6].

В период летне-осенней межени при среднемеженном расходе воды расчетная средняя скорость в русле реки составляет 0,86 м/с при средней глубине 4,21 м. Неразмывающая скорость течения для донных отложений представленных песком различной крупности размером 0,10-1,0 мм при указанной средней глубине потока равна 0,57-0,66 м/с, размывающая скорость составит 0,74-0,86 м/с. То есть, в межень возможно перемещение частиц размерами до 1 мм.

					<i>Общая характеристика района проведения работ</i>	20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Плановые деформации. Скорость планового смещения принимается равной 6,0 м/год. За расчетный период 25 лет прогноз планового смещения береговых склонов может составить 150 м.

Плановые деформации левого берега р. Обь в створе коридора газопроводов Газопровода-отвода к ГРС 4 отсутствуют.

Рассматриваемая территория находится в зоне безмоховых тростниковых и крупноосоковых болот.

Природно-климатические условия земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)

Из современных инженерно-геологических процессов, неблагоприятно влияющих на инженерно-геологическую обстановку, развиты подтопление, пучинистость грунтов в зоне сезонного промерзания.

Пучение грунтов. В процессе сезонного промерзания грунты в зоне сезонного промерзания проявляют свойства морозного пучения [3].

Согласно ГОСТ 25100-2011 и пособия к СНиП 2.02.01-83* суглинки полутвердые (РГЭ4-2) слабопучинистые ($E_{fh}=3,2\%$); тугопластичные (РГЭ4-3) среднепучинистые ($E_{fh}=8,6\%$); суглинки мягкопластичные (РГЭ 4-4), текучепластичные (РГЭ 4-5) и супесь текучая (РГЭ5-3) ($E_{fh} >10\%$) чрезмернопучинистые; пески мелкие непучинистые ($D<1$). При близком залегании грунтовых вод к глубине промерзания все грунты будут чрезмернопучинистые. Категория опасности по СНиП 22-01-95 – опасная.

Нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков – 1,83 м; для супесей и песков мелких – 2,23 м; для песков средней крупности 2,39 м.

Сейсмичность района изысканий, согласно Общему сейсмическому районированию Российской Федерации (ОСР-97) составляет в баллах шкалы MSK-64 при трех степенях сейсмической опасности: А (10%) – 6, В (5%) – 6 баллов, С (1%) – 7 баллов.

					Общая характеристика района проведения работ	21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В пределах исследуемого участка из специфических грунтов распространены техногенные образования и просадочные грунты.

Прочностные и деформационные характеристики грунта

Описание выделенных инженерно-геологических элементов (ИГЭ) и слоев на участке перехода через р. Обь приводится ниже. Физико-механические характеристики приведены в таблицах 1.1. – 1.4. Группа грунтов по сложности разработки представлена в таблице 1.1 [2].

Слой 1 (Q_{IV}) – Почвенно-растительный. Мощность слоя от 0,2 до 0,6 м.

РГЭ 4-3 (saQ_{I-II}, aQ_{II-IV}) - Суглинок легкий, пылеватый, тугопластичный, с редкими прослоями пластичной супеси.

Таблица 1.1 – Физико-механические характеристики РГЭ 4-3

Характеристика грунта	Нормативные значения
Влажность природная W, %	23,30
Коэффициент водонасыщения S _r , д.е.	0,917
Плотность част. грунта ρ _s , г/см ³	2,70
Плотность грунта ρ, г/см ³	1,98
Плотность сухого грунта ρ _d , г/см ³	1,61
Коэффициент пористости e	0,686
Удельное сцепление C, МПа	0,021
Угол внутреннего трения φ, град.	21
Модуль деформации E _k , МПа	17,0
Расчетное сопротивление R ₀ , кПа	255
Расчетные значения C, φ, ρ по несущей способности (a = 0.85)	
Удельное сцепление C ₁ , МПа	0,019
Угол внутреннего трения φ ₁ , град.	20
Плотность грунта ρ ₁ , г/см ³	1,97
Расчетные значения C, φ, ρ по несущей способности (a = 0.95)	
Удельное сцепление C ₁ , МПа	0,018
Угол внутреннего трения φ ₁ , град.	19
Плотность грунта ρ ₁ , г/см ³	1,96

РГЭ 4-4 (saQ_{I-II}, aQ_{II-IV}) - Суглинок легкий, пылеватый, мягкопластичный, на отдельных участках с примесью торфа, участками с прослоями супеси или глины.

Таблица 1.2 – Физико-механические характеристики РГЭ 4-4

Характеристика грунта	Нормативные значения
Влажность природная W , %	27,30
Коэффициент водонасыщения S_r , д.е.	0,993
Плотность част. грунта ρ_s , г/см ³	2,71
Плотность грунта ρ , г/см ³	1,97
Плотность сухого грунта ρ_d , г/см ³	1,55
Коэффициент пористости e	0,745
Удельное сцепление C , МПа	0,017
Угол внутреннего трения φ , град.	18
Модуль деформации E_k , МПа	10,50
Расчетное сопротивление R_0 , кПа	243
Расчетные значения C , φ , ρ по несущей способности ($a = 0.85$)	
Удельное сцепление C_1 , МПа	0,016
Угол внутреннего трения φ_1 , град.	17
Плотность грунта ρ_1 , г/см ³	1,97
Расчетные значения C , φ , ρ по несущей способности ($a = 0.95$)	
Удельное сцепление C_1 , МПа	0,015
Угол внутреннего трения φ_1 , град.	17
Плотность грунта ρ_1 , г/см ³	1,96

РГЭ 6-2 (saQ_{I-II}, aQ_{II-IV}) – Песок мелкий неоднородный, от маловлажного до водонасыщенного, средней плотности, местами (на отдельных участках) с прослоями песка пылеватого.

Таблица 1.3 – Физико-механические характеристики РГЭ 6-2

Характеристика грунта	РГЭ 6-2
	Нормативные значения
Влажность природная W , %	14,90
Коэффициент водонасыщения S_r , д.е.	0,588
Плотность част. грунта ρ_s , г/см ³	2,66
Плотность грунта ρ , г/см ³	1,82
Плотность сухого грунта ρ_d , г/см ³	1,58
Коэффициент пористости e	0,674
Удельное сцепление C , МПа	-
Угол внутреннего трения φ , град.	34
Модуль деформации E_k , МПа	25,40
Максимальная плотность сухого грунта г/см ³	1,71-1,74
Оптимальная влажность грунта %	15,9-16,1
Расчетное сопротивление R_0 , кПа	200
Расчетные значения C , φ , ρ по несущей способности ($a = 0.85$)	
Удельное сцепление C_1 , МПа	-
Угол внутреннего трения φ_1 , град.	33
Плотность грунта ρ_1 , г/см ³	1,81
Расчетные значения C , φ , ρ по несущей способности ($a = 0.95$)	

Удельное сцепление C_1 , МПа	-
Угол внутреннего трения φ_1 , град.	32
Плотность грунта ρ_1 , г/см ³	1,80

ИГЭ 6-3 (аQII-IV) – Песок средней крупности, неоднородный, от маловлажного до водонасыщенного, средней плотности, с включением гравия до 10 %. Грунт вскрыт на участке 46,7-59 км.

Таблица 1.4 – Физико-механические характеристики ИГЭ 6-3

Характеристика грунта	Нормативные значения
Влажность природная W , %	14,60
Коэффициент водонасыщения S_r , д.е.	0,613
Плотность част. грунта ρ_s , г/см ³	2,67
Плотность грунта ρ , г/см ³	1,87
Плотность сухого грунта ρ_d , г/см ³	1,63
Коэффициент пористости e	0,634
Удельное сцепление C , МПа	-
Угол внутреннего трения φ , град.	34
Модуль деформации E_k , МПа	27,70
Расчетное сопротивление R_0 , кПа	400
Максимальная плотность сухого грунта г/см ³	1,75
Оптимальная влажность грунта %	14,1
Расчетные значения C , φ , ρ по несущей способности ($a = 0.85$)	
Удельное сцепление C_1 , МПа	-
Угол внутреннего трения φ_1 , град.	32
Плотность грунта ρ_1 , г/см ³	1,86
Расчетные значения C , φ , ρ по несущей способности ($a = 0.95$)	
Удельное сцепление C_1 , МПа	-
Угол внутреннего трения φ_1 , град.	31
Плотность грунта ρ_1 , г/см ³	1,85

Таблица 1.5 – Группа грунтов по сложности разработки

РГЭ	Наименование	Группа грунтов
Слой 1	почвенно-растительный	9а-1
РГЭ 4-3	суглинок тугопластичный	35б-1
РГЭ 4-4	суглинок мягкопластичный	35а-1
РГЭ 6-2	песок мелкий	29б-1

Уровень грунтовых вод, их химический состав, агрессивность по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

Согласно СП 28.13330-2012, степень агрессивного воздействия грунтов на бетонные и железобетонные конструкции неагрессивная.

Согласно ГОСТ 25100-2011, грунты легкорастворимыми солями незасолены.

Согласно СП 28.13330.2012, степень агрессивности грунтов на стальные конструкции выше и ниже уровня подземных вод преимущественно слабоагрессивная, в единичном случае выше уровня подземных вод среднеагрессивная.

Согласно ГОСТ 9.602-2005 степень агрессивности по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля высокая.

Категории и классы линейного объекта

Ремонтируемый газопровод-отвод относится к магистральным газопроводам согласно СП 36.13330.2012. Функциональное назначение – транспорт газа от МГ до потребителей (ГРС).

Ремонтируемый газопровод-отвод в зависимости от рабочего давления относится к I классу п.6.1 СП 36.13330.2012, IV категории п.6.3 СП 36.13330.2012.

					<i>Общая характеристика района проведения работ</i>	25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ НА УЧАСТКЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

2.1 Характеристика параметров трубопровода

Основные технические характеристики существующего трубопровода на участке капитального ремонта:

- диаметр ремонтируемого газопровода: 530 мм;
- толщина стенки трубы: 7; 9 мм;
- рабочее давление: 5,4 МПа;
- год ввода в эксплуатацию 1982 г.;
- температура транспортируемого газа плюс 1 оС зимой, плюс 14 оС летом;
- тип существующей изоляции: битумная (мастичная);
- газопровод проложен подземно;
- существующая балластировка: чугунные кольцевые пригрузки;
- газопровод на участке перехода относится к I классу, I категории.
- переход через р. Обь оборудован резервной ниткой.

2.2 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации

Расчеты толщины стенки трубы на прочность и устойчивость выполнены в соответствии с требованиями СП36.13330.2012 с учетом напряжений, возникающих от нормативных нагрузок, на максимально-допустимое рабочее давления равное 5,4 МПа, температуры транспортируемого газа (до плюс 14 °С), температуры строительства (самая холодная пятидневка с обеспеченностью 0,92 минус 37 °С), радиуса упругого изгиба, дополнительного напряжения от морозного пучения грунта и заводского испытательного давления, а также напряжений, возникающих при протаскивании трубопровода (программа ОКП-86, версия 3.95) [8].

					Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Карпов А.С.			Общие технические решения на участке проведения работ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					26	164
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Выбор труб для строительства газопровода выполнен на основании:

- реестра трубной продукции ПАО "Газпром";
- требований СП 36.13330.2012, СТО Газпром 2-4.1-713-2013;
- сортамента труб отечественных производителей;

На участке перехода при КР, принимаем стальные электросварные прямошовные трубы по ТУ 1381-016-00186654-2010 ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» с заводским наружным антикоррозионным покрытием ПЭПк-3-Н с толщиной не менее 2,2 мм для траншейного метода и ПЭПк-3-С толщиной не менее 5 мм для укладки методом ННБ по ТУ 1390-014-00186654-2010:

для категории I, II - 530x7 мм, К52;

для дюкера через р. Обь методом ННБ – 530x7, К60.

Сварку захлестов, засыпку газопровода (фиксацию расчетной схемы) производить при температуре ΔT не ниже минус 37 °С для категории I-IV.

Техническая характеристика применяемых труб и результаты прочностных расчетов сведены в таблице 2.1.

Потребное количество труб на сооружения линейной части, представлено в таблице 2.2.

Таблица 2.1 – Техническая характеристика применяемых труб

Диаметр, мм	Класс прочности	Предел прочн., МПа	Предел текучести, МПа	Относит. удлинение, %	Ррасч., МПа	Δt Температ. предел, °С	Кэфф. надеж. По материалу, К1	Кэфф. надежности по ответственности Кн	Кэфф. условий работы, η	Расчетн. толщ. стенки, мм	Проектные решения		Испытательное давление	
											Толщина стенки, мм	Радиус упругого изгиба, м	Рисп. завода, МПа	Рисп. шах. участков, МПа
530	К52	510	355	20	5,4	51	1,34	1,100	0,825	6,5	7,0	500	9,15	6,75
530	К60	590	480	20	5,4	48	1,34	1,100	0,825	6,5	7,0	500	9,15	8,1

					Общие технические решения на участке проведения работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 2.2 – Потребное количество труб

Условное обозначение	Количество, м	Масса единицы, кг	Итого, т
ННБ			
Труба 530x7,0-К52-I ТУ 1381-016-00186654-2010/ ПЭПк-3-Н ТУ 1390-014-00186654-2010	64,39	91,19	5,871
Труба 530x7,0-К60-I ТУ 1381-016-00186654-2010/ ПЭПк-3-С ТУ 1390-014-00186654-2010	1015	91,19	92,558
Траншейный			
Труба 530x7,0-К52-I ТУ 1381-016-00186654-2010/ ПЭПк-3-Н ТУ 1390-014-00186654-2010	1026	91,19	93,561

Изоляция новых труб DN500 укладываемых открытым (траншейным) методом предусмотрена наружным антикоррозионным покрытием нормального исполнения по ТУ 1390-014-00186654-2010 ПЭПк-3-Н толщиной не менее 2,2 мм. Изоляция новых труб DN500 укладываемых методом ННБ предусмотрена наружным антикоррозионным покрытием специального исполнения по ТУ 1390-014-00186654-2010 ПЭПк-3-С толщиной не менее 5 мм. Изоляция сварных стыков новых труб, укладываемых открытым (траншейным) методом предусмотрена термоусаживающимися манжетами "ТЕРМА-СТМП" шириной не менее 450 мм по ТУ 2245-046-82119587-2013. Изоляция сварных стыков новых труб на участке прокладке методом ННБ предусмотрена термоусаживающимися манжетами «ТЕРМА-СТАР» по ТУ 2245-048-82119587-2014 [10].

Все вышеуказанные материально-технические ресурсы должны иметь разрешение к применению на объектах ПАО «Газпром» и включены в соответствующие реестры технических условий конструкций, средств, изделий и материалов для строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов транспорта газа, соответствующих техническим требованиям ПАО «Газпром».

					Общие технические решения на участке проведения работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

2.3 Описание проектных решений при переходе газопровода через водные преграды (берегоукрепление, глубина заложения, балластировка и т.д.)

Технические решения на переходе через водные преграды приняты в соответствии с СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, ВСН 010-88, ВСН 39-1.9-003-98, СТО Газпром 2-2.3-231-2008, СП 108-34-97, РД 51-3-96.

Берегоукрепление

Для обеспечения эксплуатационной надежности газопровода необходимо предусматривать мероприятия по устойчивости грунта, уложенного при обратной засыпке траншеи. Данные мероприятия необходимо предусматривать при всех рассматриваемых методах производства работ, однако, объем берегоукрепления для открытого и закрытого метода прокладки будет различным. Разница в затратах на берегоукрепление связана в различных объемах земляных работ, а именно:

- планировка местности необходимая для строительной техники, выполняющей разработку, засыпку траншеи, сварочно-монтажные работы на береговом участке при открытом способе перехода (демонтаж и монтаж);

- планировка местности необходимая для проезда техники, обеспечивающей подвоз материалов для берегоукрепления, при переходе методом ННБ и выводом в безопасное состояние существующего участка газопровода.

Выбор берегоукрепления для водных преград определен на основании условия, при котором наибольшая скорость течения по дну при УВВ 1% превышает значения донной допускаемой неразмывающей скорости для грунтов в нарушенном состоянии. Крепление выполнено до отметок согласно п. 13.4 СП 36.13330.2012. Ширина укрепляемой полосы берега равна ширине раскрытия траншеи с запасом 10 м в каждую сторону согласно УПР.ЛЧ000.09 [9].

С целью защиты склонов правого берега р.Обь от водной и ветровой эрозии, повышения устойчивости откосов предусматривается укладка матов трехмерных МТ15-350(300) ТУ 2291-018-00205009-2010.

					<i>Общие технические решения на участке проведения работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

Общий порядок производства работ:

1. Планирование откосов насыпи;
2. Устройство анкерной канавы шириной 0,3 м, глубиной 0,3 м на расстоянии 0,5-0,6 м от бровки откоса;
3. Укладка геомата с нахлестом 0,15-0,20 м.;
4. Закрепление полотен стальными анкерами на время производства работ (арматура 5-А-I);
5. Засыпка анкерной канавы;
6. Засыпка и разравнивание плодородного слоя грунта толщиной 0,15 м (75% торф, 25% песок);
7. Посев трав.

Укладка геоматов выполняется согласно «технологического регламента на укладку геоматов МТ-ЭКСТРАМАТ, МТД-ЭКСТРАМАТ от 30.09.2011».

Берегоукрепление правого берега р. Обь от водной эрозии, дноукрепление для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки выполняется с помощью следующих проектных решений:

- выше СРГ – монтаж габионов (матрацев РЕНО);
- ниже СРГ – отсыпка щебня.

Берегоукрепление правого берега р.Обь выше СРГ выполняется с помощью монтажа матрацев Рено - 3x2x0,3-С80-2,7-ЦАММ ТУ 1275-001-42873191-2009 на предварительно уложенный слой нетканого синтетического материала ТУ 8397-004-00320928-2011 с заполнением матрацев щебнем фракции 120-150 мм ГОСТ 8267-93. Границы берегоукрепления габионами от 93,00 м (СРГ) до расчетной отметки 95,37 м. Верхняя граница берегоукрепления (95,37 м) принята согласно СП 36.13330.2012 п.13.4 для незатапливаемых берегов.

Монтаж габионов выполняется согласно «Рекомендаций по сборке и установке габионных конструкций».

					<i>Общие технические решения на участке проведения работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

Берегоукрепление, дноукрепление правого берега р.Обь ниже СРГ выполняется с помощью отсыпки щебня фракции 40-70 мм ГОСТ 8267-93. Границы отсыпки – от 93,00 м (СРГ) до отметки 85,5 м для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки. Толщина отсыпки принята 20 см.

Берегоукрепление левого берега р.Обь при методе ремонта открытым (траншейным) способом производится Геоматрицей ГМ.

Геоматрица ГМ представляет собой геотекстильную пространственную конструкцию с ячеистой или сетчатой структурой с линейно расположенными ячейками прямоугольной или формы, снабженную прикрепленным полотнищем в виде днища. При использовании Геоматрицы ГМ ее растягивают на раме монтажной и укладывают поверх спланированной поверхности. Крепление - анкерами из арматуры Ф-1, Ø10/14мм, L=0,5/1,2м, крепление - 1шт на 1м² засыпаемой щебнем фракции 40-70 мм по ГОСТ 8267-93 [1].

Все вышеуказанные материалы и изделия должны иметь разрешение к применению на объектах ПАО «Газпром» и включены в Реестр МТР ПАО «Газпром».

Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках

Глубина заложения газопровода принята в соответствии с главой п. 9.1.1 СП 36.13330.2012.

Заглубление трубопровода до верха трубы на береговых участках подлежит принимать не менее 1,0м.

При переходе через водную преграду траншейным способом проектная отметка верха забалластированного трубопровода принята на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла и не менее 1,0м от дна водной преграды.

Согласно ВН п.2.1.5 проектные отметки верха трубопровода на переходе, запроектированным способом ННБ, назначены не менее чем на 2 м ниже

					<i>Общие технические решения на участке проведения работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

предельного профиля по прогнозу деформации русла и берегов пересекаемой преграды.

Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубопровода (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)

На переходах через водные преграды при укладке трубопровода с бермы траншеи на обводненных участках предусматривается балластировка утяжелителями охватывающими УТО-530-2,5-12,5 4834-001-67319596-2012. Защита изоляции газопровода от повреждения утяжелителями предусматривается защитными ковриками из скального листа ЗК-СЛП-УТО-530 «О» ТУ 2246-001-96017324-2010 [7].

На переходах через водные преграды при укладке трубопровода методом протаскивания применяется балластировка утяжелителями железобетонными кольцевыми 2-УТК530.12 ТУ 5859-001-55721815-2014. Защита изоляции – профиль ФП2-2000-35 ТУ 2290-002-93629877-2011.

Все вышеуказанные материалы и изделия должны иметь разрешение к применению на объектах ПАО «Газпром» и включены в Реестр МТР ПАО «Газпром» [5].

Расчет газопровода, на общую устойчивость против всплытия, с определением шага балластирующего устройства, выполнен в соответствии с требованиями главы 12.4 СП 36.13330.2012. Результаты расчета приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета против всплытия

Диаметр трубы, мм	Тип пригруза	Кн.в.	Шаг по участку, м			Масса пригруза, кг	
			прямой	вогнутый	выпуклый	на суше	в воде с уч. Кн.в.
530х7	УТО-530	1,05	1,9	1,6	1,7	521	299,4
530х7	2-УТК530.12	1,15	1,9	1,7	1,8	742	372,16

3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ЧЕРЕЗ Р. ОБЬ

Существует немало методов прокладки трубопроводов через искусственные и естественные препятствия. Выбор метода в каждом случае должен основываться на совокупности условий происхождения и требований к переходу – технических, экономических, экологических и др.

ПП следует проектировать на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды и требований по охране окружающей среды

Наиболее часто встречаемыми на трассах являются переходы газопроводов через водные преграды, которые по способу прокладки подразделяются на подводные и надводные (воздушные).

Надземная прокладка используется ППМГ используется только в тех местах, где не целесообразна прокладка подводными способами. Если обустраиваются временные ПП, необходим постоянный доступ к переходу в период эксплуатации или газопровод пролегает в охраняемых территориях, где подводная прокладка строго запрещена в связи с нарушением жизнедеятельности водных ресурсов и повреждением верхнего слоя почвы [2,3].

Основным способом прокладки ПП являются подводные способы, подразделяющиеся на траншейные и бестраншейные методы. Они обеспечивают наибольшую неприкосновенность и сохранность переходов, тем самым повышая их надежность.

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Карпов А.С.</i>			Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					33	164
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Рассматриваемый участок ППМГ имеет общую протяженность 8 км, не находится в границах действующих заповедников или природоохранных зон, поэтому рассмотрение надземных методов строительства проводиться не будет, в связи с доказанной многолетним опытом строительства ПП нерациональности их использования на тех участках, где возможно применение подводных методов.

3.1 Особенности траншейного способа строительства подводных переходов

Траншейный метод строительства является самым популярным на данный момент методом ввиду его многолетнего использования. При данном методе происходит протаскивание газопровода по дну водоема в заранее подготовленную траншею и последующая его засыпка.

Перед тем, как в подводном переходе разрабатываются траншеи, дно реки измеряется вдоль поперечного сечения для выявления отклонений от профиля проекта. Кроме того, опрос водолазов настроен на выявление присутствия посторонних предметов (бревна, большие камни, затонувшие объекты), которые могут мешать работе механизма во время разработки траншей.

Разработка траншеи осуществляется экскаваторами с лицевой и боковой поверхностями. Выбор типа механизма для строительства котлована и того, как он работает, зависит от размера верхнего котлована, расположения грунтовой свалки и условий труда. На рис. 5 [1] представлена схема, согласно которой, траншеи, глубина которых превышает максимальную глубину копания экскаватора данной марки, разрабатывается с использованием других видов техники. Разработку водонасыщенных грунтов ниже среднего рабочего горизонта (СРГ) или ниже возможного уровня работы экскаватора на урезе осуществляют земснарядами [1].

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

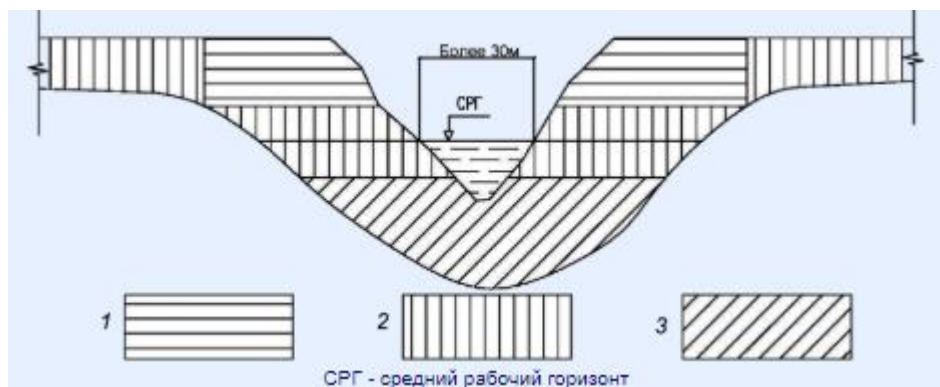


Рисунок 3.1.1 – Технологическая схема разработки механизмами подводных и прибрежных траншей на переходах [1]:

1 – бульдозером; 2 – экскаватором; 3 – земснарядом

В качестве основных траншейных способов укладки трубопроводов применяют:

- укладка протаскиванием трубопровода по дну подводной траншеи;
- укладка свободным погружением с поверхности воды.

В технологический процесс укладки трубопровода способом протаскивания по дну водоема по трассе трубопровода входят:

- устройство и оборудование площадки спусковой дорожки;
- подготовка плетей трубопровода (испытание, изоляция стыков, нанесение футеровки, навеска грузов);
- укладка трубопровода на спусковую дорожку;
- оснащение трубопровода оголовком, блоком;
- проверка готовности подводной траншеи (контроль глубины и отметок дна траншеи);
- установка и закрепление тяговых средств;
- прокладка тяговых тросов с закреплением их на оголовке трубопровода;
- протаскивание всей нитки трубопровода;
- контроль положения уложенного трубопровода и проверка соответствия его проекту.

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

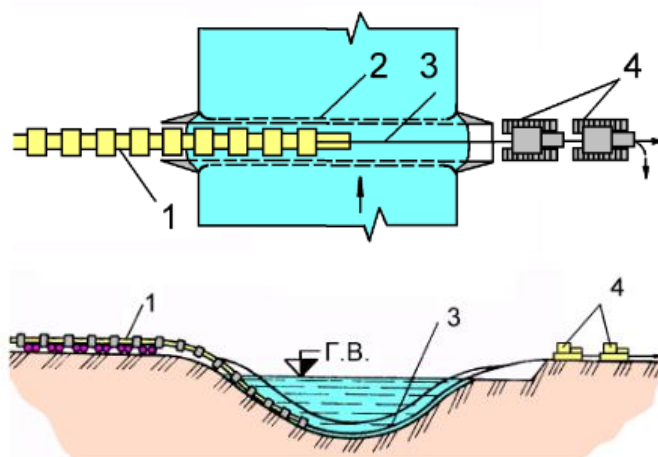


Рисунок 3.1.2 – Схема протаскивания трубопровода [2]:
 1-трубопровод; 2-траншея; 3-трос; 4-трактор

На рис. 3.2 [2] представлена упрощенная схема протаскивания трубопровода по дну траншеи с одного берега на другой с использованием троса, заранее проложенного в траншее.

Одним из важнейших условий качественного выполнения работ является оснащение головного участка специальным устройством – оголовком, исключающим зарывание трубы в грунт [1,2].

Суть свободного погружения в водную поверхность заключается в том, что готовый к укладке трубопровод устанавливается плавающим над предварительно подготовленной траншеей, отделяя специальный понтон, который удерживает трубопровод на поверхности и затопляется с положительной плавучестью (рис. 3.3, согласно [1]).

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

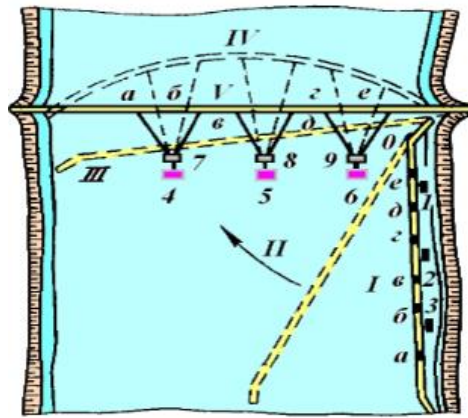


Рисунок 3.1.3 – Установка трубопровода в створ разворотом на плаву [1]:
I – стартовое положение плети; II, III, IV – промежуточные положения; V – конечное положение; 1, 2, 3 – понтоны с лебедками; 4, 5, 6 – якоря с поплавками; а-е – точки крепления канатов.

Способ укладки трубопровода свободным погружением применяется при следующих условиях:

- пересекаемая водная преграда несудоходна или в месте прохода возможен перерыв судоходства на время установки трубопровода;
- поверхностная скорость течения невелика (до 0,6-0,8 м/с) и не требуются сложные устройства для удержания плавучей нитки трубопровода в створе перехода.

Укладка смонтированного газопровода с поверхности воды, при котором плавающий трубопровод под действием перемещающейся нагрузки опускается на дно водоема с изгибом в вертикальной плоскости. Этот способ укладки включает в себя: заготовку на береговой монтажной площадке плети трубопровода; транспортировку ее на плаву в створ укладки; стыковку прибуksированной плети с ранее уложенной и собственно саму укладку трубопровода на дно [2].

При укладке могут применяться различные технологические схемы его погружения, основными из которых являются: заполнение трубопровода водой, последовательное открепление понтонов или заполнение понтонов водой.

Наиболее широко распространен в отечественной практике строительства способ погружения трубопровода с заполнением его водой с одного из концов.

Перед испытанием уложенного подводного трубопровода необходима проверка его положения на дне подводной траншеи. Имеющие место провисания участков трубопровода необходимо устранить до испытания путем намыва или отсыпки грунта [11].

3.2 Особенности бестраншейных технологии прокладки трубопроводов

Под бестраншейными технологиями понимаются такие методы сооружения ПП, при которых вскрытие земной поверхности минимально.

Метод бестраншейной прокладки трубопроводов использует следующие технологии:

- наклонно – направленное бурение;
- микротоннелирование;
- прокол;
- продавливание.

Суть *метода прокола* заключается в продавливании трубопровода, снабженного специальным наконечником, из одного котлована в другой. Извлечение грунта при данном методе не происходит, наконечник раздвигает его и уплотняет стенки.

Метод продавливания отличается от метода прокола только тем, что происходит удаление грунта из скважины. Поступающий в полость грунт разрабатывается ножевыми устройствами и удаляется вручную или механизированным способом.

Эти методы не применяются при прокладке ППМГ так как рассчитаны на небольшие диаметры (до 500 мм) и небольшие протяженности (до 150 м). Так как изучаемый ПП имеет диаметр 530 мм и протяженность 1036 м, то более подробное рассмотрение методов прокола и продавливания не приводится.

Основными технологиями бестраншейного метода прокладки, используемыми при строительстве ППМГ, являются: наклонно – направленное бурение и микротоннелирование. Рассмотрим эти методы более подробно [19].

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Строительство переходов трубопроводов *методом ННБ* ведется по различным технологическим схемам. Сущность его заключается в использовании специальных буровых станков (буров, штанг), которые осуществляют предварительное (пилотное) бурение по заранее рассчитанной траектории с последующим расширением скважины (с помощью набора расширителей и буровых головок, которые могут омываться буровым раствором) и протаскиванием в образовавшуюся полость трубопровода (рис. 3.2.1 [14]).

Процесс бурения установкой ННБ включает четыре этапа:

1. бурение пилотной скважины;
2. расширение скважины вперед и назад;
3. калибровка скважины;
4. протаскивание дюкера ходом назад.

На первом этапе пилотная скважина, диаметр которой меньше диаметра дюкера, пробуривает первый проход. Как правило, диаметр пилотной скважины не превышает 20 см. Для проведения скважины по четко заданной проектом траекторией используются специальные системы навигации, которые позволяют видеть и контролировать прохождение буровой головки. Само бурение может проводиться различными способами, но наиболее часто используемой насадкой является струйная шарошка, которая размывает породу под действием гидравлической энергии бурового раствора (бентонита).

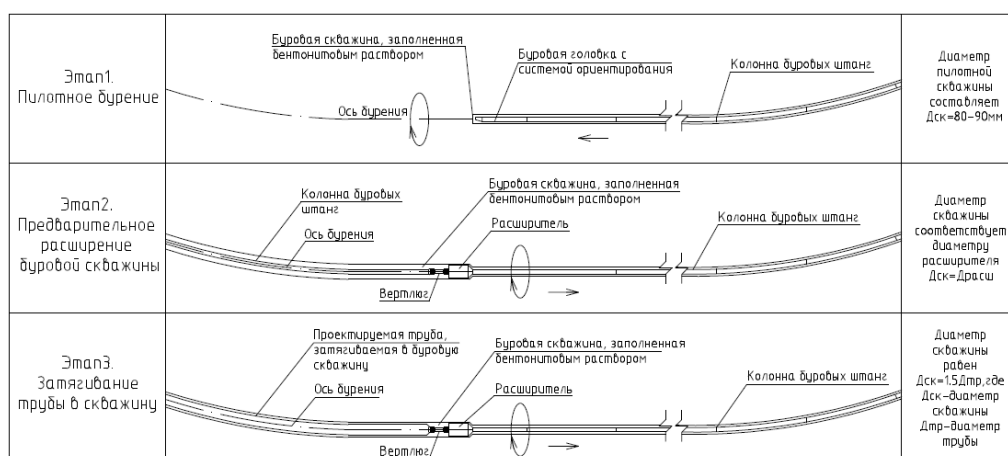


Рисунок 3.2.1 – Основные этапы прокладки трубопровода методом ННБ

На втором этапе происходит расширение канала скважины до необходимого размера. Данный этап проводится многократно, в зависимости от геологических свойств местности. Итоговый диаметр скважины должен быть больше диаметра прокладываемого трубопровода на 30-50 %. Расширение проводится одним из двух способов: ходом вперед или ходом назад.

Третий этап - калибровка. Как только скважина расширяется до необходимого диаметра, через скважину проходит расширитель, имеющий такой же диаметр, что и газопровод. Затем откалибруйте лунки и удалите помехи. На обоих концах барабанного расширителя находится нож, который отключает дренаж и удаляет выходное отверстие, затрудняя движение вдоль скважины.

Четвертый этап - расширить трубопровод. Буровая головка соединена с буровой установкой через всю скважину. Он представляет из себя шарнирный соединитель, который позволяет головной части изогнуться так, чтобы он мог войти в канал скважины. Так же, для предотвращения осложнений в процессе протаскивания, в протаскиватель установлена режущая головка, которая при встрече с препятствием приводится в движение и удаляет его, открывая путь для продолжения процесса [18].

Для сохранения целостности скважины и улучшения скольжения при разбуривании и протаскивании необходимо выполнять четыре простых, но важных правила:

1. контролировать используемую воду;
2. контролировать вязкость;
3. контролировать потерю жидкости;
4. контролировать вязкость бурового раствора.

Микротоннелирование заключается в строительстве тоннеля (с последующей прокладкой в нем труб) с помощью дистанционно управляемого проходческого щита. Микротоннельный щит размещается в заранее подготовленной стартовой шахте (котловане) и передвигается в заданном

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

направлении. Выемка щита производится из финишной шахты. Расстояние между стартовой и финишной шахтами не должно превышать 150 м. При особой необходимости расстояние может быть увеличено в несколько раз путем использования специального дополнительного оборудования – промежуточных прессовых станций [16].

Тоннельные переходы проектируются на газопроводных переходах, на которые распространяются ограничения по применению метода ННБ исходя из инженерно – геологических условий: участки пересечения преград, сложенные сложными скальными, закарстованными породами; участки с содержанием гальки, гравия, дресвы и щебня более 30 %; участки подверженные оползням и т.д.

Микропроходческий щит контролируется благодаря лазерной системы. Для транспортировки грунта из туннеля на поверхность используются щиты со шнековым устройством, обеспечивающим транспортировку отработанного грунта на поверхность.

Перед выполнением работ по сооружению туннеля предшествуют следующие работы [12]:

- освоение строительных площадок (установка ограждения, устройство проездов для транспорта и проходов персонала и т.д.);
- подводка инженерных коммуникация (водопровод, электроэнергия);
- разбивка на местности координат стартового и приемного котлованов;
- устройство ограждений котлованов, разработка в них грунта и сооружение бетонной упорной стены для ввода щита в грунтовый массив);
- устройство в стартовом котловане фундамента под продавливающую установку и упорной плиты;
- монтаж в стартовом котловане проходческого комплекса;
- изготовление и доставка на строительную площадку секций стальных труб, а также секций микротоннельной обделки.

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

После выполнения всех подготовительных работ начинается продавливание железобетонных труб мощной пресс рамой.

Технология микротоннелирования наиболее эффективна при прокладке в водонасыщенных грунтах (глины, суглинки, супеси), при проходке в однородном забое. Это делает метод достаточно перспективным при прокладке подводных переходов.

Тоннельные переходы на пересечении водных преград следует предусматривать непроходного типа. Конструкция ПП через реку состоит из железобетонного туннеля, в котором проложена полиэтиленовая труба, металлический кожух, снова полиэтиленовая труба, а затем основной рабочий трубопровод [21].

На стыках устанавливаются заглушки для уплотнения пространства между двумя металлическими трубами. Межтрубное пространство заполняется инертным газом, который может значительно замедлить процесс коррозии металла. Кольцевое давление контролируется дистанционным датчиком давления.

3.3 Сравнение способов прокладки и выбор наиболее оптимальной технологии

Рассмотрев существующие методы строительства ППМГ можно сказать о том, что каждый из них имеет свои достоинства и недостатки. Основным фактором, влияющим на выбор того или иного метода строительства, являются предъявляемые технические требования и природно-климатические условия местности.

На данный момент наиболее распространенным методом на территории Российской Федерации является давно зарекомендовавший себя траншейный метод сооружения ПП, однако он имеет несколько существенных недостатков, которые приводят к отказу от этого метода в сторону более современных технологий – бестраншейных. Основным недостатком траншейного метода является большой объем земляных работ и большое количество техники и человеческих ресурсов, задействованных в производственном процессе.

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

От этих недостатков возможно избавиться при использовании более современных технологий [29].

Сравнительный анализ траншейных и бестраншейных методов строительства представлен в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Сравнительный анализ способов прокладки МГ

Критерий сравнения	Траншейный метод	Бестраншейный метод
Зависимость от времени года и климатических факторов	Частично зависит от сезонности. В холодное время необходимы дополнительные работы на обогрев сотрудников и оборудования. Зависит от погодных условий и распутицы.	Не зависит от времени года и погодных условий.
Время производства работ	Большие затраты на подготовку к проведению работ. Осуществление земляных и восстановительных работ в разы увеличивают сроки производства работ.	Благодаря использованию буровой установки сроки существенно сокращаются, а после завершения работ не требуется восстановления земляного полотна.
Экология	Гибель растительности: деревьев, кустарников, травы и т.д. Нарушение миграции животных. Понижение грунтовых вод.	Незначительное влияние и как следствие низкий экологический ущерб
Эффективность	Во время засыпки траншеи трубопровода возможно образование пустот и скапливании воды, являющейся коррозионно- активной средой.	При методе ННБ, при неправильно подобранной консистенции бентонитовой смеси возможно вымывание грунта. Грунт при прокладке не разрабатывается, тем самым увеличивается прочность.
Стоимость	Большие транспортные расходы. Привлечение большого количества рабочей силы и техники.	Требуется небольшое количество техники. Обеспечить функционирование прокладки может 2 бригады рабочих.

Проанализировав данные таблицу 3.3.1 можно сделать вывод о том, что, в современных условиях, необходим полный отказ от траншейных методов строительства ППМГ в сторону бестраншейных методов. Сейчас огромное внимание уделяется охране окружающей среды и сохранению естественного природного рельефа, что также говорит в пользу бестраншейных методов.

При строительстве траншейным способом ПП через крупные реки наносится невосполнимый ущерб экологическому состоянию водоемов, зачастую русла рек не восстанавливаются, происходит заболачивание поймы, обрушение берегов, нарушается гидрологический режим [20].

Эти причины обуславливают отказ от прокладки ППМГ траншейным способом и выбор более современного, экологически и экономически целесообразного метода, метода бестраншейной прокладки трубопровода.

Так как выбор сделан в пользу бестраншейного способа прокладки, необходимо проанализировать два основных метода прокладки ППМГ бестраншейным способом, ННБ и микротоннелирование, и выбрать наиболее подходящий. Оба метода зарекомендовали себя как эффективные и надежные методы прокладки через естественные и искусственные препятствия. Обе технологии имеют определенные преимущества и недостатки. Сравнение этих методов даст нам возможность определить наиболее оптимальную технологию строительства ППМГ.

Геологические условия. Для определения пригодности были рассмотрены следующие породы: камни, песок, ил, гравий, глина, скальная порода, смешанный грунт и валуны [31].

ННБ используется без ограничений при погружении в глину, ил и песок, а также во многие твердые породы. Однако оно совершенно не подходит для грунтов с содержанием галечника более 40 % с их протяженностью по стволу скважины более 100 м, а также препятствий из валунов. Затруднена проходка в нескольких смешанных грунтах или часто изменяющихся пластах, например, в

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

песчаной почве со слоями песчаника, препятствиями из валунов и камня. Причина этого затруднения заключается в самой технологии бурения, развитии его инструментальной базы, используемых технологий.

Метод МТН более универсален. Строящаяся скважина – переход защищается от повреждения железобетонным тоннелем, идущим непосредственно за буровой головкой, и ограничений по грунтам не имеет.

Точность траектории ствола скважины. Измерение оси ННБ выполняется в электромагнитном режиме с погрешностью приблизительно от 2 до 5 % в зависимости от конкретной глубины измерительного зонда, геологических условий, магнитного поля и длины бурения. Точность выхода бурового инструмента составляет от нескольких сантиметров до нескольких метров, что в большинстве случаев является вполне достаточным показателем для данного метода [32].

При МТН используются лазеры и электро – оптические лазерные мишени. Точность этого типа измерения находится в пределах ± 30 мм и почти невосприимчива к внешним воздействиям. Такая точность проходки необходима для безошибочного выхода тоннелепроходческого щита в приемный котлован.

Диаметр и длина проходки. При ННБ диаметр проходки составляет от 100 до 1500 мм, а длина может достигать 2 км, что является приемлемым для большинства подводных переходов. Для метода МТН разработаны и применяются тоннелепроходческие щиты. Длина проходки ограничивается пределом примерно в 1200 м из-за низкой удерживающей способности упорных стенок в стартовом котловане и недостаточной мощности гидравлических домкратов. Для увеличения длины проходки могут быть использованы промежуточные домкратные станции. На рис. 11, согласно [2], представлено соотношение между длиной и диаметром проходки для методов ННБ и МТН. Приведенные численные значения имеют только базовый характер и предусматривают лишь основные тенденции применения данных методов.

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

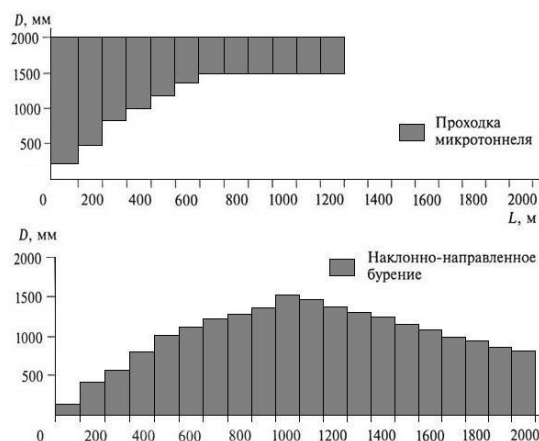


Рисунок 3.3.1 – Соотношение между длиной и диаметром проходки для ННБ и МТН [2].

Продолжительность строительства. Метод ННБ имеет очевидные преимущества с точки зрения общего рабочего времени, которое считается суммой времени, необходимого для оборудования на строительной площадке и самого процесса бурения. Таким образом, для сопоставимого строительного проекта со средним сквозным диаметром и длиной до 1000 м период подготовительных работ составляет около 1 недели для NNB, несколько недель для МТН, процесс бурения и протяжка трубопровода NNB-3-6 недель, для МТН – 4-9 недель [2,32].

Экономические аспекты. Стоимость строительства зависит от длины перехода, диаметра газопровода, инженерно-геологических и гидрологических условий. При прокладке труб методом ННБ через большие реки стоимость значительно меньше, чем траншейным методом.

Таблица 3.3.2 – Сравнение

Наименование	Вариант №1 (Демонтаж, монтаж трубопровода открытым способом)	Вариант №2 (Монтаж трубопровода методом ННБ, вывод в безопасное состояние существующей трубы)
Подводный переход через р.Обь (осн. нитка)	21 978 568,44	16 362 962,66
Подводный переход через р.Обь. Демонтаж. (осн. нитка)	8 528 578,37	-
Подводный переход через р.Обь (осн. нитка) Стоимость МТР поставки Заказчика	24 696 264,44	13 235 929,26
Итого	55 203 411,25	33 430 779,55

Строительный риск. Строительный риск технической возможности строительства переходов по бестраншейной технологии значительно выше, чем при традиционных методах.

При реализации МТН основной риск состоит в том, что внезапно в процессе проходки осевые усилия в используемых гидравлических домкратах становятся недостаточными для преодоления трения обсадной колонны. Процесс ННБ также может быть остановлен из-за недостатка мощности буровой установки.

Кроме того, другой риск, характерный для ННБ, - опасность обрушения буровой скважины. В отличие от МТН буровая скважина поддерживается только используемым бентонитовым раствором [31].

Определим наиболее оптимальный метод прокладки подводного перехода газопровода- отвода к ГРС магистрального газопровода «Юрга–Новосибирск».

Грунт, в котором прокладывается переход, состоит из средних и тяжелых суглинков и песка, что обуславливает применение как ННБ, так и МТН. При МТН трубопровод, безусловно, более защищен от воздействия окружающей среды, однако, место производства работ является незаселенной территорией и воздействие человеческого фактора в процессе эксплуатации минимально.

Рассмотрев подробно все аспекты сравнения ННБ и МТН можно сделать вывод, что ННБ больше подходит для выполнения работ.

Во – первых, условный диаметр прокладываемого газопровода составляет 530мм, а его протяженность 1036 км, ННБ более рационален и наиболее часто применяется при заданных диаметре и протяженности.

Во – вторых, очень важным фактором является продолжительность строительства, которая существенно ниже при ННБ. Действующий газопровод не прошел продление срока эксплуатации и, чем быстрее мы проложим новую ветку, тем меньше вероятность возникновения аварийной ситуации на данном участке [10,30].

В – третьих, с экономической точки зрения, ННБ также является более подходящим методом. МТН на 40 % дороже своего оппонента.

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Основными достоинствами МТН являются: независимость от состава прокладываемого грунта, большая защищенность газопровода и чуть большая точность метода. При выполнении данного проекта, эти достоинства являются несущественными, ввиду отсутствия необходимости дополнительной защищенности трубопровода или особенной точности проходки. МТН больше подходит для прокладки в населенных пунктах, или местности с большим количеством уже проложенных или планируемых коммуникаций, чтобы обеспечить надежную защиту газопровода [20].

Проанализировав траншейные и бестраншейные способы прокладки был выбран бестраншейный способ. Рассмотрев и сравнив два основных бестраншейных метода применительно к данному участку, приходим к выводу, что выбор технологии наклонно-направленного бурения будет более целесообразен как с технологической точки зрения, так и с экономической.

					Выбор оптимальной технологии проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Обь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

4 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПРОКЛАДКЕ ГАЗОПРОВОДА ЧЕРЕЗ Р.ОБЬ МЕТОДОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ (ННБ)

4.1 Плановое положение трубопровода

Трасса газопровода-отвода проложена в соответствии с СП 36.13330.2012.

Расстояния от оси проектируемого подземного газопровода-отвода (основная нитка), прокладка которого осуществляется параллельно существующему, до зданий и сооружений приняты не менее значений таблицы 4 СП 36.13330.2012. Участки сближения с населенными пунктами, промышленными предприятиями отсутствуют.

Расстояние между проектируемым газопроводом и параллельным существующим принято не менее 10 м в соответствии с ВН «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения» ОАО «Газпром».

4.2 Состав работ при капитальном ремонте

В соответствии с техническими требованиями на проектирование проектной документацией предусмотрены следующие основные виды работ:

- демонтаж существующих участков газопровода, прилегающих к подводному переходу [23];
- вывод в безопасное состояние существующего газопровода на переходе через р. Обь в русловой части (консервация);
- прокладка газопровода на участке подводного перехода через р. Обь методом ННБ в параллельном створе выше по течению;
- выполнение крепления откосов правого берега от склоновой эрозии, берегоукрепления правого берега от водной эрозии, дноукрепление для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки;
- установка геодезических (реперов) и информационных знаков;
- рекультивация земель

					Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Карпов А.С.			Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					49	
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

4.3 Земляные работы

Выполнение земляных работ должно выполняться в соответствии с требованиями ВСН 51-1-80, СТО Газпром 2-2.2-457-2010, СТО Газпром 2-2.1-459-2010 и «Правила охраны магистральных трубопроводов», утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 24.04.92 № 9.

Перед началом производства ремонтных работ по трассе газопровода должна выполняться срезка растительного слоя почвы с использованием его в дальнейшем для восстановления нарушенных земель [11].

Минимальная ширина полосы, с которой снимается плодородный слой почвы, равняется ширине траншеи плюс 0,5 м в каждую сторону.

На береговых участках демонтируемый газопровод прилегающий к подводному переходу вскрывается с двух сторон до нижней образующей трубы. Вскрытие ремонтируемого газопровода выполняется одноковшовым экскаватором, оборудованным обратной лопатой. Минимальное расстояние от поверхности трубопровода при разработке грунта механизированным способом допускается 0,2 м.

Грунт, извлеченный из траншей, укладывается в отвал с одной стороны траншеи, оставляя другую сторону свободной для передвижения ремонтной колонны.

После естественного или искусственного уплотнения почвы проводится техническое рекультивация, возвращающее плодородный слой почвы в нарушенную зону.

4.4 Демонтажные работы

Порядок демонтажа трубопровода на сухопутных участках [1]:

- разработать траншею одноковшовым экскаватором до нижней образующей демонтируемой трубы;
- разработать приямки для пропуска мягких полотенец под газопроводом, произвести подъем участка газопровода из траншеи;
- очистить наружную поверхность трубопровода;

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

- уложить плетень на бровку траншеи;
- комплексная очистка демонтируемого трубопровода от старой изоляции;
- оценка дефектов труб и соединительных деталей трубопровода, маркировка;
- разрезка демонтируемого трубопровода на отдельные трубы по стыкам, погрузка и транспортировка на место складирования Новосибирского ЛПУ МГ.

Участок газопровода в русловой части подлежит переводу в безопасное состояние в границах ПК376+96,4-ПК386+63,2 заполнением жидкостью с растворами ингибиторов коррозии и приваркой днищ.

4.5 Вывод в безопасное состояние

Одним из рассматриваемых решений при выборе метода перехода является вывод в безопасное состояние существующего участка газопровода-отвода на переходе через р.Обь без демонтажа. Необходимость вывода в безопасное состояние вызвана следующими факторами [13]:

- снижение влияния на окружающую среду, в связи с большими объемами земляных работ в русловой и прибрежной части с использованием землесосных снарядов (размещение грунта в подводных траншеях);
- трудоемкостью демонтажа участка существующего газопровода (необходимость разработки траншеи глубиной свыше 8 м для демонтажа трубопровода, необходимость выполнения полки методом срезки грунта объемом 27300 м³);
- снижением объема капиталовложений.

Перечень работ по выводу в безопасное состояние участка газопровода:

1. Освобождение участка газопровода от газа методом срабатывания газа на потребителей с последующим стравливанием газа через продувочные свечи, на существующих крановых узлах №38, №46.
2. Очистка участка газопровода с помощью пропуска двух очистных поршней согласно раздела 7 СТО 2-3.5-354-2009.

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

3. Отключение выводимой в безопасное состояние части от газопровода путем вырезки катушек и приварки днищ DN500.

4. Заполнение выводимого в безопасное состояние участка газопровода-отвода на переходе через р.Обь ингибитором коррозии.

5. Периодическое обслуживание выведенного в безопасного состояние объекта.

В качестве ингибитора коррозии и дополнительной балластировки трубопровода может применяться гашеная известь в концентрации 0,8-1,2 г/л. Также в качестве ингибитора коррозии может применяться нитрит натрия с повышением рН до 9-10.

При необходимости для возможности контроля за техническим состоянием трубопровода объем воды в трубопроводе доводят до предельного и создают избыточное давление, что позволяет следить за возможностью появления течи в окружающую среду водоема при изменении параметров давления.

4.6 Сварочно-монтажные работы

Технология сварочных работ должна соответствовать СТО Газпром 2-2.2-136-2007, СП 86.13330.2014, СТО Газпром 14-2005.

Сварочно-монтажные работы должны выполняться в соответствии с операционно-технологическими картами сборки и сварки, разработанными согласно СТО Газпром 2-2.2-136-2007 с учетом Временных требований, а также с «Комментариев с уточнениями положений Временных требований» согласно аттестованной технологии сварки с применением сварочного оборудования, прошедшего аттестацию и с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности и в соответствии с СТО Газпром 2-2.2-136-2007 [23].

Сварку кольцевых сварных соединений объектов МГ выполнять с применением механизированных и/или автоматических способов сварки, а также их комбинаций. Применение РДС допустимо в исключительных случаях, при условии письменного согласования исполнителем работ с эксплуатирующей организацией.

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

4.7 Контроль качества сварных соединений и изоляции газопровода

Контроль качества сварных соединений ремонтируемого газопровода осуществлять согласно СТО Газпром 2-2.4-083-2006, «Временным требованиям к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

Сварные стыки заменяемого участка газопровода I, II категории подвергаются контролю следующими методами [27]:

- 100% визуально-измерительным;
- 100% радиографическим;
- 100% ультразвуковым (МУЗК или АУЗК).

Специалисты по НК должны пройти подготовку и аттестацию в центрах, входящих в Перечень центров по подготовке и аттестации специалистов неразрушающего контроля качества сварных соединений.

Акты на гарантийные сварные соединения оформлять в соответствии с формой Акта.

Копии заключений по результатам НК, результаты УЗК, ЦРГ и рентген-пленки должны передаваться в ДЭО в электронном виде на цифровых носителях. Порядок передачи согласовывается с ДЭО.

4.8 Проектные решения по прокладке дюкера методом ННБ

Профиль трубопровода укладываемого методом ННБ представляет собой кривую сопряженную радиусом, величиной не менее радиуса упругого изгиба трубы рассчитанного с учетом строительных и эксплуатационных нагрузок.

Для прокладки принята труба диаметром 530x7 мм класса прочности К60 с учетом нагрузок, при прокладке методом ННБ [26].

Согласно ВН «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения» ОАО «Газпром» минимальный радиус искривления

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

скважины, обеспечивающий прокладку трубопровода без возникновения опасных напряжений в стенке трубы (не более 90% от предела текучести) равен:

$$R \geq 1200 \times D_H = 1200 \times 0,53 = 650 \text{ м.}$$

Радиус криволинейных участков скважины принимается равным 650 м с учетом:

- прочностного расчета трубопровода;
- геологических условий створа перехода;
- снижения величины изгибающего момента на буровых штангах.

Основные характеристики профиля трубопровода проложенного методом ННБ (основная нитка):

- точка входа буровой колонны в естественных отметках земли: ПК 149+04,9;
- точка выхода буровой колонны в естественных отметках земли: ПК 152+88,5;
- угол входа бура: 14°58';
- угол выхода бура: 6°01';
- радиус упругого изгиба трубопровода: 650 м;
- длина скважины ННБ (с учетом удлинения): 970 м.

Работы по строительству перехода трубопровода методом ННБ включают три технологически различные операции:

- Этап I. Бурение направляющей (пилотной) скважины по проектной траектории.
- Этап II. Расширение и калибровка пилотной скважины.
- Этап III. Протаскивание дюкера диаметром 530 мм в расширенную и откалиброванную грунтовую скважину.

Пробуренная и расширенная скважина должна обеспечить возможность протаскивания трубопровода с учетом допустимого радиуса упругого изгиба трубы.

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

4.9 Выбор буровой установки

Буровая установка находится на правом берегу р. Обь, протаскиваемый дюкер монтируется на левом берегу, протаскивание по схеме «на себя».

Выбор буровой установки производится на основе:

- результатов расчета суммарных тяговых усилий обеспечивающих протаскивание дюкера диаметром 530 мм в наклонно-направленную скважину;
- технологической возможности буровой установки производства буровых работ в грунтах данной категории.

Согласно результатам инженерно-геологических изысканий, траектория бурения направляющей (пилотной) скважины, а затем расширение ствола скважины будет производиться в грунтах I-II категории по буримости: песках мелких, средней плотности, суглинках мягкопластичных, тугопластичных (коэффициент пористости песка менее 0,7).

По результатам расчета, необходимое тяговое усилие для протаскивания дюкера составит 598,95 кН (61,12 т) по основной нитке. Согласно требованиям ВН «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения» буровую установку следует выбирать с учетом коэффициента запаса по тяговому усилию не менее 1,5 [16].

Для строительства данного перехода трубопровода необходимо использовать буровую установку с тяговым усилием не менее $61,12 \cdot 1,5 = 92$ т. Рекомендуется использовать буровую установку ГНБ «Vermeer Navigator» D330x500 (США) с тяговым усилием 1467,9 кН (149,78 тс) или Vermeer Navigator D220x300 (США) с усилием протяжки 1076,9 кН. Максимально-допустимое тяговое усилие 216,51 тс.

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Таблица 4.9. – Характеристика

Бренд/ Модель	Усилие тяги, кг	Крутящий момент, Нм	Масса, кг	Модель двигателя/ мощность, кВт	Дополнительные технические характеристики
Vermeer Navigator D330x500	149685	67800	40823	Caterpillar C-15 TIER III (403)	Спецбаза на гусеницах Диаметр расширения, мм- 1500 Габаритные размеры, мм- 16250/2540/3400 Длина прокола, м-1600

Так как в створе скважины ННБ присутствуют тугопластичные суглинки, в процессе бурения пилотной скважины возможно желобообразование в нижней образующей грунтовой скважины и обрушение стенок скважины, которое может привести к увеличению крутящего момента на колонне, что накладывает дополнительные требования к характеристикам буровой установки и параметрам бурового раствора.

4.10 Выбор бурового и расширяющего инструмента

Для бурения пилотной скважины в грунтах I-II категории сложности по буримости необходимо применять забойный инструмент гидромониторного типа. Грунт разрушается гидромеханическим способом, буровая головка оснащена резцом с покрытием из твердых металлов и соплами для подачи промывочной жидкости. Эксцентрично расположенные сопла (дюзы) бурового инструмента и обратная лопата обеспечивают возможность управления проходкой пилотной скважины [30].

Для расширения (калибровки) пилотной скважины рекомендуется применять бочкообразные или конусообразные расширители (уплотняющего – режущего действия) с резцами из твердых металлов расположенными преимущественно на лобовой поверхности расширителя и радиально ориентированными соплами подачи промывочной жидкости, например конструкции «FLUTED REAMERS» или «BARREL REAMERS».

4.11 Бурение пилотной скважины

Буровой процесс начинается с пилотного бурения. Перед началом проходки пилотной скважины, лафет буровой установки устанавливается под заданным

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

углом входа – 15°12' (основная нитка). Пилотная скважина прокладывается по предварительно намеченной трассе от точки входа до точки выхода. Для проходки пилотной скважины используется буровая колонна, в начале которой устанавливаются немагнитные трубы со смонтированным внутри зондом системы позиционирования.

Прокладка пилотной скважины контролируется и управляется по всей длине бурения при помощи системы навигации и позиционирования, например «DigiTrack Mark III». Непосредственно позади забойного инструмента внутри немагнитной трубы колонны устанавливается зонд системы позиционирования, который передает электромагнитные сигналы на поверхность земли. Приемное устройство системы позиционирования принимает излучаемые зондом сигналы, необходимые для определения глубины местонахождения зонда, углов наклона и азимута. Зонд чувствителен к стороннему магнитному наведению, поэтому размещается в немагнитной буровой трубе [2].

После наращивания каждой буровой штанги производится снятие показаний локации, расчет и контроль геометрических параметров скважины. В случае необходимости буровая головка переориентируется в нужном направлении для обеспечения необходимых параметров искривления ствола скважины с учетом допустимых отклонений реальной траектории от проектной.

Основные параметры, контролируемые при бурении пилотной скважины:

- горизонтальная длина (проекция);
- пробуренная длина скважины;
- глубина расположения буровой головки от точки входа;
- горизонтальное отклонение буровой головки от проектного створа (расчетное);
- вертикальное отклонение буровой головки от теоретического профиля;
- азимут.

Положение буровой головки постоянно контролируется. Обязанность оператора буровой установки заключается в интерпретации полученных данных

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

о том, как успешно бурить пилотную скважину. Точность определения положения буровой головки составляет $\pm 5\%$ глубины (абсолютная погрешность) и $\pm 1\%$ горизонтали.

Согласно строительству подводного перехода газопровода-отвода по методу направленного бурения ОАО «Газпром», допустимое отклонение точки выхода скважины к поверхности в точке выхода проекта противоположного берега не должно превышать 3х3 м, а отклонение мощности не должно превышать 1% длины перехода [11].

4.12 Расширение пилотной скважины

После завершения работ по бурению пилотной скважины, буровая скважина должна быть увеличена до диаметра обеспечивающего протаскивание дюкера в скважину (II Этап).

Величина расширения скважины зависит от геологических условий, диаметра протаскиваемого дюкера и протяженности скважины.

Согласно ВН «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения» ОАО «Газпром» минимальная площадь поперечного сечения скважины при протаскивании трубопровода должна не менее чем на 25% превышать площадь поперечного сечения протаскиваемого в нее дюкера.

$$D_{расш} = \frac{\sqrt{5}}{2} \times D_{тр} = 592 \text{ мм}$$

Согласно «Справочника по строительству подводных переходов» ОАО «Подводтрубопроводстрой» минимальный диаметр скважины рекомендуется принимать на 50% больше условного диаметра трубопровода.

Учитывая стандартный ряд типоразмеров расширителей и геологические условия в створе перехода, протяженность скважины, конечный диаметр расширения пилотной скважины принимаем равным 900 мм [30].

Расширение скважины рекомендуется производить поэтапно, в шесть проходов, расширителями Ду 400, 600, 750, 900 мм. Диаметры промежуточных расширений могут корректироваться в процессе производства работ, в

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

зависимости от имеющихся в наличие у Подрядчика расширителей и возникающих усилий протаскивания и крутящего момента при расширении скважины.

Расширение скважины может проводиться по двум схемам «от себя» или «на себя»:

- Расширение «от себя». Противоположный конец буровой колонны на правом берегу (берегу монтажа дюкера) через вертлюг, и динамометр прицепляют к гусеничному тягачу. Вращение расширителя обеспечивается буровой установкой путем передачи крутящего момента через колонну буровых штанг находящихся в скважине. Колонна буровых штанг наращивается на буровой установке.

- Расширение «на себя». На противоположный конец буровой колонны на правом берегу (берегу монтажа дюкера) монтируется расширитель. Вращение и протаскивание расширителя обеспечивается буровой установкой путем передачи крутящего момента и тягового усилия через колонну буровых штанг находящихся в скважине. Колонна буровых штанг наращивается с обратной стороны расширителя на левом берегу, демонтаж штанг производится на буровой установке.

Для последующего протаскивания дюкера применяемая схема расширения скважины не принципиальна, поэтому выбор схемы расширения остается за Подрядчиком по ННБ. Доминирующей является задача сохранения устойчивости ствола скважины и обеспечения условий для успешного протаскивания дюкера.

Перед протаскиванием дюкера необходимо выполнить калибровку скважины путем протаскивания бочкообразного расширителя Ду-900 мм (по диаметру последнего расширения скважины) [34].

При наклонно-направленном бурении арка скважины фиксируется только буровым раствором. Устойчивость стенок скважины является временной, поэтому необходимо временно прекратить работу по расширению скважины, затянуть бурильную штангу и проводить смену расширителя. Протаскивание дюкера

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

выполняется сразу после завершения калибровки скважины. В процессе расширения в скважине постоянно должна находиться колонна буровых штанг.

При расширении буровой раствор вместе с выбуренной породой выходит на поверхность, в точках входа и выхода буровой колонны (в прямки), находящиеся на монтажных площадках.

Скважина считается подготовленной к протаскиванию дюкера после достижения проектного значения ее диаметра и длины.

4.13 Протаскивание дюкера

К моменту производства работ по протаскиванию дюкер должен быть сварен и предварительно испытан (I этап гидравлических испытаний), сварные стыки заизолированы, плеть трубопровода уложена на роликовые опоры в створе перехода (на правом берегу реки Обь).

Дюкер укладывается на роликовые опоры, смонтированные на монтажной площадке, к переднему концу плети приваривается специальный оголовок который через вертлюг (предотвращающий вращение дюкера при протаскивании) и расширитель диаметром 900 мм соединяется с колонной буровых штанг. Роликовые опоры обеспечивают свободное движение плети во время протаскивания, предотвращая повреждение трубы и изоляционного покрытия.

Протаскивание дюкера осуществляется буровой установкой «на себя», сразу после окончания этапа калибровки скважины [12].

Для протаскивания дюкер на входном участке поднимается трубоукладчиками с помощью троллейных подвесок, для обеспечения:

- соосности протаскиваемой плети и скважины ННБ на данном участке;
- создания проектного (допустимого) радиуса изгиба спускового пути трубопровода.

Перед протаскиванием, в месте входа дюкера в скважину, разрабатывается приямок с уклоном в сторону протаскивания для уменьшения высоты подъема дюкера трубоукладчиками.

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Рабочим проектом принята схема протаскивания с балластировкой дюкера посредством заполнения его водой, т.к. труба имеет положительную плавучесть.

К моменту окончания производства работ по наклонно-направленному бурению трубопровод должен быть сварен в дюкер и предварительно испытан. Сварные стыки проходят 100% визуально-измерительный, радиографический, ультразвуковой контроль и изолируются с помощью термоусаживающихся манжет [22].

Схема расстановки трубоукладчиков и расстановки опор, расчет тяговых усилий при протаскивании представлены в разделе ПОКР.

4.14 Буровые растворы

Буровой раствор, используемый для строительства ПП по методу ННБ, изготовлен из высококачественного порошка бентонитовой глины. Вода и глиняный порошок смешиваются в определенных пропорциях в зависимости от используемой марки бентонита. Функции бурового раствора при бурении методом ННБ:

- разрушение породы, очищение забоя скважины от разбуренной породы и вынос ее на поверхность;
- удерживание частицы разбуренной или осыпавшейся породы во взвешенном состоянии при прекращении промывки и предотвращение осаждения шлама в скважине;
- охлаждение и смазывание, трущихся поверхностей инструмента, бурильной колонны, трубопровода при протаскивании;
- предохраняют ствол скважины от обвалов и осыпей;
- предотвращение поглощения бурового раствора высокопроницаемыми пластами.

Применяемый бентонит не обладает опасными характеристиками в отношении воспламеняемости, коррозионной и химической активности, и должен иметь гигиенический сертификат, выданный Министерством здравоохранения РФ.

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Учитывая небольшую протяженность, диаметр скважины, геологические условия, гидромеханический способ разрушения породы для строительства данного перехода необходимо применять высококачественные бентонитовые глинопорошки, например «QUIK-GEL», «BORE-GEL» содержащие в своем составе необходимые добавки, или другие имеющие аналогичные свойства и характеристики. Данные марки бентонита являются экологически безопасными. В случае возникновения осложнений – желобообразование, налипание породы на инструмент, увеличение крутящего момента на колонне необходимо использовать специальные добавки, снижающие налипание глины на инструмент и останавливающие ее разбухание, например «EZ - MUD» и «CON - DET» [28,49].

Требуемое количество бентонита выбирается из гидромеханических условий разрушения грунта, производительности подающих насосов, и способности единицы его веса (в тоннах) образовывать определенный объем нормального бурового раствора, в м³. Расход бентонита на 1 м проходки скважины 0,26 т/м. Окончательное количество необходимого бентонита, свойств и параметров бурового раствора может корректироваться Подрядчиком на стадии разработки ППР, в зависимости от фактических геологических условий, применяемой Подрядчиком технологии бурения и марки глинопорошка, химического состава воды и т.д.

Техническая вода для приготовления бурового раствора забирается непосредственно из реки Обь. Качество бурового раствора должно соответствовать требованиям ВН «Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения» ОАО «Газпром».

4.15 Приготовление бурового раствора

Требуемое количество бурового раствора приготавливается в смесительной узле буровой установки входящей в комплект. Емкость блока приготовления раствора на 80% заполнена технической водой, а центробежный насос обеспечивает циркуляцию между емкостью и смесительной воронкой. Рассчитанное количество глиняного порошка вводится через воронку [29].

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

После гидратации (распускания в воде) бентонита, раствор приобретает необходимые эксплуатационные характеристики. По этапам готовности буровой раствор закачивается в бак основной (буровой) циркуляционной системы.

Качество материалов для приготовления бурового раствора подтверждается сертификатами, которые должны быть представлены по требованию Заказчика и заинтересованных организаций.

Качество приготовления бурового раствора определяются при помощи полевой лаборатории, например Фанн 804, 855, 853 или ЛГР-3. Контролируются следующие параметры параметрами бурового раствора:

- условная вязкость, с;
- плотность раствора, кг/м³;
- СНС, дПа;
- ДНС, дПа;
- фильтрация, см³/30 мин;
- водородный показатель, РН.

Показатель плотности бурового раствора является одним из главных факторов, обеспечивающих безаварийное строительство перехода трубопровода. Выбор показателя плотности производится из условия обеспечения устойчивости ствола скважины, минимизации потерь раствора в окружающую породу, удержания частиц разбуренной породы во взвешенном состоянии и т.д. Плотность раствора рассматривается в совокупности с его вязкостью [9].

Для выбора типа бурового раствора и определения его параметров необходимо руководствоваться пособием: «Технология приготовления и очистки буровых растворов, промывки скважин, утилизации отходов при бурении горизонтально-направленных скважин на предприятиях ОАО «Газпром».

4.16 Регенерация бурового раствора

В процессе расширения пилотной скважины буровой раствор выходит на поверхность, вынося в своем составе частицы разбуренной породы. Отработанный буровой раствор отводится на станцию регенерации бурового

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

раствора, принимается в резервуар. Центробежным насосом подается в блок очистки, где проходит через два линейных вибросита, пескоотделитель, илоотделитель, центрифугу, блок коагулянтов и флокулянтов.

4.17 Укладка трубопровода

Укладка трубопровода на береговых участках с продольным уклоном до 20 градусов осуществляется с бермы траншеи.

Укладка трубопровода в русловую траншею осуществляется методом наклонно-направленного бурения [7].

Газопровод засыпается после получения требуемых прочностных свойств изоляционным покрытием, качество изоляционных работ контролируется с помощью искрового дефектоскопа и выполняется в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 и соответствующими инструкциями.

После засыпки газопровода на ремонтируемом участке в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 п. 6 проверяется состояние изоляционного покрытия с использованием диагностического комплекса «Орион-3М». По результатам обследования принимаются меры по устранению дефектов, если они имеются.

4.18 Очистка, испытание, продувка и осушка газопровода

Очистку полости и испытание участка газопровода проводить в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-3.5-354-2009, СП 86.13330.2014 и «Перечень требований к порядку организации и завершения работ по проведению гидравлических испытаний при реконструкции, ремонте и строительстве объектов добычи и транспорта газа (утвержден ОАО «Газпром» 11.12.2004 г.)».

Работы по очистке полостей, испытаниям и сушке участков трубопровода выполняются в соответствии со специальными рабочими инструкциями, отражающими местные условия труда. Специальные инструкции разрабатываются подрядными организациями и должны быть согласованы с заказчиком, эксплуатирующей и проектной организациями, организацией ОАО «Газпром», осуществляющей контроль и надзор, и утверждены председателем комиссии.

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Специальная инструкция разрабатывается подрядной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, согласовывается с Заказчиком, проектной и эксплуатирующей организацией, организацией ОАО «Газпром», осуществляющей контроль и надзор и утверждается председателем вышеуказанной комиссии по испытанию трубопровода, созданной по приказу генерального подрядчика и заказчика.

Основные работы по испытанию трубопровода выполнять в следующей очередности:

- очистка газопровода;
- предварительные испытания участков газопровода давлением воды;
- удаление воды после гидравлического испытания, с последующей очисткой и регулируемым возвратом ее в окружающую среду, с помощью поршней.
- установка временных заглушек на испытанных участках газопровода.

4.19 Очистка газопровода

Полость газопровода следует очищать в два этапа.

Предварительная очистка полости протягиванием очистного устройства в процессе производства сварочно-монтажных работ.

Очистное устройство перемещают внутри труб с помощью штанги трубоукладчиком (трактором). При этом отчищая каждый вновь приваренный участок трубы [11].

Завершающая очистка полости проводится водой без очистных устройств со сбором загрязнений в конце очищенного участка.

Движение потока воды составляет не менее 5км/час.

Промывку считают законченной – когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

4.20 Гидравлическое испытание газопровода

Испытания разделены на предварительные и основное. К предварительным отнесены испытания участков газопровода, требующие дополнительных этапов испытаний, проводимых до сварки участков в общую нитку. К основному отнесено испытание всего участка капитального ремонта газопровода, которое учтено в проектной документации на линейную часть газопровода. Испытание трубопровода принято гидравлическим способом. В качестве жидкости предусмотреть использование воды [1,5].

Проектом предусмотрено предварительное гидравлическое испытание участка подводного перехода:

I этап - на монтажной площадке после сварки, до установки манжет и до укладки на роликовые опоры дюкера:

- на прочность $R_{исп.} = 1,5R_{раб.}$ 6 часов;
- на герметичность $R_{исп.} = R_{раб.}$ 12 часов.

II этап - после укладки, но до засыпки:

- на прочность $R_{исп.} = 1,25R_{раб.}$ 12 часов;
- на герметичность $R_{исп.} = R_{раб.}$ 12 часов.

Продолжительность проверки на герметичность должна быть достаточной для осмотра трассы, но составлять не менее 12 часов.

Удаление воды и осушка внутренней полости газопровода проводится под давлением сжатого воздуха путем пропуска не менее чем трех поршней-разделителей с полиуретановыми уплотнительными манжетами [5].

					Технические решения по прокладке газопровода через р.Обь методом наклонно-направленного бурения (ННБ)	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

5. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩЕЙ ОПТИМАЛЬНУЮ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

5.1. Основные технические решения производства ремонтных работ

Принятые технологические и технические решения по капитальному ремонту объекта соответствуют требованиям "Унифицированных проектных решений по капитальному ремонту линейной части магистральных трубопроводов" ОАО «Газпром».

Капитальный ремонт участка магистрального газопровода предусматривает:

- демонтаж газопровода на участках, прилегающих к подводному переходу;
- прокладка газопровода на участке подводного перехода через р. Обь методом ННБ;
- замену узлов запорной арматуры №38, 46, в т.ч. благоустройство площадок, замена ограждений;
- балластировку обводненных участков;
- обратную засыпку отремонтированного участка газопровода;
- проведение работ по испытанию и очистке отремонтированного участка газопровода;
- берегоукрепление водных преград;
- на р. Обь выполнение крепления откосов правого берега от склоновой эрозии, берегоукрепления правого берега от водной эрозии, дноукрепление для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки;

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Карпов А.С.</i>			Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					67	
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

- установку новых опознавательных знаков, постоянных реперов, маркерных накладок;
- рекультивация нарушенных земель.

5.2. Организационно-технологическая схема подготовки и организации капитального ремонта

Работы по капитальному ремонту магистрального газопровода включают в себя комплекс работ подготовительного и основного периодов.

Подрядная ремонтная организация приступает к работам подготовительного и основного периодов после получения от Заказчика оформленных в соответствии с законодательством РФ документов на отвод и аренду земельного участка [19,50].

Задача технической подготовки - обеспечить ремонт производства на высоком организационном и техническом уровне. Это позволяет эффективно выполнять ремонтные и монтажные работы с минимальными производственными затратами.

Подготовка технологии к КР включает в себя следующие мероприятия:

- обозначить коммуникации и передать участок газопровода-отвода Подрядчику;
- выбор способа и технологии выполнения ремонтно-монтажных работ, принятие решений по их материальному и кадровому обеспечению;
- определение основных средств механизации ремонтно-монтажных работ, мест их установки на объекте;
- изготовление или приобретение технической оснастки, приспособлений и других средств для выполнения работ;
- формирование комплектов ремонтно-монтажного, контрольно-измерительного инструмента и других средств технического оснащения рабочих;

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

- формирование временного ограждения рабочих мест и другой организационной оснастки для безопасного ведения работ;
- организовать систему связи;
- обустроить временные проезды;
- обустроить подъездные дороги (при необходимости).

Обозначение коммуникаций выполняется Заказчиком, остальные работы подготовительного периода выполняются Подрядчиком.

Организационную основу технологической подготовки к производству ремонтно-монтажных работ на объектах составляет разработка или использование:

- технологических карт на выполнение комплексов работ;
- ППР на объекте и т.д.

Перед началом работ подрядчик должен разработать детальную организацию гигиены труда работника (локализация, доставка горячей пищи, транспортировка и хранение питьевой воды, назначение ответственного лица по вопросам медицины и гигиены).

Подрядная организация должна иметь лицензию на вид деятельности.

Предупреждающие знаки, тематические плакаты и инструкции по пожарной безопасности для курения должны быть размещены, чтобы гарантировать, что система пожарной безопасности видна на рабочих местах.

Перед началом производства работ эксплуатирующая организация Новосибирское ЛПУМГ выполняет работы по опорожнению газопровода на ремонтной нитке в пределах линейных кранов газопровода.

5.3. Оформление разрешительной документации на проведение капитального ремонта

Подрядчик должен получить разрешение на выполнение ремонтных работ в установленном порядке до начала ремонтных работ, включая подготовительные работы на объекте [50].

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Подрядная организация составляет и, менее чем за 10 дней до начала работ, направляет на согласование эксплуатирующей организации:

- проект производства работ, в соответствии с действующими нормативными документами;
- приказ о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное проведение работ;
- список лиц, участвующих в производстве работ;
- документы, подтверждающие квалификацию инженерно – технического персонала и рабочих;
- материалы, подтверждающие готовность Подрядчика к выполнению работ повышенной опасности;
- документы, подтверждающие исправность применяемых при работе машин и механизмов и наличие их технического освидетельствования;
- определяет порядок оперативного руководства капитальным ремонтом.

До начала производства работ Подрядчик обязан:

- получить акт на закрепление трассы (площадки);
- получить акт передачи участка газопровода;
- получить разрешение на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций;
- получить акт-допуск на проведение капитального ремонта в охранных зонах действующих коммуникаций;
- получить «Разрешение на производство работ в охранной зоне газопровода» от руководства управления газопровода;
- уведомить органы государственного пожарного надзора, Ростехнадзора, а также владельцев проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций и на пересечениях с ними о месте, сроках начала и окончания проведения работ;
- известить службы технического надзора о готовности к реализации целей проекта с предоставлением графика производства работ.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Запрещается производство работ в охранной зоне газопровода без оформления необходимых разрешительных документов.

5.4. Обозначение коммуникаций и передача участка газопровода подрядчику

До начала работ Новосибирское ЛПУМГ должно расставить знаки на ось прохождения газопровода-отвода, коммуникациями попадающими в зону производства работ, места пересечений с подземными коммуникациями, в местах расположения сварных присоединений, в вершинах углов поворотов и трубной арматуры. Обозначение трассы производится в границах производства работ.

Организационная подготовка участка работ, выполняемая совместно, включает комплекс работ и мероприятий, с участием всех служб и подразделений на время строительства, предусматривающий [36]:

- передачу-приемку створов подводных переходов;
- установку и сохранение опорной геодезической сети на весь период строительства переходов;
- установку временных водомерных постов;
- строительство временных сооружений производственного, бытового и хозяйственного назначения;
- строительство подъездных путей и причальных сооружений к переходам с созданием служб по их поддержанию в рабочем состоянии.

Передача створов подводных переходов (ситуационного плана с указанием геодезических знаков) и соответствующей документации подрядной строительной организации выполняется Заказчиком (Генподрядчиком) по акту до начала производства ремонтно-монтажных работ переходов, с соответствующими геодезическими знаками (реперами) на местности, установленными на обоих берегах реки, в соответствии с требованиями СП 47.13330.2012. «Инженерные изыскания для строительства»

Подрядчик в последующем обеспечивает сохранность геодезических знаков и водомерных постов и передачу их Заказчику после завершения строительства перехода.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

При приемке створов переходов обнаруженные расхождения с проектом должны быть отмечены в акте и в 10-дневный срок устранены Заказчиком и Подрядчиком с внесением, при необходимости, соответствующей корректировки в проектную документацию.

Позднее подрядная строительная организация устанавливает временную систему дополнительных знаков и систему безопасности на весь период, чтобы обеспечить геодезические привязки к фиксированным вехам ключевых объектов и местоположений конструкций [8,10].

Для выполнения гидрологических наблюдений во время/после строительства, устанавливается на пересечении через привязку к постоянной опорной точки, Эксплуатирующая организация должна:

- проверить у ген. подрядчика наличие и полноту разработанных "Мероприятий по обеспечению безопасного ведения работ и сохранности действующих газопроводов и его сооружений" и провести их согласование;

- проверить наличие приказа о назначении из числа инженерно-технических работников ответственного за производство работ в охранной зоне (руководителя работ);;

- запросить у подрядчика для проверки копии протоколов проверки знаний у всего персонала;

- провести всему персоналу подрядчика вводный инструктаж.

5.5. Мероприятия по обеспечению связи на период ремонта

Для качественного выполнения работ по капитальному ремонту должна быть организована система оперативно-диспетчерского управления.

Система связи Подрядчика должна быть совместима с системой связи Заказчика.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

5.6. Подготовительные работы капитального ремонта

До начала производства ремонтных работ основного периода на объекте следует выполнить комплекс подготовительных работ, обеспечивающих своевременное ведение капитального ремонта [10].

В подготовительные работы входят:

- доставку на объект строительной техники, оборудования и строительных материалов;
- организацию погрузо-разгрузочных работ;
- расчистку полосы работ от растительности
- устройство временной подъездной и технологических дорог (при необходимости);
- сдача-приемка геодезической, разбивочной основы для капитального ремонта и геодезические разбивочные работы для прокладки инженерных сетей, дорог (подъездных);
- решения по организации быта рабочих;
- устройство временных площадок, проездов с переездами через действующие трубопроводы и кабели связи с покрытием железобетонными дорожными плитами;
- обозначение указательными знаками осей трубопроводов проектируемых, демонтируемых, расположенных в зоне капитального ремонта, близлежащих и переезжаемых действующих коммуникаций.

Номенклатура и объёмы подготовительных работ уточняются в проекте производства работ.

Подготовительные работы на участке ремонта газопровода-отвода осуществляются после оформления документов, подтверждающих право пользования земельным участком на период проведения КР.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

5.7. Производство работ в охранной зоне магистральных коммуникаций

Производство работ в охранной зоне действующих коммуникаций разрешается только при наличии ППР, согласованного в установленном порядке с владельцами коммуникаций и регистрации начала капитального ремонта, согласно действующим нормам, правилам и регламентам ОАО «Газпром» [2].

Ремонтные и демонтажные работы предусмотрены в стесненных условиях технического коридора коммуникаций. Производство данных работ должно быть увязано с работой действующих объектов. Должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие безопасное проведение работ и полностью устранена возможность возникновения аварийных ситуаций.

Перед началом работ в охранной зоне существующих коммуникаций подрядчики должны получить письменное разрешение от эксплуатирующей организации на выполнение работ. Необходимо определить местоположение и технические условия коммуникаций в пределах всей рабочей зоны.

Трассы подземных коммуникаций в пределах рабочей зоны должны быть обозначены вешками высотой 1,5 м с указанием фактической глубины заложения и находятся в зоне видимости. Вешки устанавливаются по оси газопровода через каждые 50 м, а на участках с малой глубиной заложения через каждые 25 м. В местах пересечений, на углах поворота и на границе разработки грунта вручную знаки устанавливаются с интервалом 5 м [3].

В местах, где существующие коммуникации находятся ниже 0,8 м, должны быть установлены знаки с предупреждающими знаками особой опасности.

В случае утечки (выхода) транспортных продуктов, эксплуатирующая трубопроводная организация должна принять срочные меры для устранения обнаруженного повреждения и неисправности.

Проезд ремонтной техники через существующие подземные коммуникации разрешен только на специально установленных перекрестках в местах, согласованных с эксплуатирующей организацией.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

5.7.1. Расчистка полосы отвода от растительности

Очистка ремонтной полосы должна производиться после разметки и проведения пикета снаружи, после получения разрешения от заказчика на право выполнения работ (договор аренды, оформление разрешения и т. Д.) [33].

Валку леса рекомендуется производить на всю ширину отвода ремонтной полосы механизированной колонной. Лес валится бензопилой и перемещается на свободное место, удобное для доступа транспортного средства, расположенные во временной полосе отвода. Древесина сортируется и штабелируется. Для очистки территории рабочей зоны от пней рекомендуется использовать бульдозер.

Работы по валке деревьев вблизи ЛЭП следует выполнять под руководством ответственного, назначенным приказом по организации, по специальному наряду-допуску.

5.7.2. Транспортные и погрузо-разгрузочные работы

Для перевозки грузов (ремонтной техники и оборудования, конструкций и строительных материалов) к месту проведения работ принимается специализированный автотранспорт (самосвалы, тягачи, бортовые автомобили, цистерны).

При перевозке грузов по автодорогам, общего пользования, необходимо выполнять требования «Инструкции по перевозке крупногабаритных и тяжеловесных грузов автомобильным транспортом по дорогам Российской Федерации».

Строительные механизмы и оборудование на базе автотранспорта доставляются на место производства работ «своим ходом» [19].

Прицепные машины, не снабженные тормозами, подлежат транспортированию только с применением жесткой сцепки (буксира).

Для доставки наиболее тяжеловесных и крупногабаритных грузов (тяжелая ремонтная техника) необходимо использовать прицепы-тяжеловозы, и полуприцепы соответствующей грузоподъемности.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

При расчете потребности в транспортных средствах и механизмов предполагается, что крупногабаритная тяжелая техника как трубоукладчики, экскаваторы, краны, бульдозеры, перевозится по 1 шт. на платформе, остальная техника - 2 шт. на платформе.

Транспортирование машин должно проводиться в соответствии с требованиями завода-изготовителя, содержащимися в инструкциях по эксплуатации.

При этом учитывается следующее:

- при перевозке на большие расстояния необходимо применять грузовые машины и прицепы-тяжеловозы. Экскаваторы и трубоукладчики на гусеничном ходу разрешается транспортировать только прицепами-тяжеловозами;
- пневмоколесные самоходные машины перемещаются своим ходом на расстояние до 20 км, а на буксире - до 150 км;
- перевозку строительных машин на гусеничном ходу на расстояние до 50 км, а в отдельных случаях до 250-300 км целесообразно осуществлять на прицепах-тяжеловозах.

Транспортировка трубы осуществляется специальным транспортом, исключающим появления изгибающих нагрузок трубы и оснащен амортизаторами для обеспечения безопасности трубы [17].

Доставка труб осуществляется спец. транспортом, исключающим возникновение изгибающих нагрузок на тело трубы и оборудованных амортизационными устройствами, обеспечивающими сохранность труб. При разгрузке и погрузке труб с изоляционным покрытием особое внимание следует уделять сохранности покрытия (мягкие прокладки на лагах и между ярусами труб). Не допускается использование канатов, цепей и других грузозахватных устройств, вызывающих повреждения покрытия. Все грузоподъемные средства (их рабочие органы) должны быть оборудованы защитными устройствами.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

5.7.3. Геодезическое обеспечение капитального ремонта

Геодезические работы являются неотъемлемой частью работ по подготовке трассы под КР.

Построение геодезической разбивочной основы (ГРО) производится по проекту (чертежу), составленному на основе планов объекта капитального ремонта, имеющих в составе [27]:

- разбивочный чертеж;
- каталоги координат исходных пунктов;
- каталоги (ведомости) проектных координат и отметок;
- чертежи геодезических знаков;
- пояснительную записку с обоснованием точности построения ГРО для капитального ремонта;
- условия обеспечения устойчивости и сохранности знаков, закрепляющих пункты ГРО.

Заказчик обязан создать геодезическую разбивочную основу для капитального ремонта и не менее чем за 10 дней до начала ремонтных работ передать Подрядчику техническую документацию на нее и на закрепленные на трассе капитального ремонта трубопровода пункты и знаки этой основы, в том числе [22]:

- знаки закрепления углов поворота трассы;
- знаки оси;
- створные знаки на прямолинейных участках трассы, установленные попарно в пределах видимости;
- схему закрепления, абрисы расположения знаков и их чертежи;
- каталоги координат и отметок пунктов геодезической разбивочной основы.

До начала КР подрядная ремонтно-монтажная организация должна выполнить на трассе следующие работы:

- произвести контроль геодезической разбивочной основы с точностью

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

линейных измерений не менее 1/500, угловых 2' и нивелирования между реперами с точностью 50 мм на 1 км трассы. Трасса принимается от Заказчика по акту, если измеренные длины линий отличаются от проектных не более чем на 1/300 длины, углы не более чем на 3' и отметки знаков, определенные из нивелирования между реперами - не более 50 мм;

- установить дополнительные знаки (вехи, столбы и пр.) по оси трассы и по границам ремонтной полосы;

- вынести в натуру горизонтальные кривые естественного (упругого) изгиба через 10 м, а искусственного изгиба - через 2 м;

- разбить пикетаж по всей трассе и в ее характерных точках (в начале, середине и конце кривых).

Закрепление пунктов разбивочной сети для КР необходимо производить в соответствии с приложениями 7–11 к СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве».

Створы разбиваемых точек должны закрепляться знаками, как правило, вне зоны ремонтных работ.

Принятые знаки геодезической разбивочной основы в процессе капитального ремонта должны находиться под наблюдением на предмет сохранности и устойчивости и проверяться инструментально не реже двух раз в год (в весенний и осенне-зимний периоды) [39].

В соответствии с требованиями разделов 2, 3 СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве», непосредственно перед выполнением разбивочных работ исполнитель должен проверить неизменность положения знаков разбивочной сети сооружения путем повторных измерений элементов сети.

К акту обозначения трассы обязательным должно быть приложение - схема разбивки с закреплением всех характерных точек на местности, выносок, фактически переданные Заказчиком Подрядчику.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

При подготовке геодезических и исполнительных геодезических систем, контроль точности геодезических работ является основной составляющей управления производством, должен осуществляться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации организационного сектора и осуществления геодезического контроля качества строительно-монтажных работ ОАО «Газпром».

5.7.4. Устройство подъездных дорог

Доставка ремонтной техники, оборудования, доставка труб и строительных материалов, проезд автотранспорта к участку проведения работ предусматривается по существующим автомобильным дорогам.

Для выполнения монтажных и сварочных работ устраивается временный проезд [6,35].

Планирование ремонтной полосы осуществляется во избежание дальнейшего разрушения продольного профиля дна траншеи; поддержание постоянной глубины траншеи; облегчить бесперебойную доставку труб зону работы; облегчает прокладку, монтаж, сварку труб, проведение изоляционных и прокладочных работ сварных соединений. При планировке полосы строительства на пересеченной местности осуществляют подсыпку низинных мест, срезку бугров и склонов оврагов.

5.7.5. Временные проезды через подземные коммуникации

Проезды через подземные коммуникации устанавливать и оборудовать по согласованию с эксплуатирующими организациями [36].

Устройство временных проездов через действующие трубопроводы выполнять в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231-2008. Минимальное расстояние над трубопроводом до верха покрытия временного проезда должно быть не менее 1,5 м. При недостаточном заглублении газопровода выполнить подсыпку местного грунта. Грунт насыпи уплотняется и трамбуется тыльной стороной ковша и проходами гусеничной техники. Непосредственно над трубопроводом и на расстоянии 2-х метров в обе стороны

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

от него грунт утрамбовывается ручным способом. Укладку плит производить на спланированную поверхность автокраном. Поперечный стык между плитами не должен находиться над трубопроводом. Временный переезд через действующий трубопровод необходимо выполнять шириной проезжей части 6 м из дорожных железобетонных плит.

До начала работ по обустройству переездов следует:

– уточнить местоположение газопроводов и существующих инженерных сетей;

– согласовать местоположения переездов с представителями ЛПУМГ;

– получить разрешение на проведение работ по устройству переездов.

Организация и технология выполнения работ включает в себя:

– доставку необходимых материалов;

– подсыпку местного грунта при недостаточном заглублении пересекаемых коммуникаций;

– укладку железобетонных плит;

– установку указателей и ограничительных столбов.

По окончании работ временные переезды демонтировать, материалы вывезти на временную базу подрядчика, грунт от переездов распределить по полосе отвода.

5.7.6. Устройство площадки временного хранения МТР Заказчика

Проектной документацией предусмотрено устройство площадки временного хранения МТР Заказчика в районе площадки КС-5 «Новосибирская» согласно технических условий ЛПУМГ. Данная площадка не требует дополнительного отвода земли, так как располагается в границах ранее отведенных территорий [30].

Площадка временного хранения МТР Заказчика размещается на территории площадью $S = 18000 \text{ м}^2$. К площадке предусмотрено устройство проезда.

Для предотвращения несанкционированного доступа на территорию площадки складирования, проектом предусматривается устройство ограждения

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

из сварных решетчатых панелей заводского изготовления «Паллада-8С150» ЗАО «ЦеСИС НИКИРЭТ».

5.7.7. Отсечение участка газопровода от магистрали

Комплекс ремонтных работ предусмотрено выполнять с отключением участка газопровода от магистрали, сбросом давления и опорожнением участка от продукта перекачки.

Работы по опорожнению и отсечению участка газопровода от магистрали выполняют службы Заказчика и передают Подрядной строительной организации опорожненную трубу в работу по акту. Отсеченный от магистрали участок газопровода на период работ следует заглушить временными заглушками.

В целях рационального использования ресурсов газа и сокращения его потерь при ремонтах газотранспортной системы, опорожнение ремонтируемого участка магистрального газопровода осуществлять методом сбрасывания газа на потребителей (ГРС) до давления 16 кгс/см². Оставшийся газ в газопроводе-отводе стравливается через продувочные свечи, размещенные на существующих крановых узлах [37].

Опорожнение производится от УЗА №38 до УЗА №46.

5.8. Основной этап капитального ремонта

Капитальный ремонт участка магистрального газопровода предлагается выполнить с учетом «Временные технические требования к технологиям, используемым при ремонте подводных переходов трубопроводов».

Работы основного периода включают в себя:

- демонтажные работы;
- земляные работы;
- прокладка газопровода на участке подводного перехода через р. Обь методом ГНБ в параллельном створе выше по течению;
- сварочно - монтажные работы;
- укладка газопровода на дно траншеи;
- балластировка на обводненных участках;

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- контроль качества;
- испытание смонтированных трубопроводов;
- инженерная защита берегов;
- установка геодезических (реперов) и информационных знаков;
- рекультивация нарушенных земель.

Перед проведением работ на водном объекте необходимо получить решение на водопользование и согласование с Верхнеобским территориальным управлением Росрыболовства [36].

5.8.1. Земляные работы

Выполнение земляных работ должно выполняться в соответствии с требованиями ВСН 51-1-80, СТО Газпром 2-2.2-457-2010, СТО Газпром 2-2.1-459-2010 и «Правила охраны магистральных трубопроводов», утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 24.04.92 № 9.

Перед началом земляных работ строительной организации совместно с заказчиком уточнить фактическое расположение пересекаемых подземных коммуникаций.

В комплекс земляных работ входят: снятие почвенно-растительного грунта, разработка траншеи до проектных отметок, перемещение разработанного грунта в отвал и обратно, засыпка уложенного на проектные отметки газопровода, рекультивация нарушенных земель

Перед началом производства ремонтных работ по трассе газопровода должна выполняться срезка плодородного слоя почвы с использованием его в дальнейшем для восстановления нарушенных земель. Толщина срезаемого растительного слоя грунта составляет 0,2 м. Работы выполняют бульдозером. Плодородный слой почвы перемещают во временный отвал вдоль строительной полосы [33].

Минимальная ширина полосы, с которой удаляется плодородный слой почвы, равна ширине траншеи плюс 0,5 м в каждом направлении.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

При ремонте с заменой труб путем укладки газопровода в существующем створе, для проведения демонтажных работ разрабатывается траншея до верхней образующей демонтируемой трубы. Вскрытие ремонтируемого газопровода выполняется одноковшовым экскаватором, оборудованным обратной лопатой. Минимальное расстояние разработке грунта до поверхности трубопровода механизированным способом допускается 0,2 м.

В случае обнаружения и пересечения трассой газопровода действующих подземных коммуникаций, разработка грунта механизированным способом производится на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее 1 м над верхом коммуникаций (трубы, кабели и др.). Оставшийся грунт дорабатывается вручную с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций.

Грунт, извлеченный из траншей, укладывается в отвал с одной стороны траншеи, оставляя другую сторону свободной для передвижения ремонтной колонны [32,34].

До начала производства работ не позднее, чем за трое суток (исключая выходные и праздничные дни), подрядчик (производитель работ) обязан вызвать представителя эксплуатирующей организации для определения точного местоположения кабеля по всей зоне производства работ. Местоположение кабеля отмечается вешками контрастной окраски высотой 1,5-2,0 метра. Работы по установке предупредительных знаков, вешек и вскрытию шурфов выполняются силами и средствами подрядчика в присутствии представителя службы связи ЛПУМГ. До обозначения трассы вешками и прибытия представителя службы связи выполнение работ запрещается.

Перед укладкой газопровода необходимо выполнить доработку траншеи до проектных отметок.

Засыпка траншеи выполняется после укладки участка газопровода.

После уплотнения грунта выполняется рекультивация.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

5.8.2. Подъемно-очистные работы. Диагностика и отбраковка труб и СДТ

Во время работ на берме траншеи участок газопровода поднимается, устанавливается технологическое оборудование, удаляется старое изоляционное покрытие и газопровод укладывается на берму траншеи. Очистка от старой изоляции осуществляется машинами предварительной и финишной очистки, работающие в комплексе.

В местах, где удаление изоляции механизированно невозможно, оно осуществляется вручную с помощью средств малой механизации, щеток скребков и др. Во время удаления изоляции не допускается нанесение на поверхность труб риск , царапин, забоин и задигов. Старая изоляция сдается на полигон ТБО подрядной организацией [13,25].

После окончания работ по очистке от старой изоляции трубопровод подлежит диагностике, отбраковке, резке его на плети и вывозке на площадку хранения (пром. площадка КС-5 «Новосибирская»).

Комплекс работ по диагностике и отбраковке труб и соединительных деталей трубопровода (СДТ) при проведении капитального ремонта газопроводов включает в себя [20,27]:

- диагностику труб и СДТ (выявление дефектов труб, СДТ и их сварных соединений);
- определение типов, геометрических размеров и координат выявленных дефектов;
- оценку дефектов и определение допускаемого метода их ремонта;
- маркировку труб и СДТ;
- подготовку ведомостей дефектов труб и СДТ, подготовку проектов ведомостей ремонта дефектов труб и СДТ и актов отбраковки вырезанных труб и СДТ;
- контроль качества ремонта труб и СДТ.

Диагностика труб и СДТ выполняется в следующих объемах:

- обследование сканером дефектоскопом - 100%;

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

- визуально-измерительный контроль - 100%;
- вихретоковый контроль - 3%;
- ультразвуковой контроль 0,2%;
- ультразвуковой контроль - 1% от протяженности заводских сварных швов и участков примыкающих к ним длиной 0,2 м;
- магнитопорошковый контроль в местах выявленных дефектов и аномалий (10% от вихретокового контроля);
- толщинометрия бездефектных стенок труб.

Обследование должно проводиться на очищенном от изоляционного покрытия участке газопровода при условии подготовки поверхности труб и сварных соединений в соответствии с требованиями к осуществлению конкретных методов контроля.

Применяемое оборудование при выполнении подъемно-очистных работ должно соответствовать реестру оборудования, допущенного к применению при капитальном ремонте газопроводов ПАО «Газпром».

5.8.3. Прокладка дюкера методом ННБ

При строительстве подводных переходов методом наклонно-наклонного бурения выделяют основные виды работ:

- установка монтажных площадок под буровые установки;
- устройство отстойников и водозаборов;
- приготовление буровых растворов;
- монтаж трубопроводной плети, контроль качества сварных соединений и заводской изоляции;
- гидравлические испытания (I этап);
- изолирование кольцевых стыков;
- бурение пилотной скважины с контролем точности траектории;
- расширение и калибровка пилотной скважины;
- расстановка роlikоопор и укладка смонтированной плети трубопровода на роlikоопоры;

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

- протаскивание трубопроводной плети с контролем целостности изоляции;
- гидравлические испытания трубопровода после протаскивания (II этап);
- утилизация бурового раствора и вывоз выбранного из скважины грунта;
- контроль состояния изоляционного покрытия трубопровода в скважине методом катодной поляризации;
- планировка с рекультивацией почв и восстановлением растительного покрова территории монтажных площадок, водоприемных котлованов, временных дорог.

До начала работ по бурению пилотной скважины выполняют комплекс организационных и подготовительных мероприятий, включающий [22]:

- подготовку на обоих берегах подъездных дорог и строительно-монтажных площадок;
- подготовку амбаров для отработанного бурового раствора и шлама;
- расстановку, подготовку к работе и опробование всего комплекса технологического оборудования, механизмов;
- организацию связи и сигнализации между работающими установками и механизмами на обоих берегах.

Устройство монтажных площадок

Для производства работ по бурению необходимо устройство строительных площадок на берегах водных преград:

- площадка №1 (в точке забуривания) для размещения основного бурового оборудования и утилизации бентонитового раствора;
- площадки №2 для приема буровой колонны, инвентарных устройств для протаскивания трубопровода и размещения установки для утилизации бентонитового раствора, площадка №3 для монтажа и протаскивания дюкера.

За точки отсчета при разбивочных работах на строительных площадках следует принимать точки входа и выхода буровой колонны. Временные площадки в зоне перехода должны быть устроены в виде дамб обвалования.

Площадки №1 и №2

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Площадку №1 устраивать в габаритах 50,0x50,0 м на правом берегу р. Обь.
Площадку №2 устраивать в габаритах 20,0x20,0 м на левом берегу р. Обь.
Площадки в точке забуривания и в точке выхода предварительно спланировать.

Площадки №1 и № 2 для остальных водных преград располагаются в полосе отвода газопровода, размер которых составляет 20,0x20,0 м.

В точке забуривания и выхода бурового инструмента выполнить входной и выходной приямки.

Конструкцию основания под буровую установку следует уточнить в ППР, разрабатываемом организацией, выполняющей буровые работы, в зависимости от действующей нагрузки конкретной буровой установки и грунтовых условий.

Укладку плит основания и блоков выполнить при помощи автокрана. Размеры основания под буровую установку уточнить на стадии ППР.

На технологических площадках на обоих берегах предусмотрено устройство шламоприемников для отстоя бентонитового раствора, представляющих собой земляные амбары. Шламоприемники устраиваются в пределах строительных площадок при помощи экскаватора и вручную. Для отвода отработанного бентонита из входного и выходного приямков в шламоприемники устроить между ними отводные каналы или использовать для откачки отработанного бентонита шламовые насосы. Для исключения проникновения загрязняющих веществ в недра, предусмотрена гидроизоляция дна и внутренних откосов обвалования амбаров мягким вкладышем ВАСН изготовленным из полимерно-тканевого материала [11].

Расположение шламоприемников представлено в графической части.

После завершения работ по ННБ остатки бурового раствора с выбуренной породой представляющих собой суспензию плотностью 1200-1300 кг/м³ подлежат утилизации. Данные компоненты обладают токсичностью 5 класса опасности. При производстве работ ННБ Подрядная организация обязана следить за классом опасности бурового шлама, который не должен быть ниже 5 класса опасности.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Учитывая небольшую протяженность, диаметр скважины, геологические условия, гидромеханический способ разрушения породы для строительства данного перехода необходимо применять высококачественный бентонитовый глинопорошок Ventolux Horizont UN, содержащий в своем составе необходимые добавки, или другие имеющие аналогичные свойства и характеристики. Данная марка бентонита является экологически безопасной [14,19].

Расход бентонита на 1 м проходки скважины 0,26 т/м. Общее количество требуемого глинопорошка для приготовления бурового раствора – 707,47 т.

Для откачки и вывоза бурового шлама используются специальные илососные машины КО-507А на базе КАМАЗ-65115, оборудованные насосами высокой мощности и цистернами объемом 7,0 м³. Вывоз отходов буровых работ производится в минимальное время в места, специально предназначенные для их безопасной переработки, в данном случае на полигон ТБО расположенный в г. Бердске. Объем бурового шлама составляет – 3770,69 м³.

Чтобы откачать буровой шлам, специалисты опускают конец шланга в шламовый амбар и включают насос. За несколько минут он очищается от шлама, которые поступают в закрытую цистерну илососной машины. Вывоз отстоявшегося шлама производится автосамосвалами КАМАЗ-65115, грузоподъемностью 15 т, с погрузкой в экскаватором РС200. Объем бурового шлама составляет – 3770,69 м³.

Бульдозером следует произвести обратную засыпку шламоприемников, приемков.

Размещение и установка вспомогательного технологического оборудования на строительной площадке должно производиться на месте в соответствии с системой размещения оборудования, разработанной подрядчиком в соответствии с инструкциями изготовителя для ППР и установки оборудования [1,29].

Площадка монтажа дьюкера

Площадки монтажа дьюкера устроить на берегу водных преград. На монтажной площадке выполнить планировку бульдозером.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Перед протаскиванием дюкера на монтажной площадке в створе протаскивания установить роликовые опоры спускового стапеля.

Строительная площадка должна быть защищена от стока поверхностных вод, а река от стока загрязненных вод.

Прокладку трубопровода производят путем последовательного разбуривания грунта расширителями.

Строительно-монтажные работы ведутся одновременно на строительных площадках, расположенных по обоим берегам водной преграды.

Завершение бурения пилотной скважины оформляют актом приемки, в котором указывают углы наклона точек входа и выхода скважины и фактические координаты проходки пилотной скважины. Компьютерный вывод координат траектории скважины прилагается к акту.

Выбуренный грунт из входных приемков отводят в амбары. Остатки бетонитового раствора с частицами выбуренного грунта, образовавшиеся при буровых работах, подлежат утилизации [29].

До начала работ по протаскиванию газопровода в скважину необходимо выполнить комплекс организационных и подготовительных работ, включающий:

- сварку, изоляцию, гидравлическое испытание прокладываемого трубопровода и выкладку его на роликовые опоры;
- подготовку и расстановку на обоих берегах технических средств и оборудования, используемых при протаскивании;
- инструктаж работников, участвующих в протаскивании трубопровода.

5.8.4. Бурение и расширение скважины

5.8.5. Протаскивание дюкера

После проведения предварительного гидравлического испытания дюкера, вода остается в трубопроводе, т.к протаскивание трубопровода осуществляется при 100% заполнении водой.

К моменту завершения расширения скважины в створе протаскивания на монтажной площадке дюкер укладывается на спусковой стапель. Укладку дюкера

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

на направляющие опоры производить после корректировки оси спусковой дорожки.

Для выполнения протаскивания уложенный на роликовые опоры дюкер следует соединить с буровой колонной с помощью оголовка, снабженного вертлюгом. Вертлюг исключает вращение газопровода вместе с буровой колонной и расширителем во время протаскивания.

Протаскивание газопровода необходимо вытягивать буровой колонной «на себя», до выхода конца газопровода на поверхность в точке забуривания на правом берегу.

Для исключения удара конечного участка газопровода при движении о землю и опоры, конец нужно поддерживать трубоукладчиком, оснащенный мягким полотенцем [27].

Параметры расстановки опор рассчитаны с учетом допустимого (монтажного) радиуса упругого изгиба и возможных максимальных силовых воздействий, вызывающих продольные и изгибающие напряжения в трубопроводе в процессе расширения скважины и протаскивания трубопровода. Параметры протаскивания уточняются в процессе производства работ.

Применяемые при протаскивании роликовые опоры, должны обеспечивать сохранность изоляционного покрытия трубопровода.

В процессе протаскивания трубопровода следует производить постоянный визуальный и приборный контроль изоляционного покрытия (дефектоскопом).

По окончании работ по прокладке дюкера следует демонтировать направляющие опоры спускового стапеля.

В целях недопущения различных возможных осложнений при протягивании трубопровода в подготовленную скважину, перерыв во времени между процессом ее расширения, калибровки и протягиванием трубопровода в скважину не должен превышать 4 часов [25].

Процесс протягивания трубопровода в скважину, заполненную буровым раствором необходимо выполнять непрерывно, с минимальными остановками для

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

контроля. Скорость протягивания рекомендуется принимать в пределах 40-120 м в час.

5.8.6. Сварочно-монтажные работы

Сварку газопровода выполняют по тех. карте сварки, разработанной в ППР, согласно аттестованной технологии сварки с применением сварочного оборудования, прошедшего аттестацию и с соблюдением правил техники безопасности и пожарной безопасности и в соответствии с СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1», «Временные требования к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ПАО «Газпром».

Проектом предусмотрены сварочно-монтажные работы с применением механизированной сварки.

При сварке трубопровода в нитку для обеспечения правильного взаимного расположения соединяемых труб необходимо предусмотреть установку временных инвентарных опор на расстоянии не более 1 м от стыка, чтобы исключить провисание труб и разгрузить сварной шов при сварке и термообработке. Временные опоры удаляют только после заварки всего сечения стыка [22-25].

Погрузочно-разгрузочные работы труб, оборудования и материалов выполняются автомобильным краном. Подъем, опускание и перемещение труб в нитку ведут кранами-трубоукладчиками с использованием мягких полотенец. При работе с трубами с заводской изоляцией стрелы трубоукладчиков, ложементы, коньки трубовозов должны быть обрезинены. Для погрузки и выгрузки труб в трубовозы и раскладки труб и трубных звеньев используются траверсы и мягкие полотенца.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Маркерные накладки предназначены для монтажа на тело газопровода, изготавливаются методом газовой резки из трубы диаметром 530 мм. Расстояние между маркерами должно быть не более одного километра. Маркерные накладки устанавливаются попарно на тщательно очищенную от грунта поверхность трубы с контролем точности прилегания и ручной подсыпкой верхнего слоя грунта засыпки траншеи во избежание смещения пластин. После изготовления комплекта накладок на них должна быть нанесена маркировка несмываемой краской крупным шрифтом с обозначением участка, для которого предназначен комплект. По окончании работ составляется акт, где указывается наименование участка газопровода, количество накладок в комплекте, толщина стенки трубы-заготовки, описание маркировки. Место установки маркерных накладок обозначить знаком для закрепления трассы.

Основными организационными схемами производства сварочных работ являются [21]:

- стационарно-групповой метод выполнения сварного соединения одной малочисленной бригадой сварщиков;
- метод последовательного наращивания трубопровода малочисленной бригадой сварщиков.

В зависимости от выбранного метода или комбинации способов сварки каждый сварщик может выполнять как один или несколько слоев, так и все слои сварного шва. При работе стационарно-групповым методом сварка выполняется всего соединения.

Организация работ неразрушающего контроля сваренных сварных соединений при КР газопровода-отвода определяется трудоемкостью, планируемыми объемами и сроками выполнения работ.

В зависимости от типа выполняемой сварочной операции и используемой сварочной техники, подрядчики оснащены современным сварочным оборудованием, таким как сварочные выпрямители тиристорного и серийного

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

типа, сварочные головки (автоматические), механизмы подачи сварочной проволоки, сварочные горелки (входят в состав мобильной и самоходной сварки).

Сварочное оборудование должно соответствовать требованиям НД ПАО «Газпром» по технологии сварки, быть внесено в реестр сварочного, вспомогательного оборудования, оборудования и материалов для контроля и диагностики сварных соединений, технические условия соответствовать техническим требованиям ПАО «Газпром».

Сварочное оборудование изготавливается по специальным ТУ и применяться при наличии:

- паспортов и руководств по эксплуатации (для сварочного оборудования импортного производства – дубликатов паспортов, руководств по эксплуатации на русском языке);
- сертификата соответствия (по безопасности) [19];
- одобрения типа транспортного средства (для передвижных сварочных агрегатов, передвижных и самоходных сварочных установок);
- свидетельства НАКС об аттестации сварочного оборудования (источника питания, сварочной головки и т.п.) Согласно РД 03-614-03 с областью применения для производства сварочных работ на газопроводах.

Использование вспомогательного оборудования при сборке сварочного оборудования и сварочных колонн и сварочной бригады должно быть предусмотрено применение в соответствии с п. 6.7.4 «Временных требований к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ПАО «Газпром».

5.8.6. Изоляционно-укладочные работы

Изоляция подземной части узлов запорной арматуры выполняется вручную системой антикоррозийного покрытия "Биурс" по ТУ 2458-010-76220767-2015:

- эпоксидная грунтовка "Праймер-МБ" [17];

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

– битумно-уретановая мастика "БИУР".

Общая толщина покрытия – 2,5 мм.

Изоляция надземных частей крановых узлов:

– грунтовка полиуретановая "СпецПротект 007" по ТУ 2312-015-81433175-2012;

– эмаль полиуретановая "СпецПротект 109" по ТУ 2312-015-81433175-2012.

Изоляция новых труб DN500 предусмотрена наружным антикоррозионным покрытием нормального исполнения по ТУ 1390-014-00186654-2010 ПЭПк-3-Н толщиной не менее 2,2 мм. Изоляция сварных стыков новых труб предусмотрена термоусаживающимися манжетами "ТЕРМА-СТМП" шириной не менее 450 мм по ТУ 2245-046-82119587-2013.

Изоляция сварных стыков защитного кожуха предусмотрена манжетами "ТЕРМА-СТМП" по ТУ 2245-046-82119587-2013 на участках открытой прокладки, манжетами «ТЕРМА-СТАР» по ТУ 2245-048-82119587-2014 на участках закрытой прокладки [4].

Укладка газопровода на береговых участках с продольным уклоном до 20 градусов осуществляется с бермы траншеи.

Укладка газопровода в траншею, не соответствующую проекту, запрещается.

Укладка изолированного газопровода в траншею осуществляется одним из способов:

- непрерывным способом, с использованием троллейных подвесок;
- циклическим способом, с использованием монтажных полотенец.

Непрерывный способ предпочтительней применять при укладке плетей длиной не менее 150-300 м. При укладке более коротких плетей трубопровода целесообразно применять циклический способ.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Расстояние между трубоукладчиками, работающими в колонне, назначаются на основе расчетов, выполняемых при разработке технологических карт в ППР.

Высота подъема газопровода над землей не должна превышать 0,7 м [51].

Металлические части приспособлений, которые могут случайно оказаться в контакте с трубой, необходимо снабдить прокладками из эластичного материала. Стрелы трубоукладчиков необходимо обрезать.

Укладка трубопровода в русловую траншею осуществляется методом горизонтально-направленного бурения.

До засыпки производится контроль качества изоляционных работ с помощью искрового дефектоскопа и выполняется в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 и соответствующих инструкций [51].

Повреждение изоляционного покрытия трубопровода, которое допускается при монтаже, должно быть устранено перед засыпкой.

Заглубление трубопровода до верха трубы подлежит принимать не менее 1,0м.

При переходе через водные преграды проектная отметка верха забалластированного трубопровода принята на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла и не менее 1,0м от дна водной преграды.

Согласно ВН п.2.1.5 проектные отметки верха трубопроводе на переходе, запроектированным способом ГНБ, назначены не менее чем на 2 м ниже предельного профиля по прогнозу деформации русла и берегов пересекаемой преграды [18].

Для снижения воздействия морозного пучения грунта на трубопровод (снижения продольных напряжений вызываемых пучением грунта) проектной документацией на участках распространения чрезмернопучинистых грунтов (РГЭ-4-4, РГЭ 4-5, РГЭ 5-3) и на участках прогнозируемого обводнения во всех грунтах кроме песков предусматривается прокладка магистрального газопровода с заглублением 0,9 от нормативной глубины сезонного промерзания (СП 42-102-

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

2004 п.5.54). Заглубление в суглинках (РГЭ 4-4, РГЭ 4-5) принято не менее 1,65 м, в супесях (РГЭ 5-3) принято не менее 2,00 м.

При укладке изолированного трубопровода в траншею должно быть обеспечено:

- проектное положение трубопровода;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей длине.

После засыпки газопровода на ремонтируемом участке в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 п. 6 проверяется состояние изоляционного покрытия с использованием диагностического комплекса «Орион-3М». По результатам обследования принимаются меры по устранению дефектов, если они имеются.

Применяемое оборудование при выполнении изоляционно-укладочных работ должно соответствовать реестру разрешенных к применению на объектах ПАО «Газпром» (при выполнении работ по ремонту объектов транспортировки газа) изоляционных материалов, технические условия которых соответствуют требованиям ПАО «Газпром» [50].

5.8.7. Балластировка трубопровода

Балластировку газопровода следует производить в соответствии с ВСН 39-1.9-003-98, СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014 специализируемой бригадой, оснащенной краном-трубоукладчиком, автотранспортом и необходимым такелажным оборудованием.

На переходах через водные преграды при укладке трубопровода с бермы траншеи, на обводненных участках и на переходах через болота предусматривается балластировка утяжелителями охватывающими УТО-530-2,5-12,5 4834-001-67319596-2012. Защита изоляции газопровода от повреждения утяжелителями предусматривается защитными ковриками из скального листа ЗК-СЛП-УТО-530 «О» ТУ 2246-001-96017324-2010 [13,51].

Балластировка железобетонными утяжелителями охватывающего типа УТО выполняется по последовательности:

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

- выполнить защиту балластируемого участка газопровода защитными ковриками;
- выполнять сборку утяжелителей на берме траншеи;
- выполнить транспортировку блоков утяжелителей в зону монтажа на стреле трубоукладчика и установку на уложенный в проектное положение трубопровод.

Выполнять монтаж утяжелителей разрешается после проверки качества изоляционных, удаления воды из траншеи (при необходимости) и укладочных работ [11,12].

Для монтажа утяжелителей типа УтО должны применяться специальные траверсы.

Расчет интенсивности балластировки выполнен в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012. Участки установки, количество и шаг балластирующих грузов представлены на продольных профилях рабочей документации.

Подрядная строительная организация, выполняющая работы по балластировке обязана:

- знать в полном объеме требования нормативно-технической документации по технологии балластировки газопроводов;
- владеть методами и приемами ведения работ;
- иметь в наличии строительную технику, механизмы и приспособления необходимые для производства работ по балластировке.

При разработке проекта производства работ подрядной строительной организации следует разработать технологическую карту на работы по монтажу балластирующих грузов на газопровод [11].

5.8.8. Очистка, испытание, осушка и продувка газопровода

Участок газопровода-отвода после КР и перед его подключением к действующему газопроводу необходимо испытать на прочность и герметичность.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

До начала испытаний должен быть подготовлен комплект документов, включающий:

- утвержденные рабочие чертежи;
- схему проведения испытаний с обозначением места установки испытательного оборудования и КИП;
- оформленные в необходимой форме разрешительных документов на забор и сброс воды для испытаний;
- лабораторные результаты анализа воды;
- комплект исполнительной документации на испытываемый трубопровод;
- паспорта, поверочные сертификаты и инструкции по эксплуатации (при необходимости) на все контрольно-измерительное оборудование, которое будет применяться в процессе испытаний;
- паспорта и/или сертификаты на временное оборудование и материалы, используемые для проведения испытаний;

Подрядчик за 5 суток до начала испытаний издает приказ о проведении испытаний и назначает руководителя испытаний в соответствии с инструкцией по испытаниям. К приказу о проведении испытаний участка трубопровода, прилагаются:

- графики дежурства персонала по объектам;
- порядок и схема организации связи;
- порядок представления информации о ходе работ;
- копии письменных уведомлений организаций и лиц о проведении испытаний и номера контактных телефонов для связи в случае нештатных ситуаций;
- утвержденную схему оповещения и вызова служб скорой помощи, пожарной охраны и т.д. на случай нештатных ситуаций;
- не позднее чем за 2 суток до начала работ подрядчик оформляет разрешение на проведение гидроиспытаний [9,11-12].

При производстве работ организуется система связи между штабом проведения испытания, дежурными постами наблюдения за участком

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

испытываемого нефтепровода. В процессе непосредственного проведения очистки, профилометрии, гидроиспытания и удаления воды система связи находится в распоряжении исключительно председателя комиссии.

Для проведения очистки полости и испытаний должна быть создана специализированная бригада в составе двух звеньев: звено очистки полости и испытания; звено ремонтных работ.

Для испытаний используется мобильный комплект оборудования (наполнительные и опрессовочные агрегаты).

При положительной температуре наружного воздуха гидроиспытания должны производиться чистой водой (без примесей).

Гидравлическое испытание водой при отрицательной температуре воздуха допускается по специальному ППР на испытание, которое утверждает главный инженер Заказчика. В специальном ППР должны быть приведены [10]:

- теплотехнический расчет параметров испытания;
- организация обязательного контроля температуры воды в трубопроводе во время испытаний;
- меры по поддержанию положительной температуры воды в трубопроводе (прокачка воды и (или) ее подогрев);
- мероприятия по предохранению надземных частей трубопровода, запорной арматуры и приборов от замораживания, утеплению и укрытию узлов подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов, сливных патрубков и обвязочных трубопроводов с арматурой;
- мероприятия по защите от замерзания измерительных приборов, самописцев и узлов присоединений их к трубопроводу;
- мероприятия по дополнительной обваловке уложенного и засыпанного трубопровода грунтом и (или) снегом;
- меры по экстренному опорожнению трубопровода при угрозе замерзания воды.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Очистку полости, испытание и осушку участка газопровода проводить в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014, СТО Газпром 2-3.5-354-2009, ВСН 011-88 и «Перечень требований к порядку организации и завершения работ по проведению гидравлических испытаний при реконструкции, ремонте и строительстве объектов добычи и транспорта газа (утвержден ОАО «Газпром» 11.12.2004 г.)».

Очистку полости трубопровода, испытание на прочность и проверку на герметичность осуществлять по специальной инструкции, отражающей местные условия работ и под руководством комиссии, состоящей из представителей генерального Подрядчика, субподрядных организаций, Заказчика и назначенной совместным приказом генерального Подрядчика и Заказчика или на основании совместного приказа их вышестоящих организаций.

Специальная инструкция составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по испытанию трубопровода [9-10].

Оборудование для проведения комплекса работ по испытанию (гидравлическое и пневматическое) участков газопровода следует размещать на площадках установки оборудования, расположенных за границей охранной зоны.

В период проведения комплекса работ по испытанию участка газопровода нахождение людей, стоянка техники и производство всех видов работ в границах охранной зоны запрещается.

Основные работы по испытанию трубопровода выполнять в следующей очередности:

- очистка газопровода;
- предварительные испытания участков газопровода давлением воды;
- удаление воды после гидравлического испытания, с последующей очисткой и регулируемым возвратом ее в окружающую среду, с помощью поршней.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

– установка временных заглушек на испытанных участках газопровода.

Очистка газопровода

Полость трубопровода следует очищать в два этапа.

Предварительная очистка полости вновь сваренного газопровода выполняется путем протягиванием очистного устройства в процессе производства сварочно-монтажных работ [8,32].

Очистное устройство перемещают внутри труб с помощью штанги трубоукладчиком (трактором). При этом загрязнения удаляют из каждой вновь привариваемой секции трубопровода.

Окончательную очистку проводят на участке капитального ремонта промывкой с пропуском очистных и разделительных поршней под давлением воды, используемой при гидравлическом испытании. Промывку считают законченной, если очистной или разделительный поршень вышел из участка газопровода неразрушенным.

Контроль проходного сечения ремонтируемого газопровода

Контроль проходного сечения газопровода, с целью выявления вмятин, гофр, овальностей и других нарушений геометрической формы газопровода, выполняют перед основным этапом испытания. Поршень пропускается под давлением сжатого воздуха. Размер калибровочной пластины должен соответствовать диаметру поперечного сечения газопровода т.е. составлять 95% от диаметра трубопровода в пределах области исследования [8].

Поршень-калибр должен иметь прибор, обеспечивающий возможность определения его местоположения в газопроводе в случае застревания. Пропуск поршня-калибра выполняют аналогично пропуску очистных поршней.

Калибровка газопровода будет закончена, когда поршень-калибр поступит в камеру приема, и на калибровочной пластине отсутствуют повреждения.

Испытание газопровода

Испытания разделены на предварительные и основное. К предварительным отнесены гидроиспытания участков газопровода, требующие дополнительных

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

этапов испытаний, проводимых до сварки участков в общую нитку. К основному отнесено испытание всего участка газопровода в пределах этапа производства работ. Основные испытания приняты преимущественно пневматическим способом в соответствии с СП 86.13330.2014, СТО Газпром 2-3.5-354-2009.

Гидравлические испытания приняты на участках сближения с населенными пунктами для обеспечения безопасности при проведении испытаний, так как охранная зона при гидравлическом испытании составляет 75 м, а при пневматическом 150 м (200 м при испытании на давление 8,25 МПа) [5-7].

Порядок проведения испытаний:

- предварительные испытания участков трубопровода;
- промывка и калибровка участка газопровода после сварки участка капитального ремонта в единую нитку и его укладки засыпки;
- основное гидравлическое испытание ремонтируемого участка газопровода;
- пропуск пенополиуретановых поршней под давлением сжатого осушенного воздуха;
- осушка испытанного участка трубопровода сухим воздухом;
- заполнение испытанного участка трубопровода сухим азотом до избыточного давления 0,02 МПа.

Предварительное гидравлическое испытание участков газопроводов

Предварительное испытание участка перехода через р.Обь методом ННБ

1 категории проводится в три этапа :

1-й этап гидравлическое испытание на площадке:

- на прочность при давлении $R_{исп}=1,5R_{раб}=8,1\text{МПа}$ в течении 6ч;
- на герметичность $R_{раб} =5,4\text{МПа}$ в течении 12ч.

2-й этап после протягивания и подключения участка ННБ к участкам захлеста ПК376+72.64; ПК386+67.26-ПК387+14.32, (после укладки, но до засыпки):

- на прочность при давлении $R_{исп}=1,25R_{раб}=6,75\text{МПа}$ в течении 12ч;

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

– на герметичность $P_{раб} = 5,4 \text{ МПа}$ в течении 12ч.

3-й этап основное пневматическое испытание совместно с газопроводом:

– на прочность при давлении $P_{исп} = 1,1 P_{раб} = 5,94 \text{ МПа}$ в течении 12ч;
на герметичность $P_{раб} = 5,4 \text{ МПа}$ в течении 12ч.

Основное испытание газопровода

Для проведения гидравлического испытания на прочность и герметичность ремонтируемый трубопровод разбивается на участки с учетом перепада высот местности и расположения мест подачи и сброса воды для испытаний, а также с учетом величин охранных зон при испытаниях. При проведении пневматических испытаний необходимо руководствоваться требованиями СТО Газпром 2-3.5-354-2009.

При основном испытании на прочность давление испытания в верхней точке участка должно быть не менее $P_{исп} = 1,1 P_{раб} = 5,94 \text{ МПа}$, в нижней точке $P_{исп} \leq P_{зав}$.

Время выдержки под испытательным давлением на прочность должно составлять при гидравлическом испытании 24 ч, при пневматическом испытании 12 ч.

При испытании на герметичность давление испытания в верхней точке участка должно быть не менее $P_{исп} = P_{раб} = 5,4 \text{ МПа}$., в нижней точке $P_{исп} \leq P_{зав}$.

Время выдержки под испытательным давлением на герметичность должно составлять не менее 12 ч.

Освобождение участка газопровода от воды

Проектом на капитальный ремонт предусматривается размещение временного амбара-отстойника. Амбар размещается в полосе отвода ремонтируемого трубопровода, вне водоохраных зон. После завершения гидравлических испытаний жидкость следует вытеснить в подготовленный амбар-отстойник, путем пропуска поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха, поступающего от компрессорных установок [1-4, 15].

Разработку амбара-отстойника выполнять одноковшовым экскаватором. По

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

периметру амбар-отстойник выполнить обвалование разработанным грунтом. После разравнивания поверхности стенок и дна котлована выполнить укладку полиэтиленовой пленкой. Полотнища пленки предусмотрено сваривать между собой аппаратом для сварки пленок горячим воздухом для исключения загрязнения окружающей среды, для этого два листа пленки укладывают внахлест. Для гашения энергии струи жидкости, вытекающей из сливного патрубка, документацией предусмотрена установка водоотбойников в амбарах-отстойниках [1-4].

После опорожнения амбаров от жидкости, предусматривается рекультивация: котлованы засыпаются местным грунтом, поверхность земли должна быть спланирована и восстановлен плодородный слой почвы. Осадок (оставшийся после отстаивания воды), полиэтиленовая пленка и водоотбойная плита подлежат демонтажу и вывозу на полигон твердых бытовых отходов согласно договора, заключаемого Подрядной организацией [5].

Забор воды для проведения гидроиспытаний осуществляется из р. Обь. Подрядчику перед началом работ в соответствии со ст. 11, ч.1, п.1 ФЗ №74 “Водный кодекс Российской Федерации” необходимо заключить договор водопользования с Верхне-обским бассейновым водным управлением Федерального агентства водных ресурсов России. Договор должен быть составлен в соответствии с “Правилами подготовки и заключения договора водопользования”, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 12 марта 2008 г. №165 [14].

Осушка (продувка) участка газопровода

После механического удаления воды из газопровода с помощью поршневого сепаратора на стенке трубы водяная пленка может остаться из-за неровностей. При заполнении продукта и эксплуатации газопровода оставшаяся влага способствует образованию кристаллического гидрата, снижая пропускную способность. Поэтому необходимо дополнительно разгрузить полость

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

газопровода после гидравлических испытаний воздухом с использованием газотурбинной установки.

Осушку полости следует выполнять по инструкции, согласованной с органами надзора, заказчиком, проектной организацией, генподрядной строительной организацией и утвержденной эксплуатирующей организацией. В инструкции должны быть мероприятия, направленные на снижение паровоздушной фазы в газопроводе, предупреждение гидратообразования. Осушку участка газопровода выполняют сухим воздухом до достижения на выходе осушаемого газопровода ТТР минус 20° в соответствии с требованиями раздела 11 СТО Газпром 2-3.5-354-2009 [10].

Охрана окружающей среды

Мероприятия по охране окружающей среды при очистке полости и испытании газопровода должны выполняться в полном объеме, предусмотренном ВСН 014-89, СТО Газпром 2-3.-354-2009.

Для предотвращения негативного воздействия на окружающую среду при проведении работ по гидравлическому испытанию следует:

- выполнить срезку плодородного слоя почвы в местах площадок для проведения испытаний;
- для сброса воды после проведения испытаний, организовать временные амбары-отстойники.

5.8.9. Инженерная защита берегов

Проектной документацией предусмотрены работы по берегоукреплению.

Для берегоукрепления протоки р.Обь проектом предусматривается укладка "Геоматрицы ГМ" 150(150)-5,1x2,4 по ТУ 2290-003-86661679-2008 с заполнением ячеек щебнем фракции 40-70 мм, устройство каменной наброски из щебня в основании, биологическая рекультивация [11, 19-20].

Выбор водных преград для берегоукрепления основан исходя из условия, при котором наибольшая скорость течения по дну при УВВ 1% превышает значения донной допустимой неразмывающей скорости для грунтов в

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

нарушенном состоянии. Крепление выполнено до отметок согласно п. 13.4 СП 36.13330.2012. Ширина укрепляемой полосы берега равна ширине раскрытия траншеи с запасом 10 м в каждую сторону согласно УПР.ЛЧ000.09.

Геоматрица представляет собой геотекстильную пространственную конструкцию с ячеистой или сетчатой структурой с линейно расположенными ячейками прямоугольной или формы, снабженную прикрепленным полотнищем в виде днища. При использовании Геоматрицы ГМ ее растягивают на раме монтажной и укладывают поверх спланированной поверхности. Крепление - анкерами из арматуры Ф-1, Ø10/14мм, L=0,5/1,2м, крепление – 1 шт. на 1м². Ячейки Геоматрицы ГМ засыпаются щебнем фракции 40-70 мм по ГОСТ 8267-93.

С целью защиты склонов правого берега р. Обь от водной и ветровой эрозии, повышения устойчивости откосов предусматривается укладка матов трехмерных МТ15-350(300) ТУ 2291-018-00205009-2010.

Общий порядок производства работ:

- планирование откосов насыпи;
- устройство анкерной канавы шириной 0,3 м, глубиной 0,3 м на расстоянии 0,5-0,6 м от бровки откоса;
- укладка геомата с нахлестом 0,15-0,20 м.;
- закрепление полотен стальными анкерами на время производства работ (арматура 5-А-I);
- засыпка анкерной канавы;
- засыпка и разравнивание плодородного слоя грунта толщиной 0,15 м (75% торф, 25% песок);
- посев трав.

Укладка геоматов выполняется согласно «технологического регламента на укладку геоматов МТ-ЭКСТРАМАТ, МТД-ЭКСТРАМАТ от 30.09.2011» [20].

Берегоукрепление правого берега р. Обь от водной эрозии, дноукрепление для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки выполняется с помощью следующих проектных решений:

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

- выше СРГ – монтаж габионов (матрацев РЕНО);
- ниже СРГ – отсыпка щебня.

Берегоукрепление правого берега р. Обь выше СРГ выполняется с помощью монтажа матрацев Рено - 3х2х0,3-С80-2,7-ЦАММ ТУ 1275-001-42873191-2009 на предварительно уложенный слой нетканого синтетического материала ТУ 8397-004-00320928-2011 с заполнением матрацев щебнем фракции 120-150 мм ГОСТ 8267-93. Границы берегоукрепления габионами от 93,00 м (СРГ) до расчетной отметки 95,37 м. Верхняя граница берегоукрепления (95,37 м) принята согласно СП 36.13330.2012 п.13.4 для незатапливаемых берегов [30-32].

Укрепления берега путем раскладки матрацев начинается с приготовления основания для будущей конструкции, с укладки слоя нетканого синтетического материала. Раскладку полотнищ НСМ производить поперек по направлению вверх от основания берегового склона. Смежные полотна укладывать внахлест на 0,5 м и сваривать между собой тепловым нагревом. Крепление уложенного материала выполнять анкерами на вершине склона из арматурной стали, которые забиваются на 0,5 через 2 м. На подготовленное основание выполняют монтаж матрацев Рено. Для этого необходимо расправить матрац и разложить его на твердой ровной поверхности. Установить в вертикальное положение диафрагмы матраца и его боковые панели. Высота обеих поднятых боковин должна быть абсолютно одинаковой. Диафрагмы поднимаются до уровня боковин и привязываются к ним короткими отрезками проволоки для армирования. Задняя и лицевая панели габиона стгибаются таким образом, чтобы их верхние и боковые кромки были на абсолютно одном уровне. Теперь матрацы Рено готовы к монтажу. Установку следует начинать с нижней части откоса, выкладывают конструкцию в проектное положение и скрепляют между собой монтажной проволокой. После окончания монтажа матрацы Рено начинают заполнять щебнем при помощи техники и в ручную. Заполненные камнем матрацы Рено закрываются крышкой (верхней панелью), края которой надёжно привязываются к боковым стенкам и внутренним перегородкам.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Монтаж габионов выполняется согласно «Рекомендаций по сборке и установке габионных конструкций».

Берегоукрепление, дноукрепление правого берега р. Обь ниже СРГ выполняется с помощью отсыпки щебня фракции 40-70 мм ГОСТ 8267-93. Границы отсыпки – от 93,00 м (СРГ) до отметки 85,5 м для защиты участка газопровода, проложенного выше линии предельного размыва реки. Толщина отсыпки принята 20 см [30].

Складирование щебня на объекте капитального ремонта осуществлять во временный отвал непосредственно у места погрузки на баржу. Доставку щебня на объект осуществлять по мере расхода в процессе отсыпки, для предотвращения скапливания на объекте. Погрузку щебня из временного отвала на баржу выполнять при помощи гусеничного экскаватора с береговой части реки с последующей транспортировкой к участку отсыпки (правый берег р. Обь).

Устройство отсыпки из щебня при дноукреплении производится в следующей последовательности:

- доставка щебня фракции 40-70 мм из карьера автотранспортом до места складирования;
- транспортировка щебня к временному отвалу по мере необходимости;
- погрузка щебня на баржу;
- погрузка экскаватора с грейферным ковшом на понтон;
- буксировка баржи к месту производства работ с помощью буксир-толкача по р. Обь;
- устройство отсыпки из щебня.

Берегоукрепление левого берега р.Обь не требуется, так как строительно-монтажных работы в приуездной части не производятся.

Берегоукрепление озер не выполняется, так как выполняются условия по неразмывающей скорости течения и коэффициент устойчивости склонов в приуездной части свыше 1,5.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Все вышеуказанные материалы и изделия должны иметь разрешение к применению на объектах ПАО «Газпром» и включены в Реестр МТР ПАО «Газпром».

5.8.10. Подготовка дюкера

Подготовка дюкера должна проводиться в месте установки дюкера.

Процесс протягивания трубопровода должен быть тщательно спланирован, движение трубоукладчиков при протаскивании и место установки дюкера для размещения роликовых опор.

Подготовку дюкера следует выполнять в соответствии со СНиП Ш-42-80, ВСН 010-88.

Дюкер следует сварить в непрерывную нитку на всю длину из трубы 530 мм (в заводской изоляции).

При проведении работ по изоляции сварных стыков труб с заводской изоляцией должны выполняться следующие общие требования:

- поверхность зоны сварного стыка, а также участки прилегающего заводского покрытия на расстояние 70-100 мм от зоны стыка должны быть тщательно очищены от ржавчины, рыхлой окалины. Для очистки могут использоваться металлические щетки и шлифмашинки [38,50];

- кромки покрытия, прилегающего к зоне сварного стыка, должен иметь плавный переход к поверхности трубы. Угол скоса поверхности не должен превышать 30°;

- при наличии на поверхности труб влаги, а также при температуре воздуха ниже плюс 5 °С перед очисткой зоны сварного стыка производится его предварительный нагрев до температуры не ниже плюс 30 °С;

- нанесение изоляционных покрытий на зону сварного стыка и прилегающие участки заводского покрытия производится согласно требованиям НТД (инструкции, рекомендации, технологические карты и т.д.).

Методы и материалы используемые для ремонта изоляции, должны обеспечивать противокоррозионную защиту трубопровода на

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

отремонтированных участках со стабильным адгезированием нового покрытия к существующему и к металлической поверхности, а также его надежную термостойкость при эксплуатации трубопровода. Нанесенная изоляция не должна уступать по надежности основному заводскому покрытию [50].

Роликовые опоры и стрелы трубоукладчиков должны быть отрегулированы по высоте так, чтобы радиус кривизны спускового пути не превысил допустимый радиус упругого изгиба трубопровода и обеспечивал требуемый угол входа трубопровода в устье скважины при протаскивании.

					Обоснование организационно-технологической схемы, определяющей оптимальную последовательность линейного объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы:

Проведён анализ природной и климатической характеристики района строительства; выполнен расчет усилия протаскивания трубопровода в грунтовую скважин.

По результатам проведённой работы определен оптимальный метод проведения капитального ремонта подводного перехода, определен состав техники и оборудования, технология производства работ, мероприятия, обеспечивающие ОТ и ПБ, экологическую безопасность.

Метод ННБ имеет ряд неоспоримых преимуществ, в сравнении с традиционным методом прокладки трубопроводов, при преодолении естественных и искусственных сооружений, таких как водные преграды, инженерные и гидротехнические сооружения, автомобильные и железные дороги:

- наносится минимальный ущерб окружающей среде;
- высокая скорость проведения работ;
- допускается строительство трубопроводов и коммуникаций в местах, недоступных традиционному методу (природоохранных, насыщенных подземными и наземными препятствиями, под искусственными гидротехническими сооружения и т.д.);
- исключается необходимость дноуглубительных, подводно-технических, водолазных и берего-укрепительных работ;
- исключается необходимость балластирования трубопроводов;
- допускается любая глубина заложения трубопроводов;
- отсутствие помех любому транспорту при пересечении судоходных рек, каналов, автомобильных и железных дорог;
- небольшой размер строительной площадки;
- строительство переходов возможно в любое время года;

					Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Карпов А.С.				Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						111	164
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Подводный переход газопровода-отвода к ГРС представляет собой участок линейной части, пересекающий водную преграду и уложенный ниже отметки руслового размыва водоема.

В связи со старением, износом и потерей ПП эксплуатирующих свойств, возникает потребность в проведении его капитального ремонта и восстановлении требуемых характеристик.

Капитальный ремонт является технологическим процессом организации, проведения, контроля и сдачи работ по замене ПП новой ниткой, проложенной методом наклонно-направленного бурения.

Подводный переход расположен в Новосибирской области и пересекает реку Обь. Климат района умеренно- континентальный, отличается значительными суточными и годовыми амплитудами температуры, более длительным зимним периодом.

В данном разделе проведены исследования, позволяющие определить основные аспекты безопасности ремонтных работ на магистральных трубопроводах и их влияние на окружающую среду.

Важнейшей задачей при производстве работ по замене подводного перехода газопровода-отвода к ГРС является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Карпов А.С.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					<i>112</i>	<i>164</i>
<i>Консульт.</i>		<i>Черемискина М.С.</i>				НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К выполнению ремонтных работ на магистральных газопроводах допускаются лица, достигшие 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие ограничений, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Рабочий обязан применять все действующие инструкции, стандарты предприятия и организации, использовать средства индивидуальной защиты и исправный инструмент.

Рабочему персоналу, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, полагается:

- Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск, минимальная продолжительность которого составляет 7 дней. При работе в районах Крайнего Севера и приравненных к ним - 24 календарных дня.
- Оплата в повышенном размере, в зависимости от условий труда, но не менее 4% от тарифной ставки. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа;
- Ежегодное бесплатное лечение и оздоровление.

6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Ремонтные работы относятся к газоопасным работам. Для обеспечения их безопасного проведения необходима правильная компоновка рабочей зоны. Земляные работы, включенные в состав мероприятий по ремонту, проводятся согласно внутренней нормативной документации и инструкциям, составленные на основе стандартов организации СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113

Размеры зон должны обеспечивать проезд техники. Грунты котлованов защищаются от обвала, и оснащаются лестницами и ступенями для беспрепятственного доступа персонала (не менее 2 лестниц с каждой стороны). Место проведения ограждается сигнальной лентой и необходимым комплектом запрещающих и информационных знаков. Компонировка зоны, схема проведения работ утверждается нарядом-допуском на проведение газоопасных ремонтных работ.

Площадки необходимо предварительно обеспечены снятием плодородного слоя почв в радиусе 15 метров согласно ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ». После окончания место проведения подлежит рекультивации.

6.2. Производственная безопасность

6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов

При производстве работ появляется вероятность возникновения воздействия вредных и опасных факторов. Выявленные вредные и опасные факторы при проведении капитального ремонта на участке ПП газопровода-отвода к ГРС приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Метеоусловия				СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [54].
2. Превышение уровня шума				ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [55]

работоспособного состояния или же возникновению вредного воздействия на персонал.

Высокий уровень шума

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

На рабочей площадке основными источниками шума будут являться: буровой комплекс, грузовые автомобили, бульдозер, экскаватор, кран автомобильный, наполнительные и опрессовочные агрегаты, насосы, бензодвигательные пилы, корчеватели, шлифовальные машинки, снегоочистители и др.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Нередко ремонтные работы проводятся в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны. Недостаточная освещённость рабочей зоны снижает внимательность и ускоряет наступление усталости. Плохая освещенность снижает точность установки ремонтных конструкций, что так же негативно влияет на проведение работ и приводит либо к некачественной установке конструкции, либо к увеличению общего времени проведения работ.

Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне

При проведении ремонтных работ воздух в рабочей зоне возможен выход газа, который в смеси с окислителем (кислородом) приводит к возникновению взрывопожароопасной смеси. Так же возникновение источника утечки газа может привести к удушью или отравлению работников при достижениях концентрации выше предельной нормы. Данный фактор подлежит особому контролю, так как утечка газа в основном свидетельствует о негерметичности запорных устройств

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

или разгерметизации полости трубопровода, которые могут привести к аварийным ситуациям.

Опасность падения с высоты

При выполнении ремонтных работ возникает возможность падения с высоты – кромки траншеи, вследствие несоблюдения правил компоновки рабочей зоны, обвала грунта или же невнимательности персонала. Работами на высоте считаются все работы, при которых возможно падение работника с высоты более 1,8 м от поверхности грунта или настила.

Возможность поражения электрическим током

Основной источник – осветительные приборы, телемеханика, сварочные агрегаты, генераторы. Электрический ток может оказывать следующее влияние на организм человека: ожоги; пребывание в шоковом состоянии; поражение электрическим током; нервное расстройство; смертельный исход. Требования, предъявляемые к электробезопасности производственных процессов при ремонтных работах подробно описаны в отечественном ГОСТ 12.1.038-82.

Сварочные работы

Сварочно-монтажные работы сопровождаются такими опасными факторами, как: поражение лучами дуги глаз и открытой поверхности кожи; поражение при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи электрическим током; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от капель шлака и брызг металла при сварке; различного рода травмы механического характера при подготовке и в процессе сварки трубопровода.

Травмирование при грузоподъемных работах

Выгрузка специализированного оборудования, строповка и перемещение секций труб, сборка и сварочные работы участка газопровода-отвода – эти операции относятся к грузоподъемным и при их проведении возникает возможность травмирования, вследствие опрокидывания контракции,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

неправильного перемещения, или же использования нерегламентированных или не прошедших проверку устройств строповки и перемещения.

6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Метеоусловия

Для обеспечения безопасного проведения необходимо использовать соответствующие средства индивидуальной защиты (средства защиты органов дыхания, изолирующие костюмы, специальная одежда и обувь, средства защиты лица, головы, рук, органов слуха и глаз, защитные дерматологические средства, предохранительные приспособления), выполнять работы по наряду-допуску, и соблюдать режим труда и отдыха. Поэтому, в соответствии с отечественным СанПиН 2.2.4.548-96 «Физические факторы производственной среды. Для контроля соответствия гигиенических требований измерения показателей микроклимата необходимо проводить не менее 3 раз за смену, однако частота измерения определяется стабильностью производственного процесса, функционированием технологического и санитарно-технического оборудования.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ работающим на открытом воздухе ежедневно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Работники должны быть обучены мерам защиты и оказания первой помощи при обморожениях и перегревах тела.

Высокий уровень шума

В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления. Для предотвращения негативного воздействия необходимо использовать соответствующие средства индивидуальной защиты органов слуха (наушники, беруши и т.д.), снижать при возможности уровень шума в источнике его возникновения, использовать средства коллективной защиты или же

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

конструкционные особенности (удаление от зоны на безопасное расстояние, преграждающие устройства, щиты), соблюдение режима труда и отдыха.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Естественное освещение в помещениях и на производственных объектах регламентируется нормами, предусмотренными СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

Ремонтные работы необходимо проводить в светлое время суток, с оформлением нарядов-допусков на газоопасные работы, с использованием для освещения рабочей зоны взрывозащищённых переносных светильников напряжением не выше 12 В и (или) аккумуляторных фонарей, соответствующих по исполнению категории и группе продукта, установленных на высоте не менее 2,5 метров, исключающих ослепление и обеспечивающих равномерное освещение рабочей зоны.

Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне

Во время проведения работ необходимо оформление наряда-допуска с уточнением времени замера концентрации вредных веществ в рабочей зоне, с указанием периодов проверки, ответственного за проведение проверки, места проведения замеров и устройств – газоанализаторов, используемых при проверке. Загазованность проверяется с периодичностью через каждые 30 минут, с фиксацией параметров замера. При возможности появления тяжелых углеводородов замер проводится с периодичностью в 15 минут.

Метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать изолирующими или фильтрующими противогазами (ГП-7, ИП-4М).

Опасность падения с высоты

Для обеспечения безопасного проведения работ необходимо обозначать опасную зону сигнальной лентой, отвалы грунта защищать при помощи каркасов

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

или обеспечения определенного угла откоса. При необходимости создавать перила и мостки через траншею, высотой не менее 1,1 м и шириной от 1 м. К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников относятся: канаты страховочные и предохранительные пояса. На всех предохранительных поясах должна быть бирка с датой следующего испытания и инвентарным номером.

Возможность поражения электрическим током

Инструменты и оборудование должны быть исправными и перед работой проверены на работоспособность при холостом ходе работ. При возможности необходимо использоваться заземление (заземляющий провод диаметром 1,6 см² по ГОСТ 12.1.030-81) при работе в полевых условиях. Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

Сварочные работы

Основными факторами обеспечения безопасной работы являются наличие исправного сварочного аппарата и достаточная квалификация персонала (к проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие размещающие удостоверения). Сварочные работы производятся по наряду-допуску. Во время проведения работ необходимо пользоваться исправными средствами индивидуальной защиты: спецобувь для предотвращения попадания шлака и брызг расплавленного металла, защитные щитки и маски, диэлектрические перчатки, резиновый коврик или кошма. Обязательно наличие средств пожаротушения (углекислотные огнетушители) и индивидуальные аптечки.

Опасные факторы при грузоподъемных работах

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

Допуск работников к выполнению работ осуществляется по наряду-допуску, определяющему условия безопасного производства работ. В зоне возможного нахождения людей рабочая зона ограждается и обозначается на высоту их перемещения. Погрузка и разгрузка грузов, на которые не разработаны схемы строповки, производятся под руководством лица, ответственного за безопасное производство работ. Необходимо соблюдать правила безопасности, соблюдать расстояния при совместном перемещении груза.

Производство погрузочно-разгрузочных работ допускается при соблюдении предельно допустимых норм разового подъема тяжестей: мужчинами - не более 50 кг; женщинами - не более 15 кг. Погрузка и разгрузка грузов массой от 80 до 500 кг производится с применением грузоподъемного оборудования (талей, блоков, лебедок), а также с применением покатов.

6.3. Экологическая безопасность

6.3.1 Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

При проведении ремонта в атмосферу попадают в газообразные углеводороды, преимущественно метан – основной компонент природного газа. Предельная концентрация паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды - 0,3 г/м³, бензин - 0,1 г/м³, тетраэтилсвинец (ТЭС) - 0,005 г/м³. Так же стоит отметить, что эксплуатация оборудования, используемого в процессе земляных работ, сопровождается неизбежными выбросами вредных веществ в атмосферу.

Воздействие на гидросферу

Так как прокладка новой нитки газопровода-отвода осуществляется методом наклонно-направленного бурения, то негативное воздействие на поверхностный водный объект заключается в изменении рельефа прибрежной и водоохранной зон.

Воздействие на литосферу

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

Ремонтные работы включают с вой состав земляные работы, которые прямым образом влияют на состояние грунта. В период проведения работ основными факторами негативного воздействия на земельные ресурсы являются техногенные изменения сложившихся природных условий, которые возникают в результате проезда транспорта и строительной техники вне автодорог.

6.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздействие на атмосферу

Для исключения возникновения или уменьшения негативного воздействия на атмосферу применяют очистные фильтры, которые устанавливают на оборудование. Выбросы газа при операциях продувки и опорожнении полости газопровода необходимо фиксировать и учитывать при ежемесячных отчетах эксплуатирующей организации. Повсеместно необходимо использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания и газоанализаторы.

Воздействие на гидросферу

Работы проводятся без вскрытия водоносных горизонтов, что исключает загрязнение подземных вод в процессе производства работ.

Для предупреждения и ликвидации последствий негативного воздействия на грунтовые воды и поверхностные водные объекты при производстве работ предусматривается:

- оснащение строительных площадок инвентарными контейнерами для сбора и временного хранения строительных отходов;
- устройство площадки с твердым покрытием и - лотками для сбора случайных проливов топлива в местах заправки техники;
- недопущение смыва ГСМ на строительных площадках;
- использование биотуалета на стройплощадке в период проведения ремонтных работ.

Воздействие на литосферу

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

Во время проведения работ по ремонту газопровода-отвода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов. Учитываются требования по недопущению повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий. Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной площади для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т.д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Рекультивация земли происходит в несколько основных этапов, которые регламентируются мировой практикой по рекультивации земель, с использованием техники и материалов:

- *Технический этап.* Основан на планировании, формировании общего ландшафта и снятии слоев почвы с загрязнениями. Так же в этап входит перепашка земли, с целью насыщения кислородом плодородного слоя почвы.
- *Биологический этап.* На данном этапе распределяют биологические растворители и микроорганизмы, расщепляющие сложные углеводороды.
- *Заключительный этап.* Включает перепашку земли, посев травы или растений, приспособленных к почвенно-климатическим условиям данного региона, которые будут укреплять слой почвы.

Немаловажным является осуществление сбора отходов для предотвращения загрязнения.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1 Анализ вероятных ЧС

При проведении работ по ремонту газопровода-отвода могут произойти различные чрезвычайные ситуации. Отметим наиболее характерные, вероятность возникновения которых высока:

- врыв или возгорание природного газа;
- разрушение газопровода механическим воздействием;
- падение строительной техники (экскаватор или трубоукладчик);
- природные разрушения вследствие стихийных бедствий (ураганы, наводнения, пожары);
- аварии вследствие несанкционированных врезок и последующей разгерметизацией полости газопровода.

В связи с этим, персонал и работники проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

6.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Вероятный вид ЧС

Одной из наиболее частых аварий при эксплуатации газопровода под избыточным давлением являются взрывы, сопровождающиеся пожаром, разрушением тела трубы, образованием котлованов.

Возможные источники возникновения ЧС

При проведении ремонта на газопроводе-отводе появление взрыва может спровоцировано следующими факторами:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124

- возникновение гидравлического удара при неправильной эксплуатации запорных устройств;

- выделение газов, паров, легко воспламеняющихся веществ, способные привести к образованию взрывоопасной смеси.

- разгерметизация оборудования вследствие некорректного определения вида дефекта коррозии и его класса опасности.

Порядок действий и ликвидация ЧС

При произошедшей ЧС необходимо, в первую очередь, при получении информации об аварии, перекрыть участки согласно схеме, остановить по возможности перекачку продукта, оповестить по схеме реагирования эксплуатирующую организацию и следовать плану ликвидации аварии. План ликвидации включает в основном три основных этапа:

- определение аварии из списка возможных сценариев для данного опасного производственного объекта;
- доставка персонала, техники, оборудования на место аварии;
- мероприятие по ликвидации и локализации аварийной ситуации.

Для каждого участка трассы необходима разработка оперативного плана ликвидации аварийных ситуаций (ПЛА), с обязательным указанием сценариев возможной аварии. В плане указываются действия персонала, ответственные за ликвидацию лица.

Проводимые в рамках аварийных мероприятий огневые и газоопасные работы проводятся без наряда-допуска до устранения открытых источников возникновения аварии.

Необходимо учитывать количество необходимого персонала, задействованного в ликвидационных мероприятиях. Все участники должны оснащены средствами индивидуальной защиты, знать положения планов ликвидации и их содержание, применять только исправные механизмы и инструменты, соблюдать технику безопасности.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		125

Выводы

Таким образом, при проведении аналитического обзора, к основным вредным и опасным факторам, возникающим при проведении ремонта линейной части магистральных газопроводов, относятся:

- Метеоусловия;
- Превышение уровня шума;
- Недостаточная освещенность рабочей зоны;
- Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне;
- Опасность падения с высоты;
- Возможность поражения электрическим током;
- Сварочные работы;
- Травмирование при грузоподъемных работах.

В данном разделе приведены основные решения, обеспечивающие безопасное проведение ремонтных работ, минимизацию воздействия негативных факторов производства ремонта на окружающую среду.

Так же необходим контроль компетентности персонала, задействованного в ремонтных работах – наличие обучения по специальности, регулярность проверки знаний и правил охраны труда.

На основании вышеизложенного стоит отметить необходимость соблюдения правил промышленной безопасности и охраны труда, актуализацию стандартов и разработки специальных узконаправленных инструкций и документов применительно к каждому виду ремонтных работ

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		126

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Буровая бригада является основным производственным звеном при проводке скважины и состоит из нескольких вахт. Бригада состоит из 24-26 человек, возглавляет бригаду буровой мастер.

Численный и квалификационный состав буровой бригады определяется согласно действующих норм обслуживания одного бурового станка.

На месторождении буровые бригады работают вахтовым методом. В буровой бригаде работы ведутся двумя вахтами:

- первая вахта находится непосредственно на рабочем месте
- вторая вахта находится на отдыхе.
- Численность рабочих дней - 28.
- Работы ведутся в две смены по 9 часов.

7.1. Расчет затрат на производство работ

Затраты, в зависимости от содержания формируются по следующим элементам:

- материальные затраты;
 - затраты оплаты труда;
 - отчисления на социальные нужды;
- прочие финансовые расходы.

Расчет материальных затрат

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Карпов А.С.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					127	164
<i>Консульт.</i>		<i>Романюк В.Б.</i>				НИ ТПУ гр.2БМ81		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Таблица 7.1 – расчет материальных затрат

Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
Внутренний центратор	Шт.	2	21000	42000
Передвижная сварочная установка	Шт.	2	186000	372000
Передвижная электростанция	Шт.	1	500000	500000
Наполнительный агрегат	Шт.	1	132000	132000
Газоанализатор	Шт.	1	5250	5250
Буровая установка	Шт.	1	30000000	30000000
Машина для резки труб	Шт.	1	12000	12000
Насос	Шт.	10	5200	52000
Бентонит	т	238	23000	5474000
ИТОГО				38689250

Расчет амортизационных отчислений

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

Таблица 7.2 – расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Внутренний центратор	2	42000	8	3360
Передвижная сварочная установка	2	372000	10	37200
Передвижная электростанция	1	500000	10	50000
Наполнительный агрегат	1	132000	9	11880
Газоанализатор	1	5250	10	525
Буровая установка	1	30000000	8	2400000
Машина для резки труб	1	12000	10	1200
Насосы	10	52000	9	4680
ИТОГО				2508845

Расчет затрат на оплату труда:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции;

- надбавки по районным коэффициентам

Таблица 7.3 – расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Разряд	Тарифная ставка, руб./час.	Тарифный фонд, ЗП, руб.	Районный коэф., 25%	Заработная плата с учетом надбавок, руб
Мастер	11	7	160	161280	40320	201600
Бурильщик	22	7	120	241920	60480	302400
Первый помощник	22	6	115,75	233352	58338	291690
Второй помощник	22	5	100,35	202305,6	50576,4	252882
Третий помощник	22	5	100,35	202305,6	50576,4	252882
Машинист буровых установок	22	5	110,5	222768	55692	278460
Сварщик	11	6	98,7	99489,6	24872,4	124362
Электрик	22	6	95,3	192124,8	48031,2	240156
Слесарь	22	6	110,5	222768	55692	278460
Иные работники	66	-	100	604800	151200	756000
Итого						2978892 3574670

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при теплоизоляционных работ.

Таблица 7.4 – расчет страховых взносов

Должность	Кол-во	Заработная плата, руб	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Всего, руб.
Мастер	1	201600	5846,4	10281,6	44352	60480
Бурильщик	2	302400	8769,6	15422,4	66528	90720
Первый помощник	2	291690	8459,01	14876,19	64171,8	87507
Второй помощник	2	252882	7333,578	12896,982	55634,04	75864,6
Третий помощник	2	252882	7333,578	12896,982	55634,04	75864,6
Машинист буровых установок	2	278460	8075,34	14201,46	61261,2	83538
Сварщик	1	124362	3606,498	6342,462	27359,64	37308,6
Электрик	2	240156	6964,524	12247,956	52834,32	72046,8
Слесарь	2	278460	8075,34	14201,46	61261,2	83538
Иные работники	6	756000	21924	38556	166320	226800
Итого, руб.						893667,6 1072401

Следовательно, затраты на оплату труда для рабочих и специалистов составят 2978892 руб. Отчисления на социальные нужды составляют 30% от фонда оплаты труда, что в денежном выражении равно 893667,6 руб. Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда и, следовательно, равны 297889,2 руб.

Таблица 7.5 – Сметная стоимость

Наименование затрат	Сумма, руб.
Спецоборудование	31115250
Материалы	7574000
Фонд оплаты труда	2978892
Отчисления на социальные нужды	893667,6
Затраты на прочие расходы	297889,2
Итого	42859698,8

Круговая диаграмма на рис. 7.1. наглядно отражает все основные затраты на проведение строительства ППМН.

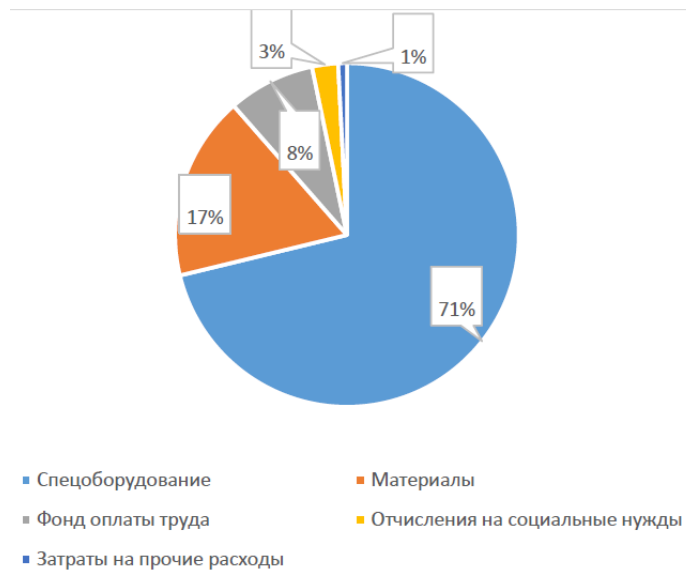


Рисунок 7.1 – Затраты в виде диаграммы

Вывод: На проведение строительства подводного перехода магистрального нефтепровода методом ННБ потребуется 42859698,8 рублей; наибольший удельный вес (71%) в структуре затрат на строительство подводного перехода занимают затраты на спецоборудование.

Список использованной литературы

1. Забродин, Юрий Николаевич. Строительство магистральных трубопроводов: технологии, организация, управление: справочное пособие / Ю. Н. Забродин, В. В. Курочкин, В. Д. Шапиро. — Москва: Омега-Л, 2013. — 990 с.
2. Строительство переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия / З. З. Шарафутдинов [и др.]. — Новосибирск: Наука, 2013. — 339 с.
3. Сальников А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агинеи. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с.
4. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М., Нефедова М.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра- Бизнесцентр", 2000. – 237 с.
5. Харионовский, Владимир Васильевич. Надежность и ресурс конструкций газопроводов / В. В. Харионовский. — Москва: Недра, 2000. — 467 с.
6. Проблемы системной надежности и безопасности транспорта газа: сборник научных трудов / Газпром; Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ВНИИГАЗ); под ред. А. С. Казака; В. В. Харионовского. — Москва: ВНИИГАЗ, 2008. — 328 с.
7. Промышленная безопасность и надежность магистральных трубопроводов / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа); Торгово-промышленная палата Российской Федерации (ТПП РФ); Национальный институт нефти и газа; под ред. А. И. Владимировой; В. Я. Киршенбаума. — Москва: Национальный ин-т нефти и газа, 2009. — 696 с.

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Список использованной литературы			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Карлов А.С.</i>									
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>									
<i>Консульт.</i>										
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>									
					НИ ТПУ гр.2БМ81					

8. Бородавкин П.П. Вопросы капитального ремонта подводных переходов нефте- и продуктопроводов / П.П. Бородавкин, О.Б. Шадрин – М., 1965.
9. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В. Л. Березин, К. Е. Ращепкин, Л. Г. Телегин и др. — Москва: Недра, 1978. — 364 с.: ил.— Библиогр.: с. 362.
10. Ясин Э.М. Надежность магистральных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.Л. Березин, К.Е. Ращепкин – М.: Недра, 1972. – 184 с.
11. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1982.– 384 с.
12. Оборудование, эксплуатация и ремонт магистральных газопроводов / Дятлов В.А., Михайлов В.М., Яковлев Е.И - М.: Недра. 1990. – 222 с.
13. Бородавкин, Петр Петрович. Вопросы проектирования и эксплуатации подводных переходов нефте- и продуктопроводов / П. П. Бородавкин, О. Б. Шадрин, Д. А. Черняев. — Москва: ВНИИОЭНГ, 1966. — 92 с.
14. Сооружение подводных переходов магистральных трубопроводов: курс лекций / В. А. Иванов [и др.]; Тюменский государственный нефтегазовый университет. — Тюмень: Нефтегазовый ун-т, 2003. — 215 с.
15. Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Строительство подводных переходов трубопроводов методом горизонтально-направленного бурения: Учеб. Пособие – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 208 с
16. Технология сооружения газонефтепроводов: учебник для вузов / Ф. М. Мустафин [и др.]; Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ); под ред. Г. Г. Васильева. — Уфа: Нефтегазовое дело, 2007
17. ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности. – М., 1981. – 6 с.
18. СП 108-34-97. Свод правил по сооружению магистральных газопроводов

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						133
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

19. Сооружение подводных переходов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 03.03.2020 г.).
20. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М., 1989. – 32 с.
21. Sergio E. Perez-Gruszkiewicz, Reducing Underwater-Slide Impact Forces on Pipelines by Streamlining // Journal of waterway, port, coastal, and ocean engineering. – 2013. – Vol. 3, №4, - P. 48-63.
22. Zakeri, A., Submarine debris flow impact on pipelines—Part 1: Experimental investigation. / Zakeri, A., Hoeg, K., Nadim, F. // J. Coastal. – 2008. – Vol. 16, №5 – P. 1206 - 1218.
23. Храменков, Станислав Владимирович. Технологии восстановления подземных трубопроводов бестраншейными методами: учебное пособие / С. В. Храменков, В. А. Орлов, В. А. Харькин. — Москва: Изд- во АСВ, 2004.
24. Ладыгин, И. В. Замена подземных трубопроводов бестраншейным способом с помощью отечественного оборудования / И. В. Ладыгин// Трубопроводы и экология научно-практический журнал: — 2002.— № 1. — С. 20-21.
25. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий (теория и практика)/ технический учебник-справочник. М., ПрессБюро №1, 2005.
26. Новые методы ремонта линейной части магистральных газопроводов: Сборник научных трудов / ВНИИ природ. газов; [Отв. ред. З. Т. Галиуллин]. — Москва: ВНИИгаз, 1981. — 128 с.
27. Галиуллин, Загид Талипович. Интенсификация магистрального транспорта газа / З. Т. Галиуллин, Е. В. Леонтьев. — Москва: Недра, 1991. — 271 с.: ил. — Библиогр.: с. 271.
28. Крец, В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов / Крец В.Г., Рудаченко А.В., Шмурыгин В.А. — Москва: Лань", 2016.
29. Надежность функционирования нефтепроводного транспорта: сборник научных трудов / Всесоюзный научно-исследовательский институт по

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						134
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть); под ред. А. Г. Гумерова

30. Эксплуатация магистральных газонефтепроводов и хранилищ: учебное пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ) ; сост. А. Л. Саруев. — Томск: Изд-во ТПУ, 2014. — 183 с.
31. Численный анализ прочности подземных трубопроводов / В. В. Алешин [и др.]; под ред. В. В. Алешина, В. Е. Селезнева. — Москва: Едиториал УРСС, 2003. — 318 с.
32. Эксплуатационная работоспособность труб технологических газопроводов/А. Я. Яковлев [и др.]. — Москва: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. — 272 с.
33. Atalah, A., Iseley, T., and Bennett, D. Estimating the Required Jacking Force// Annual Conference of the North American Society of Trenchless Technology. – 2015. – P. 560.
34. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К. А. Забела, В. А. Красков, В. М. Москвич, А. Е. Сощенко; Под ред. К. А. Забелы. — Москва: Недра, 2001. — 195 с.
35. Половко, Анатолий Михайлович. Основы теории надежности: учебное пособие для вузов / А. М. Половко, С. В. Гуров. — 2-е изд., перераб. и доп. — СПб.: БХВ-Петербург, 2008. — 702 с.
36. Сорин, Яков Михайлович. Беседы о надежности / Я. М. Сорин, А. В. Лебедев. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва: Знание, 1968. — 356 с.
37. ГОСТ 20522-2012. Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 06.03.2020 г.).
38. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 06.03.2020 г.).
39. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс].

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						135
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 08.03.2020 г.).
40. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.03.2020 г.).
41. ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Основные требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.03.2020 г.).
42. РД 51-3-96. Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 10.03.2020 г.).
43. ГОСТ 27751-2014. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 11.03.2020 г.).
44. СТО Газпром 2-3.5-045-2006. Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 11.03.2020 г.).
45. СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/elima.ru> (дата обращения 08.04.2020 г.).
46. СП 111-34-96. Очистка полости и испытание газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 08.04.2020 г.).
47. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 10.04.2020 г.).

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						136
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

48. СТО Газпром 2-2.4-083-2006. Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/ohranatruda.ru> (дата обращения 10.04.202 г.).
49. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2020 г.).
50. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2020 г.).
51. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 10.04.2020г.). № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда»
52. Трудовой кодекс РФ (ст.117, 147).
53. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы»
54. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
55. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
56. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
57. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
58. ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
59. ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						137
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

60. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
61. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности
62. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
63. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
64. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						138
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Directional drilling for pipelaying across the Ob river

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Карпов А.С.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шадрина А.В.	к. т. н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Приложение А			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Разраб.</i>	<i>Карпов А.С.</i>									139	164	
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							НИ ТПУ гр.2БМ81				
<i>Консульт.</i>	<i>Поздеева Г.П.</i>											
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>											

Planned position of the pipeline

The route of a gas pipeline branch is laid according to SP 36.13330.2012 «Trunk pipelines».

The distances from an axis of the designed buried gas pipeline branch (the main thread), which is laid in parallel to existing, to settlements, the separate industrial and agricultural enterprises, buildings and constructions are accepted not less than values given in the table 4 from SP 36.13330.2012. There are no adjacent areas to the settlements and industrial enterprises.

The distance between the designed gas pipeline and the existing parallel pipelines is accepted not less than 10 m according to Administrative Regulations «Construction of Underwater Gas Pipeline Crossings Applying Directional Drilling» of OAO Gazprom.

Scope of works performed during overhaul

In accordance with technical requirements of project documentation for design, the following main activities are planned:

- dismantling of the existing pipeline sections adjacent to an underwater crossing;
- conversion of the existing gas pipeline at the Ob River crossing in its channel part into a safe state (preservation);
- open-pit dismantling of the existing pipeline section on the underwater crossing with a trench development and backfilling as an alternative;
- laying a gas pipeline on underwater crossing of the Ob river by means of directional drilling in a parallel alignment upriver;
- fastening of the right bank slope to prevent the slope erosion, reinforcement of the right bank against the water erosion, reinforcement of the riverbed in order to protect the pipeline section which is laid above the level of maximum erosion;
- installation of geodetic (benchmarks) and information signs;
- land reclamation.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		140

Excavations

Excavations should be conducted in accordance with the demands of VSN 51-1-80, STO Gazprom 2-2.2-457-2010, STO Gazprom 2-2.1-459-2010 and «Security Requirements for Trunk Pipelines » approved by the Order № 9 of Federal Mining and Industrial Supervision of Russia dated 24.04.1992.

Before the beginning of repair works on the pipeline route the topsoil stripping should be carried out with the further usage of this topsoil for land reclamation.

The minimal width of topsoil stripping area is equal to the width of the trench plus 0,5 m on each side.

In the onshore areas a dismantled pipeline adjacent to the underwater crossing is uncovered from two sides till the bottom generatrix. The uncovering is conducted by a tracked shovel. The minimal distance between a pipeline surface and the soil being mechanically excavated is allowed to be equal to 0,2 m.

The soil excavated from trench is dumped on the one side of trench leaving the other one open for free movement of a repair crew.

After natural or artificial compaction of soil, technical reclamation which comprises return of a fertile soil layer to the damaged area is conducted. After the end of technical reclamation, biological reclamation (planting perennial grasses) is also carried out.

Dismantling operations

The project provides a dismantling of sections connected to underwater crossing of the gas pipeline through the Ob River at KP 376+92.7–KP 376+96.4; KP 386+63.2–KP 387+14.3 (chainage of the existing gas pipeline branch).

The dismantling procedure in onshore areas is:

- trenching till the bottom generatrix of dismantled pipe by a tracked shovel;
- pits developing for webbing belt passage under the gas pipeline, to elevate a pipeline section from the trench;

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		141

- dismantling of weights in ballasted sections and their transportation to a roadside area of temporary storage and then to an industrial site of the Novosibirsk Line Pipe Operation Center;

- cleaning of pipeline outer surface;
- laying of a stack on the trench edge;
- complex cleaning of older insulation of dismantled pipeline;
- assessment of defects of pipes and fittings, marking;
- cutting of the dismantled pipeline on separate pipes on joints, loading and transportation to the place a storage site of the Novosibirsk Line Pipe Operation Center.

The pipeline section in the channel part of the Ob river shall be converted into a safe state in the borders of KP 376+96,4–KP 386+63,2, filled with liquid containing solutions of rust inhibitors and the bottoms shall be welded.

Conversion into a safe state

One of the considered decisions when choosing a method of crossing is a conversion of the existing section of a gas pipeline branch on crossing through the Ob River into a safe state without dismantling. The necessity of a conversion into a safe state is caused by the following factors:

- decrease in influence on environment in connection with large volumes of excavation work in a channel and coastal part with the use of dredges (the soil deployment in underwater trenches);

- labor intensity of dismantling of the section of the existing gas pipeline (necessity of development of a trench over 8 m in depth for dismantling of the pipeline, need of performance of the flange by method of soil cutting in amount of 27300 m³);

- decrease in volume of investments.

The list of works on a conversion of the pipeline section into a safe state:

1. Release of the pipeline section from gas by a method gas generation for consumers with the subsequent outgassing using the cold vents on the existing block valve stations №38 and №46.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		142

2. Cleaning of the pipeline section by means of the passage by two clearing pigs according to Section 7 of STO 2-3.5-354-2009.

3. Disconnection of the section, which is being converted into a safe state, from the gas pipeline by cutting of coils and welding of the DN500 bottoms.

4. Filling the section of a gas pipeline branch on crossing through the Ob River with a rust inhibitor.

5. Periodic maintenance of facility that is converted into a safe state.

Hydrate of lime in concentration of 0.8-1.2 g/l can be applied as a rust inhibitor and additional ballasting of the pipeline. Also as rust inhibitor, a sodium nitrite with increase in pH till 9-10 can be applied.

If necessary for a possibility of control of technical condition of the pipeline, water volume in the pipeline is brought to limit and an excessive pressure is created, which allows monitoring a possibility of leakage into a waterbody environment at change of pressure parameters.

Installation and welding

Installation and welding technology shall comply with STO Gazprom 2-2.2-136-2007, SP 86.13330.2014, STO Gazprom 14-2005.

Installation and welding shall be conducted in accordance with operation process charts established by STO Gazprom 2-2.2-136-2007 considering the Temporal Requirements as well as «Commentary with Clarifications on Statements of Temporal Requirements», according to certified welding technology with the usage of certified welding equipment and STO Gazprom 2-2.2-136-2007, in compliance with the rules of occupational and fire safety.

Arrangement of installation and welding, application of methods and techniques of fit-up and welding, determination of requirements for contractor and for equipping of installation and welding crews shall be guided by Temporal Requirements and «Commentary with Clarifications on Statements of Temporal Requirements».

Welding of ring type joints of trunk pipeline facilities should be conducted with the usage of either or both mechanized and automated welding methods and also of their

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		143

combination. Application of manual arc welding is acceptable in exceptional cases provided with letter of consent between the contractor and operating organization.

Quality inspection of welding joints and insulation of the gas pipeline

The procedure of quality inspection of welding joints is conducted according to procedure of non-destructive testing established by STO Gazprom 2-2.4-083-2006 with the Change №1.

The quality inspection of welding joints of repaired gas pipeline should be implemented in accordance with STO Gazprom 2-2.4-083-2006 and «Temporal Requirements for Arrangement of Installation and Welding, Applied Techniques of Welding, Non-Destructive Testing of Quality of Welding Joints and Equipment of Contractors for Construction, Reconstruction and Overhaul of Trunk Gas Pipelines of OAO Gazprom».

Guarantee field joints, welding joints of the welded-in coils are exposed to 100% of visual and measuring inspection, 100% of radiographic control and in addition 100% of ultrasonic control.

Welding joints of the replaced pipeline section of I and II category are subject to control by means of the following methods:

- 100% of visual and measuring inspection;
- 100% of radiographic control;
- 100% of ultrasonic control (mechanized or automated).

Ultrasonic control should be conducted with the usage of mechanized or automated means of control (MUSC or AUSC).

Specialists in non-destructive control shall be prepared and certified in centers included in the List of Training and Certification Centers for Specialist in Non-Destructive Testing of Welding Joint Quality, which is approved by Head of Department for Maintenance and Repair of OAO Gazprom A. A. Filatov.

Acts for guarantee welding joints should be drawn up according to a form conveyed by the Letter №03 of OAO Gazprom dated 23.04.2014.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		144

The copies of opinions on the results of non-destructive control, ultrasonic control, digital radiography and X-ray films shall be transferred to daughterly operating association (DOA) on a data medium in electronic form. Transferring procedure should be coordinated with DOA.

Design solutions on laying of the inverted syphon by directional drilling

The profile of the pipeline laid by directional drilling represents a compound curve by radius, not less than the elastic bend radius of a pipe calculated considering construction and operational loads.

The pipe with a diameter of 530x7 mm of K60 steel grade considering loads is accepted to be laid by directional drilling.

According to Administrative Regulations «Construction of Underwater Gas Pipeline Crossings Applying Directional Drilling» of OAO Gazprom, the minimum radius of curvature providing the laying of pipeline without emergence of hazardous loads in pipe wall (not less than 90% of yield limit) is equal to:

$$R \geq 1200 \times D_n = 1200 \times 0,53 = 650 \text{ m.}$$

The radius of curved sections is accepted equal to 650 m considering the following issues:

- pipeline stress calculation;
- geological conditions of crossing site;
- decline in the value of moment of flexure in drilling rods.

The main characteristics of profile of pipeline laid by directional drilling (main line) are:

- point of entry of drilling string in natural earth mark: KP 149+04,9;
- point of emergence of drilling string in natural earth mark: KP 152+88,5;
- angle of entry of drilling tool: 14°58’;
- angle of emergence of drilling tool: 6°01’;
- elastic bend radius: 650 m;
- length of directional well (considering extension): 970 m.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		145

Construction works on a pipeline crossing by means of directional drilling include three technologically various operations:

- Stage I. Drilling of the pilot well on a designed trajectory.
- Stage II. Underreaming and calibration of the pilot well.
- Stage III. Dragging of the inverted syphon with a diameter of 530 mm in the expanded and calibrated soil well.

The drilled and expanded well should provide a possibility of dragging of the pipeline considering the admissible elastic bend radius.

The bottomhole assembly (BHA) is specified at the each stage of directional drilling by the Contractor at a stage of development of the planned preventive maintenance.

Choice of the drilling rig

The drilling rig is located on the right bank of the Ob river, the dragged inverted syphon is installed on the left bank, the dragging is conducted by the on-itself scheme.

The choice of the drilling rig is based on:

- results of calculations for cumulative draught forces which provide the dragging of the inverted syphon with a diameter of 530 mm into the directional well;
- technological possibility of drilling operations being conducted in the soil of the given drillability grade by the drilling rig.

According to the results of geological engineering survey, the drilling trajectory of the pilot well and its underreaming would be conducted in the soils of I-II drillability grade: heavy and medium-weight sand (with void factor not less than 0.7), high-plastic and low-plastic loam.

On the results of calculations, the draught force necessary for dragging of inverted syphon is equal to 598.95 kN (61.12 tf) by the main line. In accordance with requirements of Administrative Regulations «Construction of Underwater Gas Pipeline Crossings Applying Directional Drilling», the drilling rig should be chosen with consideration of the safety factor for draught force which is not less than 1.5.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		146

Thus, the drilling rig with the draught force not less than $61.12 \cdot 1.5 = 92$ tf shall be used for construction of this pipeline crossing. The usage of HDD (horizontal directional drilling) rig Vermeer Navigator D330x500 (USA) with the draught force equal to 1467,9 kN (149,78 tf) or Vermeer Navigator D220x300 (USA) with the draught force equal to 1076,9 kN is recommended. The maximum allowed draught force is equal to 216.51 tf.

Since there is low-plastic loam in the cross-section of the directional well, key-seating in the bottom generatrix of soil well and borehole caving are possible during the drilling of the pilot well, which might cause an increase in rotation torque and imposes additional requirements on characteristics of the drilling rig and parameters of the drilling mud.

Selection of drilling and underreaming tools

It is necessary to use the hydromonitor bottomhole assembly tool for drilling of the pilot well in the soil of I-II of drillability grade. Soil collapses in the hydromechanical way, the drilling head is equipped with a cutter covered with solid metals and with nozzles for supply of drilling fluid. Eccentrically located nozzles (of the drilling tool and a backhoe provide an opportunity for control of sinking the pilot well.

It is recommended to use barrel-shaped or cone-shaped underreamers (of infill-cutting type) with cutters from solid metals located mainly on the front surface of the underreamer and radially focused nozzles of drilling fluid supply for calibration of the pilot well, for example «FLUTED REAMERS» or «BARREL REAMERS».

Drilling of the pilot well

Drilling procedure begins with pilot drilling. Before sinking the pilot well, the monitor of the drilling rig is installed under the set angle of entry – $15^{\circ}12'$ (the main line). The pilot well is laid on previously planned route from an entry point to an output point. For sinking the pilot well the drilling string with the non-magnetic pipes and the probe of positioning system installed in its beginning is used.

The drilling of pilot well is controlled all along the route with the usage of navigation and positioning system, for example DiqiTrack Mark III. Directly behind the bottomhole assembly tool inside a non-magnetic pipe of a string the probe of positioning

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		147

system transmits electromagnetic signals to the Earth's surface. The receiving device of a positioning system accepts the signals necessary for determination of depth of the probe location, the angles of pitch and an azimuth are emitted by the probe. The probe is sensitive to extraneous magnetic targeting therefore it is placed inside a non-magnetic drilling pipe.

After connection making of each drilling rod, the readout of location, calculation and control of geometrical well parameters are conducted. In case of need the drilling head is reoriented in the necessary direction for ensuring necessary parameters of a curvature of a borehole considering deviations from a real designed trajectory.

Drilling of the pilot well is conducted according to the trajectory presented on a longitudinal profile of the crossing and the process chart developed at the stage of planned preventive maintenance.

The main parameters controlled when drilling the pilot well:

- the drilled well length;
- horizontal length (projection);
- horizontal deviation of a drilling head from a designed alignment;
- depth of arrangement of a drilling head from an point of entry;
- vertical deviation of a drilling head from a theoretical profile;
- azimuth.

The position of the drilling head is permanently controlled. The task of the operator of the drilling rig consists in interpretation of the obtained data so that to continue sinking the pilot well successfully. Accuracy of definition of a drilling head position is $\pm 5\%$ (absolute error) on depth and $\pm 1\%$ of a horizontal.

According to Administrative Regulations «Construction of Underwater Gas Pipeline Crossings Applying Directional Drilling» of OAO Gazprom, the acceptable deviations of point of emergence to daylight surface from designed point on the other bank should not be more than 1% of length of the crossing.

Underreaming of the pilot well

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		148

After completion of works on drilling of the pilot well, the borehole should be increased to diameter providing the dragging of the inverted syphon to the well (Stage II).

The size of well reaming depends on geological conditions, diameter of the dragged inverted syphon and extent of the well.

According to Administrative Regulations «Construction of Underwater Gas Pipeline Crossings Applying Directional Drilling» of OAO Gazprom, the minimum cross-sectional area of the well when dragging the pipeline should be at least 25% bigger than the cross-sectional area of the inverted syphon dragged in it.

$$D_{und.} = \frac{\sqrt{5}}{2} \times D_{pipe} = 592 \text{ mm}$$

According to "The Reference Book on Building of Underwater Crossings" OAO Podvodtruboprovodstroy, the minimum well diameter is recommended to accept 50% more than nominal diameter of the pipeline.

Considering a standard number of standard sizes of underreamers and geological conditions in a crossing alignment, well length, the final diameter of underreaming of the pilot well we accept equal to 900 mm.

Well underreaming is recommended to conduct step by step, in six passes, underreamers of D_N equal to 400, 600, 750, 900 mm. Diameters of intermediate underreamings can be corrected in production process of works, depending on the underreamers which are available in presence at the Contractor and the arising efforts of dragging and a rotation torque at well underreaming.

Well underreaming can be conducted in accordance with two schemes, from-itself or on-itself:

- Underreaming from- itself. The opposite end of a drilling string on the right bank (the bank of installing of the inverted syphon) via the swivel, and a dynamometer is fastened to the caterpillar tractor. Rotation of the underreamer is provided with the drilling rig by transmission of rotation torque through a string of the drill rods which are in the well. The string of drill roads is connection made on the drilling rig.

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		149

- Underreaming on-itself. On the opposite end of a drilling string on the right bank (the bank of installing of the inverted syphon) the underreamer is installed. Rotation and dragging of the underreamer is provided with the drilling rig by transmission of rotation torque and a draught force through a string of the drill rods which are in the well. The string of drill rods is connection made from a reverse side of the underreamer on the left bank, dismantling of rods is conducted on the drilling rig.

For the subsequent dragging of the inverted syphon the applied scheme of well underreaming is not basic, therefore the choice of the scheme of underreaming remains for the Contractor on directional drilling. The problem of maintaining stability of a borehole and providing conditions for successful dragging of the inverted syphon is dominating.

If there is a significant increase in the draught/pushing force and a rotation torque in the passage course of the underreamer on separate well sections, it is recommended to work this site repeatedly.

According to Administrative Regulations «Construction of Underwater Gas Pipeline Crossings Applying Directional Drilling» of OAO Gazprom, it is necessary to make calibration of the well by dragging of the barrel-shaped underreamer with D_N of 900 mm (on diameter of the last well underreaming) through the well before dragging of the inverted syphon itself.

During directional drilling the arch of the well is fixed only by the drilling mud. Stability of walls of the well is temporary therefore works on well underreaming need to be conducted continuously, with short-term stops for the removal and screwing of drill rods and the change of underreamers. The inverted syphon should be dragged immediately after completion of the well calibration. The string of drill rods should be in the well permanently during the process of underreaming.

While underreaming, the drilling mud comes to a surface together with cuttings in points of entry and emergence of the drilling string to catch pits being on installing sites.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		150

The well is considered to be prepared for dragging of the inverted syphon after achievement of design value of its diameter and length.

Dragging of the inverted syphon

By the time of works on dragging, the inverted syphon should be welded and previously tested (Stage I of the hydraulic tests), welded joints should be insulated, the stack of the pipeline is laid on the rolling cradle in an alignment of crossing (on the right river bank Ob).

The inverted syphon is laid on the rolling cradle mounted on the installing site, special head is welded to the front end of a stack which is connected to a string of drill rods via the swivel (preventing rotation of the inverted syphon when dragging) and the underreamer with a diameter of 900 mm. Rolling cradle provides the free movement of a stack during dragging, preventing a damage of the pipe and the insulating coating.

Dragging of the inverted syphon is conducted by the drilling rig by on-itself scheme, right after the end of the well calibration stage.

The inverted syphon is lifted for dragging by pipe layers using the trolley suspenders on the point of entry to provide the following requirements:

- coaxiality of the dragged stack and the directional well on this site;
- creation of designed elastic bend radius of a trigger way of the pipeline.

Before dragging, the catch pit with a bias towards dragging site is developed in the point of entry of the inverted syphon to the well for reduction of lift height of the inverted syphon by the pipe layers.

The working draft has accepted the scheme of dragging with ballasting of the inverted syphon by means of filling it with water since the pipe has positive buoyancy.

By the time of the end of directional drilling, the pipeline should be welded to the inverted syphon and previously tested. Welded joints pass 100% visual and measuring inspection, radiographic and ultrasonic control and are insulated by means of the heat shrinking sleeves.

The scheme of arrangement of the pipe layers and cradle, calculation of draught forces when dragging are provided in the Project of Overhaul Arrangement section.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		151

Drilling muds

The drilling muds used when building underwater crossings of pipelines by the directional drilling method are prepared from a high-quality bentonite gel powder. Water and a gel powder are mixed in certain proportions depending on a grade of the applied bentonite. Drilling muds perform the following functions in directional drilling process:

- rock breaking, cleaning of a bottomhole from the drill cuttings and its carrying out to surface;
- holding a particle of the drilled or showered ground in suspension at the termination of washing and prevention of slime sedimentation in the well;
- cooling and greasing of rubbing surfaces of the tool, drill string, pipeline when dragging;
- protection of the borehole from collapses and taluses;
- prevention of drilling mud absorption by high-permeability formations.

The applied bentonite has no dangerous characteristics concerning inflammability, corrosion and chemical activity, and should have the hygienic certificate issued by the Ministry of Health of the Russian Federation.

Considering small length, well diameter, geological conditions, a hydromechanical way of rock breaking, it is necessary to apply a high-quality bentonite gel powder, for example "QUIK-GEL" or "BORE-GEL" which contain the necessary additives, or other ones having similar properties and characteristics. These brands of bentonite are ecologically safe. In case of complications such as key-seating, ground sticking to the tool, increase in a rotation torque in a string, it is necessary to use the special additives reducing the sticking of clay to the tool and stopping its swelling, for example "EZ - MUD" and "CON - DET".

The necessary amount of bentonite is defined from hydromechanical conditions of rock breaking, capacity of the pumps and abilities of unit of its weight (in tons) to form a certain volume of normal drilling mud. Bentonite consumption on 1 m of a well sinking is 0.26 t/m. The final amount of necessary bentonite, properties and drilling mud parameters can be adjusted by the Contractor at a stage of development of the planned

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		152

preventive maintenance, depending on the actual geological conditions, the drilling technology applied by the Contractor and the brand of a gel powder, the chemical composition of water, etc.

Service water for preparation of drilling mud is taken directly from the Ob River. The quality of drilling mud should conform to requirements of Administrative Regulations «Construction of Underwater Gas Pipeline Crossings Applying Directional Drilling» of OAO Gazprom.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		153

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень нормативной документации

Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 г. №87	О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию
Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 г. №390	О противопожарном режиме
Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
Приказ Ростехнадзора от 06.11.2013 N 520	Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов
Приказ Ростехнадзора от 12.11.2013 N 533	Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения
Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
ГОСТ 12.1.030-81	Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление
ГОСТ 9.602-2005	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
ГОСТ Р 12.1.019-2009	Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1.
СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2.
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
СП 111-34-96	Очистка полости и испытание газопроводов.
СП 12-136-2002	Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Приложение Б			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб.</i>	<i>Карпов А.С.</i>									154	
<i>Руковод.</i>	<i>Шадрина А.В.</i>										
<i>Консульт.</i>											
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							НИ ТПУ гр.2БМ81			

СП 16.13330.2011	Стальные конструкции
СП 28.13330.2012	Защита строительных конструкций от коррозии
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы
СП 45.13330.2012	Земляные сооружения, основания и фундаменты
СП 48.13330.2011	Организация строительства
СП 63.13330.2012	Бетонные и железобетонные конструкции
СП 86.13330.2014	Магистральные трубопроводы
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ВРД 39-1.14-021-2001	Единая система управления охраной труда и промышленной безопасности в ОАО «Газпром»
ВСН 51-1-80	Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов
ВСН 39-1.8-008-2002	Указания к проектированию вставок электроизолирующих для газопроводов
ВСН 39-1.9-003-98	Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных трубопроводов
ВСН 011-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание.
ВСН 012-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ
СТО Газпром 2-1.11-170-2007	Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и коммуникаций ОАО «Газпром»
СТО Газпром 2-2.2-136-2007	Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов.
СТО Газпром 2-2.3-130-2007	Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80 °С
СТО Газпром 2-2.4-083-2006 изм. 1	Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов
СТО Газпром 2-3.5-046-2006	Порядок экспертизы технических условий на оборудования и материалы, аттестации технологии и оценки готовности организаций к выполнению работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа
СТО Газпром 2-3.5-051-2006	Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов
СТО Газпром 2-3.5-354-2009	Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях.

					<i>Приложение Б</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		155

СТО Газпром 2-3.5-454-2010	Правила эксплуатации магистральных газопроводов
СТО Газпром 2-3.5-695-2013	Линейная часть магистральных газопроводов. Общие технические требования к проектной документации для капитального ремонта
СТО Газпром 2-4.1-212-2008	Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром»
СТО Газпром 2-4.1-713-2013	Технические требования к трубам и соединительным деталям
СТО Газпром 9.2-003-2009	Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений
УПР.ЛЧ.МГ	Унифицированных проектных решений по капитальному ремонту магистральных газопроводов ОАО «ГАЗПРОМ»
УПР.ЭХЗ-01-2013 и УПР.ЭХЗ-02-2013	Унифицированные проектные решения по электрохимической защите подземных коммуникаций (Альбом 1 и 2)
	Временные требования к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром»
	Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов
	Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения

					<i>Приложение Б</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		156

ПРИЛОЖЕНИЕ В

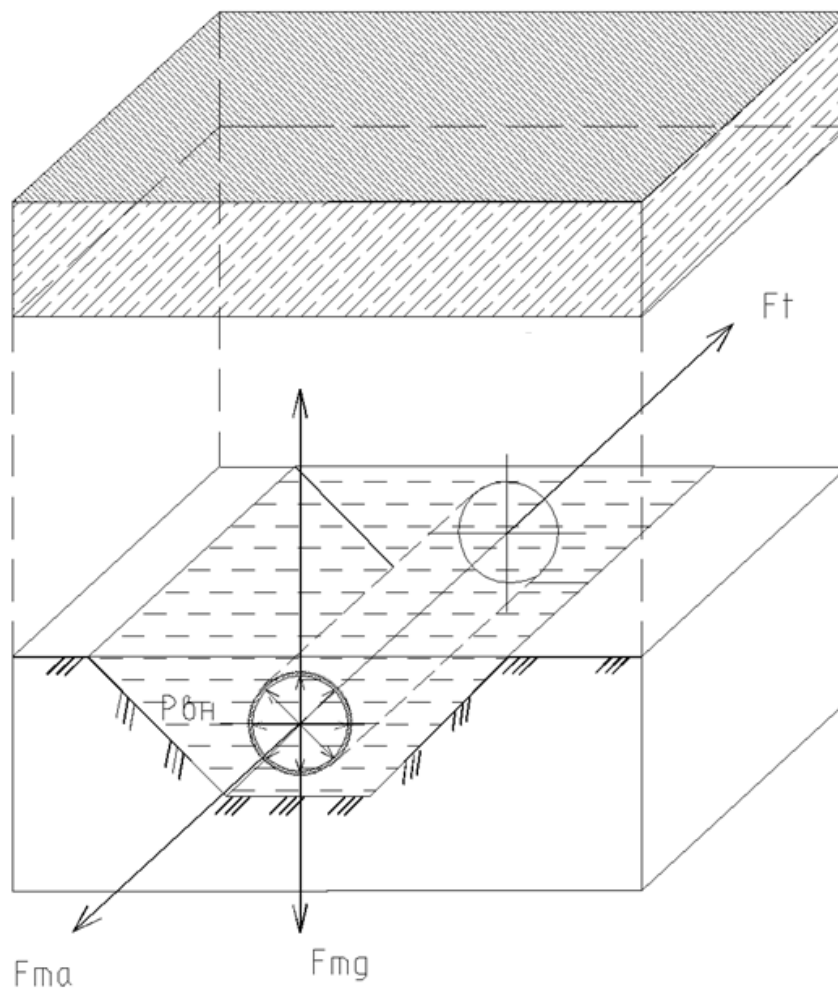


Рисунок В 1 – Воздействие сил в грунте

Ft - сила трения трубопровода об грунт; Fma - продольная осевая сила; Fmg - сила тяжести (вес трубопровода, в том числе с балластом); Pвн - сила внутреннего давления.

Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Карпов А.С.			Приложение В			
Руковод.		Шадрина А.В.					157	
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр.2БМ81		

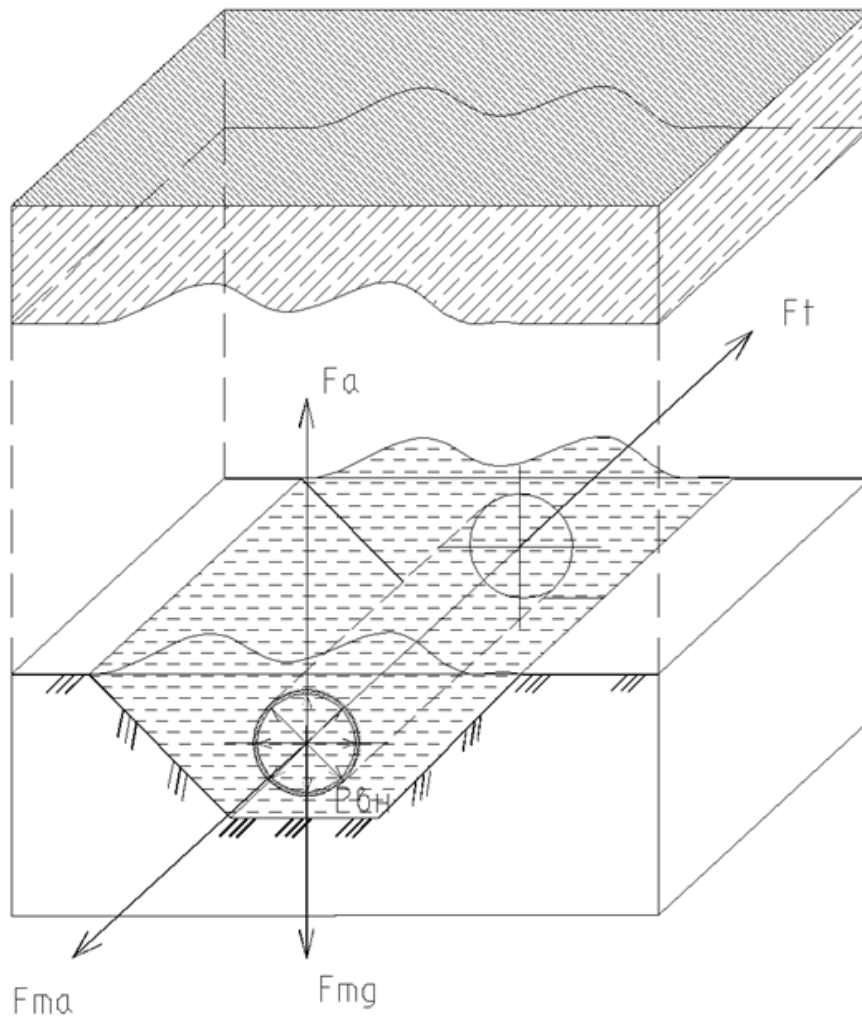


Рисунок В 2 – Воздействие сил в обводненном грунте

F_t - сила трения трубопровода об грунт; F_a - сила Архимеда (выталкивающая);
 F_{ma} - продольная осевая сила; F_{mg} - сила тяжести (вес трубопровода, в том числе с балластом);

$P_{вн}$ - сила внутреннего давления.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет толщины стенки

О П Р Е Д Е Л Е Н И Е
ОСНОВНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ
ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПО СНИП 2.05.06-85
(ПРОГРАММА ОКП-86, ВЕРСИЯ 04.98)

РАЗРАБОТЧИК ПРОГРАММЫ: ВНИИСТПРОЧНОСТЬ

ЗАДАНИЕ	1	И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е		
ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБЫ:				
НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР, ММ				530.
ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ				НЕ ЗАДАНА
ВРЕМЕННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ, МПА				510.0
ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ, МПА				360.0
ОТНОСИТЕЛЬНОЕ УДЛИНЕНИЕ ПРИ РАЗРЫВЕ				.20
КОЭФФИЦИЕНТ НАДЕЖНОСТИ ПО МАТЕРИАЛУ ДЛЯ ВРЕМЕННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ				1.34
МОДУЛЬ УПРУГОСТИ, МПА				206000.
КОЭФФИЦИЕНТ ПОПЕРЕЧНОЙ ДЕФОРМАЦИИ В УПРУГОЙ ОБЛАСТИ				.30
КОЭФФИЦИЕНТ ЛИНЕЙНОГО РАСШИРЕНИЯ				.000012
НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ:				
РАБОЧЕЕ (НОРМАТИВНОЕ) ДАВЛЕНИЕ, МПА				5.40
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЕРЕПАД, ГРАД.				51.
ХАРАКТЕРИСТИКИ УЧАСТКА:				
РАДИУС УПРУГОГО ИЗГИБА, М				500.
КОЭФФИЦИЕНТ НАДЕЖНОСТИ ПО ВНУТРЕННЕМУ ДАВЛЕНИЮ				1.00
КОЭФФИЦИЕНТ УСЛОВИЙ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА				.99
КОЭФФИЦИЕНТ НАДЕЖНОСТИ ПО НАЗНАЧЕНИЮ				1.10
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А				
ТОЛЩИНА СТЕНКИ ОПРЕДЕЛЕНА ИЗ УСЛОВИЯ ПРОЧНОСТИ С УЧЕТОМ ТЕМПЕРАТУРЫ				
РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ КОНСТРУКЦИИ:				
ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ, ММ				4.2
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЕРЕПАД, ГРАД.		(+)		51.
ДОПУСТИМЫЙ РАДИУС ИЗГИБА, М		(+)		500.
ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМОСТЬ ЗАВОДСКИХ ИСПЫТАНИЙ ДАВЛЕНИЕМ ПО СНИП 2.05.06-85 НЕ ВЫПОЛНЯЛАСЬ				

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Карлов А.С.			Приложение Г	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					159	
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ81		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

ЗАДАНИЕ 2	И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е
<p>ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБЫ:</p> НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР, ММ _____ 530. ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ _____ НЕ ЗАДАНА ВРЕМЕННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ, МПА _____ 510.0 ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ, МПА _____ 360.0 ОТНОСИТЕЛЬНОЕ УДЛИНЕНИЕ ПРИ РАЗРЫВЕ _____ .20 КОЭФФИЦИЕНТ НАДЕЖНОСТИ ПО МАТЕРИАЛУ ДЛЯ ВРЕМЕННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ _____ 1.34 МОДУЛЬ УПРУГОСТИ, МПА _____ 206000. КОЭФФИЦИЕНТ ПОПЕРЕЧНОЙ ДЕФОРМАЦИИ В УПРУГОЙ ОБЛАСТИ _____ .30 КОЭФФИЦИЕНТ ЛИНЕЙНОГО РАСШИРЕНИЯ _____ .000012 <p>НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ:</p> РАБОЧЕЕ (НОРМАТИВНОЕ) ДАВЛЕНИЕ, МПА _____ 5.40 ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЕРЕПАД, ГРАД. _____ 51. <p>ХАРАКТЕРИСТИКИ УЧАСТКА:</p> РАДИУС УПРУГОГО ИЗГИБА, М _____ 500. КОЭФФИЦИЕНТ НАДЕЖНОСТИ ПО ВНУТРЕННЕМУ ДАВЛЕНИЮ _____ 1.10 КОЭФФИЦИЕНТ УСЛОВИЙ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА _____ .825 КОЭФФИЦИЕНТ НАДЕЖНОСТИ ПО НАЗНАЧЕНИЮ _____ 1.10	
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А	
<p>ТОЛЩИНА СТЕНКИ ОПРЕДЕЛЕНА ИЗ УСЛОВИЯ ПО ДЕФОРМАЦИЯМ С УЧЕТОМ ТЕМПЕРАТУРЫ И ИЗГИБА</p> <p>РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ КОНСТРУКЦИИ:</p> ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ, ММ _____ 6.5 ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЕРЕПАД, ГРАД. (+) 51. ДОПУСТИМЫЙ РАДИУС ИЗГИБА, М (+) 500. <p>ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМОСТЬ ЗАВОДСКИХ ИСПЫТАНИЙ ДАВЛЕНИЕМ ПО СНИП 2.05.06-85 НЕ ВЫПОЛНЯЛАСЬ</p>	

ЗАДАНИЕ 3	И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е
<p>ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБЫ:</p> НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР, ММ _____ 530. ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ММ _____ 7.0 ВРЕМЕННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ, МПА _____ 590.0 ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ, МПА _____ 480.0 ОТНОСИТЕЛЬНОЕ УДЛИНЕНИЕ ПРИ РАЗРЫВЕ _____ .20 КОЭФФИЦИЕНТ НАДЕЖНОСТИ ПО МАТЕРИАЛУ ДЛЯ ВРЕМЕННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ _____ 1.34 МОДУЛЬ УПРУГОСТИ, МПА _____ 206000. КОЭФФИЦИЕНТ ПОПЕРЕЧНОЙ ДЕФОРМАЦИИ В УПРУГОЙ ОБЛАСТИ _____ .30 КОЭФФИЦИЕНТ ЛИНЕЙНОГО РАСШИРЕНИЯ _____ .000012 <p>НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ:</p> РАБОЧЕЕ (НОРМАТИВНОЕ) ДАВЛЕНИЕ, МПА _____ 5.40 ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЕРЕПАД, ГРАД. _____ НЕ ЗАДАН <p>ХАРАКТЕРИСТИКИ УЧАСТКА:</p> РАДИУС УПРУГОГО ИЗГИБА, М _____ 500. КОЭФФИЦИЕНТ НАДЕЖНОСТИ ПО ВНУТРЕННЕМУ ДАВЛЕНИЮ _____ 1.10 КОЭФФИЦИЕНТ УСЛОВИЙ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА _____ .66 КОЭФФИЦИЕНТ НАДЕЖНОСТИ ПО НАЗНАЧЕНИЮ _____ 1.10	
Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А	

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ КОНСТРУКЦИИ:

ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ, ММ		7.0		
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЕРЕПАД, ГРАД.	(+)	48.	(-)	-61.
ДОПУСТИМЫЙ РАДИУС ИЗГИБА, М	(+)	500.		

ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМОСТЬ ЗАВОДСКИХ ИСПЫТАНИЙ ДАВЛЕНИЕМ ПО СНИП 2.05.06-85 НЕ ВЫПОЛНЯЛАСЬ

					Приложение Г	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		161

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Приложение В РАСЧЕТ БАЛЛАСТИРОВКИ

1. Расчет УТО при $k_{нв}=1,05$

Данные для расчета

Труба	
Прямошовная (+1% от массы трубы):	+
Диаметр, мм:	530
Толщина стенки, мм:	7.0
Толщина изоляции, мм:	2.2
Плотность изоляции, кг/м ³ :	1000
Теплоизоляция	
Плотность, кг/м ³ :	0
Толщина, мм:	0
Футеровка	
Плотность, кг/м ³ :	0
Толщина, мм:	0
Ширина рейки, мм:	0
Зазор между рейками, мм:	5
Пригруз	
Объем пригруза, м ³ :	0.21
Масса пригруза, кг:	521
Плотность материала, кг/м ³ :	2500
Длина, мм:	830
Тип: УТО. Класс: железобетонные. Коэффициент надежности по нагрузке (по типу пригруза): 0.9. Технические условия: ТУ 4834-001-67319596-2012.	
Грунт обратной засыпки	
Учитывать/не учитывать вес грунта обратной засыпки (+/-)	-
Описание грунта:	
Высота засыпки, мм:	
Плотность частиц грунта, кг/м ³ :	
Коэффициент пористости грунта, E:	
Сцепление грунта, кгс/см ² :	
Угол внутреннего трения, град.:	
Ширина засыпки над пригрузом, мм:	
Прочие данные	
Плотность воды, кг/м ³ :	1005
Коэффициент надежности устойчивости по типу участка, К.н.в.:	1.05
Болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1%'	

					<i>Организация работ по проведению капитального ремонта газопровода-отвода к газораспределительной станции на примере объекта в Новосибирской области</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Карпов А.С.				Приложение Д		
Руковод.	Шадрина А.В.						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						162	
					НИ ТПУ гр.2БМ81		

Результаты расчета

Массы и силы	
Масса погонного метра трубы, кг/м:	91.19
Масса погонного метра с изоляцией, кг/м:	94.87
Масса погонного метра с теплоизоляцией, кг/м:	94.87
Масса погонного метра с футеровкой, кг/м:	94.87
Выталкивающая сила воды на трубу с изоляцией и футеровкой при ее наличии, кгс/м:	225.42
Масса пригруза в воде с учетом Кн.в., кг:	299.40
Вес грунта обратной засыпки, кгс/м:	0.00
Нормативная интенсивность балластировки – вес пригруза на воздухе на один метр трубы, кгс/м:	272.68

Шаг на прямой	
Нормативный шаг, м:	1.90
Без коэффициентов запаса шаг, м:	2.30
Шаг указан между осями пригрузов для прямого участка вертикальной плоскости	

Без балластировки	Qакт.	<	Qпас./Кн.в.	На участке
На прямом участке	225.42	>	90.35	1 п.м.
На вертикальном угле 5.30 R=500м	245.66	>	90.35	1 п.м.
С балластировкой	Qакт.	<	Qпас./Кн.в.	На участке
На прямом участке	430.70	<	457.77	1.9 п.м.

Угол	R вогн.	Шаг	Qакт	Qпас/Кн.в.	R вып.	Шаг	Qакт	Qпас/Кн.в.
0.1	5600	1.6	392	430	4430	1.7	400	439
0.2	3530	1.6	392	430	2790	1.7	400	439
0.3	2690	1.6	392	430	2130	1.7	400	439
0.4	2220	1.6	392	430	1760	1.7	400	439
0.5	1920	1.6	392	430	1510	1.7	400	439
1	1700	1.6	392	430	1340	1.7	400	439
1.1	1530	1.6	392	430	1210	1.7	400	439
1.2	1400	1.6	392	430	1110	1.7	400	439
1.3	1290	1.6	393	430	1020	1.7	400	439
1.4	1210	1.6	392	430	950	1.7	400	439
1.5	1130	1.6	392	430	900	1.7	400	439
2	1070	1.6	392	430	840	1.7	400	439
2.1	1010	1.6	393	430	800	1.7	400	439
2.2	960	1.6	393	430	760	1.7	400	439
2.3	920	1.6	392	430	730	1.7	400	439
2.4	880	1.6	392	430	700	1.7	400	439
2.5	850	1.6	392	430	670	1.7	400	439
3	820	1.6	392	430	640	1.7	401	439
3.1	790	1.6	392	430	620	1.7	400	439

3.2	760	1.6	392	430	600	1.7	400	439
3.3	740	1.6	392	430	580	1.7	400	439
3.4	710	1.6	393	430	560	1.7	401	439
3.5	690	1.6	393	430	550	1.7	400	439
4	670	1.6	393	430	530	1.7	400	439
4.1	660	1.6	392	430	520	1.7	400	439
4.2	640	1.6	392	430	0	0	0	0
4.3	620	1.6	393	430	0	0	0	0
4.4	610	1.6	392	430	0	0	0	0
4.5	590	1.6	393	430	0	0	0	0
5	580	1.6	392	430	0	0	0	0
5.1	570	1.6	392	430	0	0	0	0
5.2	560	1.6	392	430	0	0	0	0
5.3	540	1.6	393	430	0	0	0	0
5.4	530	1.6	393	430	0	0	0	0
5.5	520	1.6	393	430	0	0	0	0
6	510	1.6	393	430	0	0	0	0
6.1	0	0	0	0	0	0	0	0

ВЕДОМОСТЬ БАЛЛАСТИРОВКИ ТРУБ

Таблица Д.1 – Ведомость балластировки на проектируемом газопроводе

ПК начала участка	ПК конца участка	Длина участка, м	Балластировка		
			Тип пригруза	Шаг, м	Кол-во, компл.
Подводный переход через р. Обь					
392+19	392+84,7	65,7	УГО-530	1,7	39