

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Ремонт участка магистрального нефтепровода метод замены катушки в условиях Западной Сибири»

УДК 622.692.4.004-049.32(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Татарников Сергей Товьевич		10.06.2019 г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н.		10.06.2019 г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	д.и.н.		06.06.2019 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			06.06.2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		10.06.2019 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Планируемые результаты обучения по ООП 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 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социальноэкономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационнокоммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
в области организационно-управленческой деятельности		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетноаналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
в области проектной деятельности		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

На выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Татарникову Сергею Товьевичу

Тема работы:

«Ремонт участка магистрального нефтепровода метод замены катушки в условиях Западной Сибири»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 27.04.2019г. №3033/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Магистральные нефтепроводы Западной Сибири, на примере магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» Транспортировка нефти плотностью 787,8-841,3 кг/м³. Диаметр 530 мм.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Определение решений по ремонту участка магистрального нефтепровода метод замены катушки «Игольско-Таловое Парабель». Технология выполнения работ.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Таблицы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Инженерно-геологические условия по объекту; 2) Виды дефектов по классификационным признакам; 3) Минимальное расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опор машины; 4) Техническая характеристика МН; 5) Основные физические характеристики стали; 6) Матрица SWOT; 7) Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации; 8) Рабочая группа проекта; 9) Календарный план проекта; 10) Календарный план-график проведения работ по теме; 11) Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки; 12) Потребность оборудования необходимого для ремонта композитной муфтой; 13) Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки; 14) Фонд оплаты труда работающих; 15) Статья материалы врезки катушки; 16) Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода; 17) Техничко-экономические показатели вариантов ремонта; 18) Основные элементы производственного процесса. <p>Рисунки:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Стратегическая модернизация и развитие действующей системы магистральных трубопроводов и транспортной инфраструктуры; 2) Устройство временного переезда; 3) Схема построения магнитной системы дефектоскопа с продольным намагничиванием; 4) Схема построения магнитной системы дефектоскопа с поперечным намагничиванием; 5) Точечный дефект; 6) Расчет крутизны откоса ремонтного котлована; 7) Схема обозначения ремонтного котлована; 8) Схема размещения установок вентиляторных; 9) Пример маркировки трубы; 10) Схема измерения соосности труб при врезке; 11) Разметка линии реза торцов трубопровода с применением приспособления; 12) Схема измерения длины ремонтного участка МТ; 13) Схема безогневой вырезки катушки; 14) Схема безогневой вырезки запорной арматуры; 15) Схема безогневой вырезки тройника; 16) Схема безогневой вырезки катушки;

	17) Технологическая схема выборочного ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки», трубы, узлов линейной арматуры; 18) График изменения давления при гидравлическом испытании трубы; 19) Схема гидравлического испытания трубы для «катушки»; 20) Схема строповки катушки; 21) Техничко-экономические показатели вариантов ремонта.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Наталья Валерьевна, профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень. звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н.		15.02.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Татарников Сергей Товьевич		15.02.2019 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Татарникову Сергею Товьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов		Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль « <u>Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки</u> »

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

<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p>	<p>1. <i>Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 527908 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 137856 руб.</i></p>
<p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p>	<p>2. <i>Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.</i></p>
<p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p>3. <i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30%</i></p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i></p>	<p>1. <i>Анализ конкурентных технических решений</i></p>
<p>2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i></p>	<p>2. <i>Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования</i></p>
<p>3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i></p>	<p>3. <i>Определение интегрального показателя эффективности научного исследования; расчет показателей ресурсоэффективности.</i></p>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<p>1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 2. <i>Альтернативы проведения НИ</i> 3. <i>График проведения и бюджет НИ</i> 4. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i></p>
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2019 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Наталья Валерьевна	д.и.н.		15.03.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Татарников Сергей Товьевич		15.03.2019 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Татарников Сергей Товьевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Условным рабочим местом является магистральный нефтепровод «20N20», применяемый для транспортировки нефти. Исследуемый участок расположен в пределах Томской области.</p> <p>Установка ремонтных конструкций на магистральный нефтепровод без остановки перекачки.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ul style="list-style-type: none"> - СНиП 23-05-95; - ГОСТ 12.0.003-2015; - ГОСТ 5542-2014; - Постановление Минтруда РФ от 12.05.2003 N 27; - ГОСТ Р 51164-98.; - ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ.; - ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ.; - Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума; 2. Повышенным уровнем общей вибрации; 3. Факторы с повышенным уровнем ионизирующих излучений; 4. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения.
--	---

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Также во время работ могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Факторы связанные с электрическим током; 2. Факторы физической природы (обусловленные свойствами воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться и т.п.); 3. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Воздействие объекта на литосферу; - Воздействие объекта на гидросферу; - Воздействие объекта на атмосферу; - Воздействие объекта на биосферу. <p>Разработать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Аварийный разлив нефти на поверхность земли, может произойти отрицательное воздействие на поверхность земли, воды, и атмосферный воздух. Последствия загрязнения проявляются в течение длительного времени.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<ul style="list-style-type: none"> - режимы труда и отдыха - компоновка рабочей зоны.
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2019 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			22.05.2019г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Татарников Сергей Товьевич		22.05.2019 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 143 с., 21 рисунок, 18 табл., и 39 источников.

Ключевые слова: Западная Сибирь, нефть, катушка, магистральный нефтепровод, ремонт участка, транспорт нефти, замена катушки.

Key word: Western Siberia, oil, coil, trunk oil pipeline, repair of section, oil transport, replacement of the coil.

Объектом исследования является ремонт участка магистрального нефтепровода.

Цель работы – подобрать и разработать наиболее прогрессивные решения по ремонту участка магистрального нефтепровода западной сибيري.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описаны причины и необходимости ремонта участка магистрального нефтепровода Западной Сибири на примере Замена («катушки») при рабочем давлении 4,12 МПа, параметры трубы - диаметр 530 мм, толщина стенки 8 мм.

В процессе исследования проводились расчеты по определению толщины стенки трубопровода.

В результате исследования определена толщина стенки трубопровода.

Степень внедрения: Описанные в работе методы производства работ по ремонту приняты к внедрению

Область применения: полученные результаты рекомендуется использовать при проектировании и производстве работ по ремонту участков и реконструкции магистральных нефтепроводов.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

АННОТАЦИЯ

Система магистральных нефтепроводов на современном этапе функционирования имеет очень высокую степень износа (до 70%). Данная ситуация, обусловленная недостаточным финансированием работ по капитальному ремонту нефтепроводов, ведет к росту числа серьезных отказов и аварий.

Для обеспечения на должном уровне надежности функционирования систем трубопроводного транспорта нефти необходимо решение комплекса задач, среди которых одной из основных является задача оптимизации планирования ремонта нефтепроводов.

В дипломном проекте описан процесс производства работ при ремонте участка объекта. Проведен анализ механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта, а так же приведено обоснование потребности в строительных кадрах.

Так же, определена толщина стенки трубопровода, проведена проверка обеспечения нормальной работы трубопровода.

Кроме того, в выпускной работе рассмотрены основные вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности при эксплуатации магистрального нефтепровода и проблемы охраны окружающей среды.

					<i>Аннотация</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

нефтяная промышленность: отрасль тяжелой индустрии, включающая разведку нефтяных и нефтегазовых месторождений, бурение скважин, добычу нефти и попутного газа, трубопроводный транспорт нефти.

трубопровод: наиболее эффективное средство транспортировки нефти (исключая морские перевозки танкерами).

катушка: отрезок трубы, подготавливаемый для вварки в трубопровод, длиной не менее одного диаметра, изготовленный из трубы того же диаметра, номинальной толщины стенки и аналогичного класса прочности, а также имеющий торцы, обработанные механическим способом или путем газовой резки с последующей обработкой металлорежущим инструментом (по ГОСТ Р 57512).

ремонтный котлован: Подготовленное на вскрытом участке трубопровода место производства ремонтных работ при врезке вантуза, вырезке и врезке катушки, выполнения захлеста, монтажа ремонтной конструкции.

дефект магистрального трубопровода: это несовпадение с нормой геометрических параметров трубы, качества материала трубы, сварного шва, а также несоответствие требований к действующим нормативным документам, при изготовлении самой трубы, эксплуатации или строительстве трубопровода.

вмятина: местное углубление формы и различной величины.

окалина: это окислы металла. Они располагаются на отдельных участках или по всей поверхности трубопровода.

трещина: разрыв металла в виде узкой полосы.

включение: это загрязнение, неметаллическое или металлическое, различной формы и величины.

царапины: это произвольно направленное механическое повреждение металла его поверхности.

					Термины и определения	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

сплошная коррозия: это коррозия, которая охватывает обширную площадь металла трубы его поверхности

местная коррозия: это коррозия, которая охватывает отдельные участки металла трубы его поверхности

межкристаллическая коррозия: это коррозия, которая распространяется по границам кристаллов (зерен) металла.

временные ремонтные конструкции: это восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на непродолжительный промежуток времени

постоянные ремонтные конструкции: восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на все дальнейшее время эксплуатации трубопровода

ремонт нефтепровода: это процесс восстановления его несущей способности до уровня, который имеет бездефектный нефтепровод, на все дальнейшее время его эксплуатации

ремонтная конструкция: представляет собой конструкцию, устанавливаемую на трубопровод с целью ремонта дефекта

опасный производственный фактор: это фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего при определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья

вредный производственный фактор: это фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности

чрезвычайная ситуация: это процесс возникновения в течение короткого периода времени экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности.

					Термины и определения	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

Обозначения и сокращения

БД – база данных

ГПК - газоперерабатывающий комплекс

ЕСГ – единая система газоснабжения

ЗПКТ - завод подготовки конденсата к транспорту

ЗСК - завод стабилизации конденсата

КМТ - композитно-муфтовая (неприварная) технология

МН – магистральные нефтепроводы

НГКМ - нестабильный газовый конденсат

НД – нормативные документы

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НПС – насосно-перекачивающая станция

НПС – нефтеперекачивающая станция

НТД – Нормативно-техническая документация

НХК - нефтехимический комплекс

ПСД – проектно-сметная документация

РД – Руководящий документ

СНиП – строительные нормы и правила

СПБТ - смеси пропан-бутана технической

УКПГ (установках комплексной подготовки газа)

УПТ-1 – устройство пусковое температурное

ШФЛУ - широкая фракция легких углеводородов

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	17
1.1 Нефтяная промышленность в народном хозяйстве, нефть Западной Сибири	17
1.2 География нефтедобывающей промышленности Российской Федерации Западно-Сибирская база	22
1.3 Повышение эксплуатационной надежности участка магистрального нефтепровода	26
1.4 Задачи перспективного развития отрасли. Прогнозы развития нефтяной промышленности Западной-Сибири. Развитие системы магистральных трубопроводов в пространстве инфраструктурного освоения Западной-Сибири	33
1.5 Развитие системы магистральных трубопроводов в пространстве инфраструктурного освоения западной сиббири	35
2. Общие сведения об объекте	45
2.1 Административное положение	45
2.2 Климатическая характеристика	46
2.3 Место проживания персонала, участвующего в строительстве	48
2.4 Опасные геологические процессы	49
2.5 Гидрогеологические условия	50
2.6 Особо охраняемые природные территории и объекты культурного наследия	51
2.7 Отвод земель	51
2.8 Сведения о размерах земельных участков для обеспечения размещения строительных механизмов, хранения отвала и резерва грунта	51
2.8.1 Постоянный и временный отвод земельных участков	51
2.8.2 Устройство временных переездов	52
2.8.3 Устройство временной объездной дороги	53
3. ХАРАКТЕРИСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ	55
3.1 Транспорт нефти. Магистральные нефтепроводы	55
3.2 Классификация магистральных нефтепроводов	57
3.3 Классификация повреждений магистральных нефтепроводов	58
3.4 Внутритрубная диагностика	59
4. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ВИДОВ СТРОИТЕЛЬНЫХ И МОНТАЖНЫХ РАБОТ	63
4.1 Общие положения	63
4.2 Виды ремонта трубопровода, требования к проведению ремонта	64
4.3 Земляные работы	68
4.4 Резервуар для приема и отстаивания воды	73
4.5 Опорожнение нефтепровода	73
4.6 Демонтаж участка нефтепровода	73
4.7 Врезка вантузов в нефтепровод	76

					Оглавление	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		144

4.8 Герметизация внутренней полости трубопроводов	77
4.9 Требования к трубам, (катушек) соединительным деталям и запорной арматуре, предназначенным для врезки в МТ	78
4.10 Электрохимическая защита от коррозии	86
4.11 Гидравлические испытания проектируемого трубопровода	87
4.12 Работы в зимний период	91
4.13 Порядок организации работ по вырезке (катушки)	94
4.14 Вырезка катушки с применением машин для резки труб	100
4.15 Ремонт участков нефтепровода с заменой труб или части трубы («катушки»)	102
4.16 Гидравлическое испытание трубы 1020×10 для «катушки»	105
4.17 Далее будет рассмотрен порядок демонтажа вырезаемых катушек	107
4.18 Изоляция врезанной катушки	109
4.19 Обратная засыпка котлована	110
5. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И	112
5.1 Технические характеристики магистрального нефтепровода	112
5.1.1 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета	113
5.1.2 Расчет толщины стенки трубопровода, проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации, определение минимального радиуса упругого изгиба оси трубопровода	113
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Error! Bookmark not defined.
7. Социальная ответственность	Error! Bookmark not defined.
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	117
Список использованных источников	119

ВВЕДЕНИЕ

Развитие трубопроводного транспорта нефти, нефтепродукта и газа нашей страны находится на таком этапе, когда главной задачей является достижение максимальной эффективности производства и высокого качества продукции.

В условиях современного производства от надежности функционирования таких сложных промышленно-транспортных комплексов, какими являются магистральные трубопроводы, во многом зависит не только плановое развитие многих отраслей народного хозяйства, но и их научно-технический прогресс.

В сложившихся условиях важнейшие направления деятельности организаций трубопроводного транспорта – восстановление и поддержание технического состояния трубопроводной системы, повышение технической возможной производительности трубопроводов, надежности транспорта продукта, промышленной и экологической безопасности объектов.

Для стабильного функционирования трубопроводной системы и выполнения задач по надежному снабжению нефтью потребителей необходима надежная и безопасная работа всех объектов и сооружений, входящих в комплекс «магистральный нефтепровод».

Ведущие научно-исследовательская, проектная, конструкторская и практическая производственная работы в области совершенствования техники, технологии, организации и управления капитального ремонта магистральных трубопроводов обуславливают целесообразность изучения и обобщения имеющегося опыта.

Целью данной выпускной аттестационной работы стало исследование ремонта участка магистрального нефтепровода методом замены катушки в условиях Западной Сибири.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		166

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

1.1 Нефтяная промышленность в народном хозяйстве, нефть Западной Сибири

Нефтяная промышленность - отрасль тяжелой индустрии, включающая разведку нефтяных и нефтегазовых месторождений, бурение скважин, добычу нефти и попутного газа, трубопроводный транспорт нефти.

Нефтяная промышленность сегодня - это крупный народнохозяйственный комплекс, который живет и развивается по своим закономерностям.

Что значит нефть сегодня для народного хозяйства страны?

Это:

- сырье для нефтехимии в производстве синтетического каучука, спиртов, полиэтилена, полипропилена, широкой гаммы различных пластмасс и готовых изделий из них, искусственных тканей;
- источник для выработки моторных топлив (бензина, керосина, дизельного и реактивных топлив), масел и смазок, а также котельно-печного топлива (мазут), строительных материалов (битумы, гудрон, асфальт);
- сырье для получения ряда белковых препаратов, используемых в качестве добавок в корм скоту для стимуляции его роста.

Нефть - наше национальное богатство, источник могущества страны, фундамент ее экономики.

Нефтяной комплекс России включает 148 тыс. нефтяных скважин, 8,3 тыс. км магистральных нефтепроводов, 28 нефтеперерабатывающих заводов общей мощностью более 300 млн. т/год нефти, а также большое количество других производственных объектов.

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Татарников				Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В. Г.						177	11843
Руководи- тель ООП	Брусник О. В.					ТПУ гр. 3-2Б4Д		

На предприятиях нефтяной промышленности и обслуживающих ее отраслей занято около 900 тыс. работников,

в том числе в сфере науки и научного обслуживания - около 20 тыс. человек.

За более чем 100 летнюю историю развития нефтяной промышленности России было добыто почти 13 млрд. т нефти и около 40% той добычи получено за последние 10 лет.

Россия — единственная среди крупных промышленно развитых стран мира, которая не только полностью обеспечена нефтью, но и в значительной мере экспортирует топливо. Велика ее доля в мировом балансе топливно-энергетических ресурсов, например по разведанным запасам нефти — около 10%.

Для России, как и для большинства стран-экспортеров, нефть — один из важнейших источников валютных поступлений. Удельный вес экспорта нефти и нефтепродуктов в общей валютной выручке страны составляет приблизительно 27%. Роль нефтяного комплекса России как источника бюджетных поступлений постоянно растет. На экспорт поставляются 2/5 добываемой в стране нефти и 1/3 от производимых нефтепродуктов. На долю крупных нефтяных компаний приходится около 80% добычи нефти в стране.

История открытия сибирской нефти началась задолго до того, как она стала всемирно известным символом региона. На протяжении нескольких столетий целый ряд исследователей предполагал наличие нефтяных богатств западносибирского края. Так, еще в XVIII веке сосланный в Тобольск хорватский ученый и общественный деятель Юрий Крижанич писал о выходе спутников нефти - битумных сланцев в бассейне реки Оби. Шведский капитан Страленберг, участвовавший в экспедиции Д.Г. Мессершмидта писал в изданной в 1730 году книге "Северная и восточная часть Европы и Азии" о нахождении на Иртыше горючего битуминозного материала. Выдающуюся роль в открытии нефтегазоносных богатств Западной Сибири

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

сыграл основоположник советской нефтяной геологии, академик Иван Михайлович Губкин.

В 1932 году им была выдвинута рабочая гипотеза о существовании нефтяных месторождений в районе Западно - Сибирской низменности. И.М. Губкин активно добивался развертывания здесь комплексных нефтегеологических исследований. Однако на протяжении еще двух десятилетий работы по поиску нефти в этом районе не давали ожидаемых результатов.

Поворотным событием, с которого, как правило, начинают отсчет истории Западно - Сибирской нефтегазоносной провинции, стал произошедший в 1953 году мощный выброс газа на буровой, расположенной недалеко от старинного форпоста освоения русскими Сибири - села Березово. Это событие явилось толчком для проведения крупномасштабных геологоразведочных работ на территории ряда районов Тюменского Севера. На территории Ханты-Мансийского автономного округа планомерное проведение геофизических и буровых работ началось в 1954 году. В 1958 году в Салехарде была создана комплексная геологоразведочная экспедиция, возглавляемая В.Д. Бованенко. Ее цель состояла в доказательстве прогнозов академика И.М. Губкина о нефтегазоносности ямальского края.

Важным результатом начатых геологоразведочных работ стало открытие в 1959 году вблизи села Шаим (район современного города Урая) нефтегазоносного пласта с объемом суточной добычи нефти свыше одной тонны. В последующие годы были открыты такие крупные нефтяные и газовые месторождения, как Мегионское, Усть - Балыкское, Западно - Сургутское, Пунгинское и др. В 1962 году из скважины, пробуренной в районе поселка Тазовского, был получен фонтан природного газа дебитом более миллиона кубометров в сутки. Тазовское месторождение стало первым крупным месторождением газа, открытым в Заполярье[7].

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		199

В 1963 году вышло постановление Совета Министров СССР "Об организации подготовительных работ по промышленному освоению открытых

нефтяных и газовых месторождений и о дальнейшем развитии геологоразведочных работ в Тюменской области".

Началась подготовка пробной эксплуатации разведанных запасов, а они к 1964 году насчитывали около 300 миллионов тонн нефти и 176 миллиардов кубометров газа на 8 нефтяных и 2 газовых месторождениях [Очерки истории Тюменской области, 1994]. В этом же году началось строительство первых магистральных трубопроводов: газового Игрим - Серов и нефтяных Шаим - Тюмень и Усть - Балык - Омск.

1965 год стал новой вехой в истории освоения Западно - Сибирской нефтегазоносной провинции. В этом году было открыто Самотлорское нефтяное месторождение, по разведанным запасам ставшее самым крупным в Советском Союзе, и вошедшее в десятку крупнейших в мире. В этом же году была открыта Березовская группа газовых месторождений, которые давали от 500 тысяч до 1,5 миллионов кубометров газа в сутки, а также колоссальное по своим запасам Заполярное газоконденсатное месторождение. Год спустя, было открыто крупнейшее в мире Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение. В 1967 годы были открыты Надымское и Медвежье газовые месторождения, а в 1969 году новый мировой гигант - Ямбургское газоконденсатное месторождение.

В 1972 году началось строительство крупнейшего в стране нефтепровода Самотлор - Альметьевск, длина которого составила около 1850 километров. После его завершения западносибирская нефть начала поступать в другие страны через систему нефтепроводов "Дружба". К тому времени, в связи со значительным повышением мировых цен на нефть и начавшемся в ряде стран Запада "энергетическим кризисом", Советский Союз быстро начал завоевывать роль крупной мировой "ресурсной

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

державы", а в экономике государства все большее значение начинали занимать средства, вырученные от продажи энергетических ресурсов.

Одной из наиболее актуальных и сложных задач того времени стала необходимость обустройства уникальных по своему масштабу месторождений, находящихся в труднодоступных, слабозаселенных, а порой и совсем безлюдных районах, расположенных преимущественно в зоне тайги и тундры. Данный процесс обустройства был связан не только с проблемами

заброски и монтажа тяжелой техники в экстремальные по своим климатическим условиям районы Севера, а также прокладки через них трубопроводов и других инженерных коммуникаций. Одна из наиболее острых проблем состояла в организации условий труда и жизнедеятельности значительного количества людей, вовлеченных в процесс "нового индустриального" освоения. Одним из получивших широкое внедрение вариантов решения данной проблемы стала организация работ на месторождениях вахтовым методом. Чаще всего он сводился к тому, что в места разработки месторождений доставлялись бригады специалистов из находящихся на значительном удалении крупных городов (получивших на Севере название "большой земли"). Здесь они выполняли необходимые работы в течение вахты, длившейся от нескольких недель до нескольких месяцев, проживая в минимально благоустроенных условиях, чаще всего, в специальных вагончиках-временках. Однако осуществление работ одним лишь вахтовым методом не могло полностью удовлетворить запросы развивающейся стремительными темпами административной и технологической инфраструктуры формирующегося нефтегазодобывающего комплекса. Потому с середины 1960-х годов, начался интенсивный процесс урбанизации Тюменского Севера, результатом которого стало возникновение за короткий срок специфической системы расселения, состоявшей из городов и рабочих поселков, отвечавших разнообразным задачам осуществлявшегося здесь индустриального освоения. В 1964 году были заложены поселки нефтяников в Урае и Сургуте. Спустя год они

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

получили статус городов. В 1967 году на карте Советского Союза появился город Нефтеюганск, а в 1972 - Нижневартовск и Надым, ставшие форпостами освоения ряда крупнейших нефтяных и газовых месторождений. В 1980 году был образован город Новый Уренгой, сформировавшийся на месте Уренгойского газоконденсатного месторождения и ставший опорной базой освоения ряда других перспективных месторождений, преимущественно расположенных в заполярных районах Ямала. В 1982 году подобным образом, на месте рабочего поселка, был образован город Ноябрьск [18].

В 1984 году Советский Союз вышел на первое место в мире по добыче природного газа - 587 миллиардов кубометров в год. К этому времени было закончено сооружение газопровода Уренгой – Ужгород. Во Франции состоялась церемония открытия трансконтинентального газопровода Западная Сибирь - Западная Европа протяженностью свыше 20 тысяч километров. По нему экспорт тюменского "голубого топлива" осуществлялся в Германию, Францию, Италию, Голландию, Бельгию и ряд других стран.

В 1990-х годов возник ряд крупных нефтяных компаний с участием частного капитала, осуществляющих разработку месторождений на территории Тюменского Севера, таких как: "Сургутнефтегаз", "Лукойл", "Славнефть", "Юкос", "Сибнефть", "Тюменская нефтяная компания" и др.

1.2 География нефтедобывающей промышленности Российской Федерации Западно-Сибирская база

Россия относится к немногим странам мира, имеющим возможность в течение длительного времени развивать крупномасштабную нефтяную промышленность, полностью ориентируясь на собственные природные ресурсы

Хотя из ее недр уже извлечено свыше 14 млрд. т. нефти, Россия и сегодня находится в числе крупнейших производителей и экспортеров нефти.

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

К настоящему времени в разработку вовлечено более 60% текущих запасов нефти. В разработке находится 840 месторождений, расположенных во многих регионах страны: от Калининградской области на западе до о-ва Сахалин на востоке, от о-ва Колгуев в Баренцевом море на севере до предгорий Кавказа на юге.

На территории Российской Федерации находятся три крупные нефтяные базы: Западно-Сибирская, Волго-Уральская и Тимано-Печорская.

Западно-Сибирская база, это крупнейший нефтегазоносный бассейн мира, расположенный в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев, площадью около 3,5 млн. км. Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового возраста.

Большая часть нефтяных залежей находится на глубине 2000-3000 метров. Нефть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется низким содержанием серы (до 1,1%), и парафина (менее 0,5%), содержание бензиновых фракций высокое (40- 60%), повышенное количество летучих веществ.

Сейчас на территории Западной Сибири добывается 70% российской нефти. Нефтедобыча в Западной Сибири продолжает расти. В 2007 году прирост добычи по отношению к 2006 году может составить 4,4%. По Западной Сибири увеличение добычи будет порядка 3,8%.

По уже имеющимся расчетам, нефтедобыча в стране в 2006 году составила 470 млн. тонн.

Около 60% нынешнего объема нефтедобычи по-прежнему обеспечивает Югра. В 2006 году Ханты-Мансийский округ дал черного золота на уровне 275,3 млн. тонн.

В Западной Сибири находятся несколько десятков крупных месторождений. Среди них такие известные, как Самотлор, Мегион, Усть-Балык, Шаим, Стрежевой.

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Большая часть из них расположена в Тюменской области - своеобразном ядре района. В республиканском разделении труда она выделяется как главная база России по снабжению ее народнохозяйственного комплекса нефтью и природным газом. Область обеспечивает 70,8 процента российской добычи нефти, а общие запасы нефти и газа составляют (вместе - около 70% объемов добычи области) площади геологических запасов СНГ. Анализируя данную информацию, нельзя не сделать следующий вывод: нефтедобывающей промышленности Российской Федерации свойственна чрезвычайно высокая концентрация в ведущем районе.

Теперь следует коснуться структур, занимающихся нефтедобычей в Тюмени. На сегодняшний день почти 80 процентов добычи в области обеспечивается пятью управлениями (в порядке убывания веса - Юганскнефтегаз, Сургутнефтегаз, Нижневартовскнефтегаз, Ноябрьскнефтегаз, Когалымнефтегаз).

Однако в недалеком времени абсолютные объемы добычи сократятся в Нижневартовске на 60%, в Юганске на 44%, что выведет первое за пределы ведущей пятерки управлений. Тогда (по объемам добычи) первая пятерка будет включать (в порядке убывания) Сургут, Когалым, Юганск, Ноябрьск и Лангепас. Статус также определяется объемами ресурсов, используемых для обеспечения добычи. Частично показателем общей динамики может служить доля различных управлений в общем объеме ввода новых скважин [27].

По этому показателю к октябрю 2006 года на первом месте находится СургутНГ, затем идут НоябрьскНГ, КогалымНГ, ЮганскНГ и КрасноленинскНГ. Однако в ближайшие 2-3 года из первой пятерки исчезает ЮганскНГ (появляется НижневартовскНГ). Показатель ввода новых скважин на освоенных полях необходимо рассматривать в сочетании с показателем ввода в разработку новых месторождений. По этому критерию пятерка лидирующих управлений (около 65 вводимых до 2000 года месторождений, включает НоябрьскНГ, ПурНГ, СургутНГ, ТюменьНГ и ЮганскНГ. Причем именно эти управления лидируют как по доле

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

месторождений, так и по доле включаемых в разработку извлекаемых запасов нефти (в порядке убывания доли - ТюменьНГ, НоябрьскНГ, ПугНГ и СургутНГ).

Новым фактором упорядочивания является доля иностранного капитала, привлекаемого в первую очередь для разработки новых месторождений.

В зоне действия НоябрьскНГ таких месторождений находится около 70, ПурНГ и ЮганскНГ около 20.

Таким образом, сегодня в добывающей промышленности основного нефтяного района России мы наблюдаем сложную систему взаимодействия практически независимых управлений, несогласованно определяющих свою политику. Среди них нет признанного лидера, хотя можно предполагать сохранение ведущих позиций за Сургут, НоябрьскНГ и Юганск, не существует и настоящей конкурентной борьбы. Такая разобщенность создает немало проблем, но интеграция откладывается на неопределенную перспективу из-за большой динамичности отрасли: снижение статуса ПурНГ,

КогальимНГ и ТюменьНГ вкупе с одновременным уменьшением влияния Нижневартовскнефтегаза способно уже сейчас дисбалансировать сложившуюся структуру отношений [18].

Без сомнения, эти выводы, сделанные на основе взаимоотношений в ведущем районе, можно распространить и на всю систему нефтедобычи в целом, что даст определенное объяснение сложной ситуации в данной отрасли. Для нефтяной промышленности Тюмени характерно снижение объемов добычи. Достигнув максимума в 1988 году 415.1 млн. тонн, к 1990 году нефтедобыча снизилась до 358,4 млн. тонн, то есть на 13.7 процента.

Переработка попутного нефтяного газа Тюмени осуществляется на Сургутских, Нижневартовских, Белозерном, Локосовском и Южно-Балыкском газоперерабатывающих заводах. На них, однако, используется лишь около 60% добываемого с нефтью ценнейшего нефтехимического сырья. остальное количество сжигается в факелах, что объясняется

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

отставанием ввода мощностей газоперерабатывающих заводов, недостаточными темпами строительства газокompрессорных станций и газосборных сетей на нефтепромыслах.

Следовательно, выделяется еще одна проблема - разбалансированность внутреотраслевой структуры нефтяной промышленности.

1.3 Повышение эксплуатационной надежности участка магистрального нефтепровода

В последние годы в связи с длительным сроком службы ряда магистральных нефтепроводов, функционированием их в напряженном эксплуатационном режиме из-за роста объемов перекачки нефти, а также сооружением в сложных инженерно-геологических условиях новых мощных МН, работающих при повышенном давлении, обострились проблемы обеспечения надежности и безопасной работы МН, защиты окружающей среды. В этой связи наметились новые направления в решении проблемы обеспечения надежности МН, появилась необходимость в их анализе, обобщении и развитии.

Анализ показал, что наиболее перспективным направлением решения проблемы представляется создание организационно-технологической системы обеспечения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов, охватывающей все этапы жизненного цикла объектов: предпроектную стадию, проектирование, строительство, эксплуатацию.

Безотказная работа трубопроводов в значительной степени определяется уровнем заданных проектом технических решений, качеством материалов, изделий и технологического оборудования, используемых при строительстве. Проведенный анализ свидетельствует о необходимости совершенствования методологии применения типового проектирования, организации проектных работ и разработки унифицированных требований к материалам, изделиям и оборудованию [31].

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Особое место отводится экологической безопасности нефтепроводов и составляющих их объектов, поскольку перекачиваемые продукты вредны для окружающей среды, химически агрессивны и огнеопасны. Следовательно, важным условием, при котором нефтепровод в целом и отдельные его технологические объекты могут считаться исправными, является обеспечение экологической безопасности. Современные высокие требования к экологической безопасности определяют необходимость поиска новых решений.

Магистральные нефтепроводы являются сложными техническими сооружениями, состоящими из множества деталей, изделий, оборудования и систем. Поддержание надежности МН при эксплуатации на требуемом уровне приводит к повышению затрат. С целью снижения этих затрат важными являются на стадии проектирования определение соответствия показателей надежности МН установленным требованиям и выявление факторов, вносящих наибольший вклад в количественные показатели надежности объектов МН.

В решении проблемы обеспечения надежности МН особое место занимают диагностика и оценка технического состояния. Увеличение сроков эксплуатации МН требует дальнейшего совершенствования выполнения указанных работ на основе использования современных методов и средств [18].

В настоящее время основными факторами, влияющими на надежность эксплуатации магистральных трубопроводов, являются возникновение и развитие повреждений, рост числа дефектов в процессе эксплуатации. Проведенный анализ показал, что многие из используемых в настоящее время нормативно-методических документов по расчету трубопроводов на прочность имеют ограниченную область применения. В частности, СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» регламентируют расчет трубопроводов на прочность и устойчивость при рабочих давлениях только до 10,0 МПа; не рассматривают сейсмические

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

воздействия свыше 10 баллов; не регламентируют прокладку при наличии многолетнемерзлых грунтов, карстов, на просадочных и слабонесущих грунтах. Требуется также разработка новых методов расчета на прочность и долговечность труб с различными дефектами.

Необходимость совершенствования методов и средств системного обеспечения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов требует постоянного развития методологии формирования отраслевого информационного фонда. Поэтому необходимо рассмотрение вопросов разработки и создания баз данных (БД) нормативных документов (НД).

На основе проведенного всестороннего анализа разработана структура организационно-технологической системы обеспечения надежности МН, которая включает анализ надежности действующих МН, обеспечение показателей надежности на стадии проектирования, техническое диагностирование и оценку технического состояния объектов МН, расчет на прочность и долговечность труб с учетом фактической дефектности и формирование отраслевого информационного фонда.

Надежность и безопасность магистральных нефтепроводов, в первую очередь, зависят от качества проектирования. Качество проектирования, в свою очередь, зависит от многих факторов. В диссертационной работе изложены наиболее важные из них: требования к типовому проектированию, метод организации проектных работ при создании магистральных нефтепроводов нового поколения, включая экспертизу проектно-сметной документации (ПСД), унифицированные требования к материальным ресурсам как элементам магистрального нефтепровода, меры по обеспечению прочности трубопроводов и экологической безопасности МН.

Применение типового проектирования в строительстве вообще и при строительстве магистральных трубопроводов в частности является хорошо известным и апробированным способом организации проектных работ. Как правило, целью применения типового проектирования являлись сокращение трудозатрат на выполнение проектных работ и обеспечение унификации проектов за счет применения ранее хорошо отработанных на практике конструктивных и технологических решений.

Создание нефтепроводов нового поколения потребовало разработки новых уникальных технических решений:

- применение для линейной части нефтепроводов труб классов прочности К60-К70 с толщиной стенок до 29 мм;
- применение труб с повышенной трещиностойкостью для линейной части нефтепроводов и обвязок насосно-перекачивающих станций (НПС), расположенных в зонах с сейсмической активностью более 8 баллов;
- применение регулируемого привода магистральных насосных агрегатов;
- исключение резервуарных парков на промежуточных насосно-перекачивающих станциях за счет работы нефтепроводов по схеме «из насоса в насос»;
- автоматизированное управление нефтепроводом как единым технологическим объектом;
- применение предупреждающих, защитных и локализирующих технических решений, снижающих потенциальные воздействия нефтепровода на окружающую среду;
- применение специальных схем прокладки нефтепроводов на участках со сложными инженерно-геологическими условиями.

В связи с высокой стоимостью объектов нового класса инвесторами с целью сокращения сроков окупаемости финансовых вложений

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

предъявляются очень жесткие требования к срокам проектирования и строительства нефтепроводов. Вместе с тем применение ранее отработанных типовых проектных решений в связи с уникальностью объектов нового класса не представляется возможным [21].

Разработанная организационная схема проектирования магистральных нефтепроводов нового класса включает ряд последовательно реализуемых стадий:

1. Разработка типового проектного решения.
2. Разработка типового технического решения.
3. Разработка типового проекта.
4. Привязка типового проекта к конкретному участку нефтепровода.
5. Экспертиза раздела проекта на соответствие типовому проекту.

С методологической точки зрения типовое проектное решение представляет собой техническое задание на разработку типового проекта. Типовое техническое решение определяет нормативно-техническую базу и задает технический уровень типового проекта.

Типовой проект, выполненный в соответствии с типовым проектным решением и на основе типовых технических решений, является стандартом предприятия генподрядной проектной организации, обязательным для применения (привязки) всеми субподрядными проектными организациями при разработке ими проектно-сметной документации конкретного магистрального нефтепровода нового класса.

Экспертиза разработанной проектной организацией проектно-сметной документации на соответствие типовому проекту является важнейшим этапом процесса выпуска и передачи ПСД «в производство работ». Экспертизу ПСД проводит генеральная проектная организация после завершения разработки разделов ПСД субподрядными проектными организациями. Экспертиза проводится в два этапа

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Первый этап – методологическая экспертиза.

Второй этап – техническая экспертиза.

Методологическая экспертиза проводится в целях:

- обеспечения унификации составов проектной документации;
- обеспечения единого методологического подхода к оформлению спецификаций оборудования и материалов, рабочих чертежей, пояснительных записок;
- обеспечения единого методологического подхода к расчету стоимости строительно-монтажных работ и порядку разработки локальных, объектных смет, формирования сводного сметно-финансового расчета;
- учета, систематизации, анализа замечаний к ПСД, разработки корректирующих и предупреждающих действий;
- обеспечения соответствия содержания и оформления проектной документации требованиям федеральных нормативных документов, дополнительным требованиям и регламентам Заказчика.

Техническая экспертиза проводится в целях обеспечения соответствия проектной документации:

- типовому проекту, утвержденному Заказчиком;
- общим и специальным техническим требованиям, принятым Заказчиком;
- обоснованиям отступлений проектных решений от типовых проектов и технических требований Заказчика.

В ходе проведения технической экспертизы выделяются несколько групп показателей, по которым оценивается соответствие или обоснование отступлений от типовых решений:

- конструктивные параметры;
- показатели, характеризующие физико-механические свойства;

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- показатели, характеризующие качество изготовления комплектующих изделий;
- эксплуатационные параметры.

На основе анализа и обобщения многолетнего опыта проектирования, сооружения и эксплуатации магистральных нефтепроводов, изучения причин аварий и повреждений была составлена структура технических требований. Были установлены количественные значения параметров технических требований, влияющих на показатели надежности, для материальных ресурсов, включая трубы, насосы, соединительные детали, трубопроводную арматуру, антикоррозионные покрытия и т.п.

Так, для труб, предназначенных для линейной части магистральных нефтепроводов, в целях типизации технических требований, определяющих показатели безотказности и долговечности, выделены три группы качества:

- трубы обычного исполнения;
- трубы в хладостойком исполнении;
- трубы повышенной эксплуатационной надежности.

В качестве основных показателей, влияющих на безотказность и долговечность труб для магистральных нефтепроводов в условиях их циклического нагружения, по итогам проведенных испытаний определены эквивалент углерода СЭ, параметр стойкости против растрескивания R_{ст}, металлургическое качество металла труб, оцениваемое по показателям загрязненности неметаллическими включениями, структурной зернистости и полосчатости структуры металла [29].

1.4 Задачи перспективного развития отрасли. Прогнозы развития нефтяной промышленности Западной-Сибири. Развитие системы магистральных трубопроводов в пространстве инфраструктурного освоения Западной-Сибири.

Выход из сложившегося кризисного положения в нефтяной промышленности Правительство Российской Федерации и Минтопэнерго связывают не с дополнительными государственными инвестициями, а с последовательным развитием рыночных отношений. Предприятия отрасли должны самостоятельно зарабатывать необходимые для их отрасли средства, а Правительство - создавать им для этого необходимые экономические условия.

В указанном направлении уже предприняты крупные меры. Задания по поставкам нефти для государственных нужд сокращены до 20% ее добычи, остальные 80% предприятия имеют право реализовать самостоятельно. Ограничивается лишь вывоз ее из России, чтобы не оставить российский рынок без нефтепродуктов в условиях существующего несоответствия внутренних и мировых цен на нефть.

Практически снят контроль за уровнем внутренних цен на нефть.

Государство регулирует лишь предельно допустимый уровень рентабельности в цене.

Важное значение для повышения эффективности функционирования нефтяного комплекса России имеет проводимая в настоящее время работа по его акционированию и приватизации. В процессе акционирования принципиальные изменения происходят в организационных формах. Государственные предприятия по добыче и транспорту нефти, ее переработке и нефтепродуктообеспечению преобразуются в акционерные общества открытого типа.

При этом 38% акций указанных обществ остается в государственной собственности. Для коммерческого управления пакетами акций, находящихся в государственной собственности, образовано специальное Государственное предприятие "Роснефть", которому передаются пакеты

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

государственных акций около 240 акционерных обществ, в том числе по добыче нефти и газа - 26, по нефтепереработке - 22, по нефтепродуктовому обеспечению - 59, а также по производству масел и смазок, переработке газа, бурению скважин, геофизике, машиностроению, науке и другим видам обслуживающих производств. В состав "Роснефти" вошли также различные ассоциации, банки, биржи и другие организации [30].

Для управления акционерными обществами по транспорту нефти и нефтепродуктов созданы акционерные компании "Транснефть" и "Транснефтепродукт", которым передается 51% акций акционерных обществ. В связи с особенностями функционирования предприятий по транспорту нефти и нефтепродуктов их приватизация в настоящее время запрещена.

Перспективы развития нефтяной промышленности России на предстоящий период в определяющей мере зависят от состояния ее сырьевой базы. Россия обладает крупными неразведанными ресурсами нефти, объем которых кратно превышает разведанные запасы. Результаты анализа качественной структуры неразведанных ресурсов нефти в России свидетельствует об их неидентичности разведанным запасам. Ожидается, что открытие новых крупных месторождений возможно главным образом в регионах с низкой разведанностью - на шельфах северных и восточных морей, в Восточной Сибири. Не исключена вероятность открытия подобных месторождений в Западной Сибири. В этом регионе прогнозируется открытие еще нескольких тысяч нефтяных месторождений.

Внедрение новых методов и технологий повышения нефтеотдачи пластов сдерживается высокими капитальными вложениями и удельными эксплуатационными затратами на их применение по сравнению с традиционными способами добычи нефти.

В связи с этим Минтопэнерго РФ разрабатываются предложения о принятии в законодательном порядке ряда мер, направленных на экономическое стимулирование применения новых эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов. Эти меры позволят улучшить

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию новых технологий и технических средств, активнее развивать материально-техническую базу институтов, занимающихся разработкой новых методов, а главное - более динамично наращивать добычу нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Сотрудничество с иностранными фирмами в области нефтегазодобывающей отрасли приобретает все большие масштабы. Это вызывается как необходимостью привлечения в создавшихся экономических условиях иностранного капитала, так и стремлением использования применяемых в мировой практике наиболее прогрессивных технологий и техники разработки нефтегазовых месторождений, которые не получили должного развития в отечественной промышленности.

1.5 Развитие системы магистральных трубопроводов в пространстве инфраструктурного освоения западной сибери

Сегодня рынок углеводородного сырья не только играет важнейшую роль в экономике России, но и определяет основные принципы мировой политики. Геополитическое положение России обуславливает ее особую, ключевую роль в обеспечении евроазиатских связей. Нельзя забывать и о стратегических интересах, связанных с увеличением национального экспортного потенциала.

В условиях переориентации экономики с импорта на экспорт и выхода России на новые азиатские рынки отставание в решении вопросов диверсификации инфраструктуры всех видов транспорта, обеспечивающих внешнеторговую деятельность, может ограничивать реализацию потенциала внешней торговли России.

Из-за роста международных грузовых и пассажирских перевозок усиливается зависимость внешнеторгового оборота страны от мирового рынка транспортно-экспедиционных услуг. Чрезвычайно актуальной становится разработка нового подхода к внешней функции транспорта. Формирование сети международных транспортных коридоров составляет основу интеграции национальных транспортных систем в мировую систему.

Необходимо добиться усиления роли России в формировании международной транспортной политики и превращения экспорта транспортных услуг в один из крупнейших источников доходов страны.

Зачастую именно энергоносители дают толчок к развитию регионов и направлений бизнеса. Один из важнейших стратегических нефтегазоносных макрорегионов России – Западная Сибирь. Промышленное и инфраструктурное освоение месторождений, находящихся на этой территории и на прилегающих арктических акваториях, имеет принципиальное значение для обеспечения экспорта нефти, нефтепродуктов, угля и газа. Модернизация и развитие действующей системы магистральных трубопроводов и транспортной инфраструктуры – стратегически важные задачи. Традиционно история формирования трубопроводной системы связана с развитием отраслей топливно-энергетического комплекса. Однако структура транспортного комплекса Западной Сибири, развитие системы магистральных трубопроводов в макрорегионе имеют свои особенности и ограничения. Это вызвано и внешними, и внутренними диспропорциями. Доля трубопроводов в транспортной системе макрорегиона значительна, что объясняется большим экспортным потенциалом нефте- и газодобывающей отрасли. Рассмотрим современное состояние и перспективы развития трубопроводного транспорта Западной Сибири, определим его специфику.

Современная система магистрального транспорта углеводородов из Западной Сибири представляет собой совокупность подсистем: магистральных газопроводов, магистральных нефтепроводов и формирующуюся сеть продуктопроводов. Система магистральных газопроводов Западной Сибири начала развиваться с 1967 г. после ввода в эксплуатацию первого магистрального газопровода Игрим – Серов, предназначенного для подачи газа из Пунгинского и Игримского месторождений [24].

Надежная сырьевая база, включающая месторождения Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др., обеспечила темпы развития Западной Сибири как экспортера природного газа. В настоящее время система

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

газотранспортных магистралей макрорегиона входит в число основных звеньев Единой системы газоснабжения (ЕСГ). Сеть магистральных газопроводов обеспечивает поставку газа с северных территорий промышленным центрам Урала, европейской части страны и на экспорт, в страны ближнего и дальнего зарубежья. Особенность газотранспортных магистралей Западной Сибири – объединение в одном технологическом коридоре газопроводов с тем или иным рабочим давлением. Связано это с оснащением магистралей газоперекачивающими агрегатами российского и импортного производства, имеющими разные значения рабочего давления. Газопроводы, введенные до 1974 г., оснащались отечественными компрессорными агрегатами с рабочим давлением 5,48 МПа.

Поскольку транспорт требовал все более значительных объемов газа, с 1974 г. магистральные газопроводы стали оснащать компрессорами зарубежного производства с рабочим давлением 7,45 МПа. Позже отечественная промышленность освоила выпуск компрессорных агрегатов нового поколения, полностью вытеснив поставки из-за рубежа. Сейчас многие газопроводы Западной Сибири, введенные в эксплуатацию в прошлые годы, требуют ремонта. Формирование ЕСГ как единого комплекса происходило в 70–90-е годы XX века, и сейчас потребность в ремонтных работах во многом превышает возможности производственных подразделений, а объемы восстановительных работ сопоставимы с объемами работ по строительству новых газопроводов. Более 90 % всех магистральных газопроводов Западной Сибири составляют газопроводы старше 20 лет.

Требования бесперебойной работы газотранспортных магистралей обуславливают высокие требования к их надежности. Ремонтные производственные подразделения компании ОАО «Газпром» ежегодно предпринимают меры по продлению срока работы трубопроводов и компрессорного оборудования. Проблема обеспечения надежности комплексная и включает ремонтные и диагностические мероприятия.

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а также замену наиболее изношенных участков трубопроводов. Чтобы продлить эксплуатацию на максимально возможный срок, режим работы каждого трубопровода устанавливается с учетом его состояния в режиме реального времени. Так, при проектной пропускной способности газопроводов Западной Сибири 760 млрд м³ в год транспортировку природного газа обеспечивают магистральные газопроводы пропускной способностью (по состоянию на 2014 г.) 654 млрд м³.

Развитие газотранспортных магистралей Западной Сибири обусловлено потребностями страны в природном газе, разработкой и вводом в эксплуатацию новых газовых месторождений северных территорий, побережья и шельфа Арктической зоны России. С сокращением объемов перекачки газа по территориям стран-транзитеров, в первую очередь Украины и

Белоруссии, связывается развитие экспортного направления магистральных трубопроводов макрорегиона территории Западной Сибири до 2035 г. предполагается построить ряд новых газопроводов. Для обеспечения экспортных поставок газа с п-ва Ямал предусмотрено строительство системы магистральных газопроводов Бованенково – Ухта – Торжок. В соответствии с «Программой комплексного освоения месторождений п-ва Ямал и прилегающих акваторий» планируется освоение Бованенковской группы месторождений. Суммарная ежегодная добыча газа в Бованенковской промышленной зоне, включающей базовые месторождения: Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское, может составить до 220 млрд м³. Для транспортировки газа необходимо построить пять-шесть ниток трубопровода. Общая протяженность новых газопроводов для транспортировки ямальского газа составит более 2500 км. Кроме того, предполагается строительство газопроводов от месторождений Обской и Тазовской губ, Харампурского и Новопортовского месторождений, а также сети газопроводов на территории Гыданского п-ва. Общая проектная пропускная способность тех газопроводов, которые предполагается построить, составит порядка 500 млрд м³ в год. При этом объем болем 300

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

млрд м³ в год будет обеспечивать газотранспортная система Бованенково – Ухта – Торжок,

включающая в себя 27 современных компрессорных станций суммарной мощностью 8600–11600 МВт. Общая протяженность линейной части магистральных газопроводов составит 12–15 тыс. км. Очередность ввода газопроводов будет синхронизирована с развитием объемов добычи газа на месторождениях макрорегиона. Так, в период после 2020 г. предусмотрено освоение месторождений шельфа Западной Сибири: Ленинградского и Русановского, расположенных в непосредственной близости от береговой линии п-ва Ямал. Территориальная близость к Бованенковской промышленной зоне позволит организовать промысловую подготовку газа и газового конденсата на сооружениях УКПГ (установках комплексной подготовки газа) Харасавэйского месторождения.

В долгосрочной перспективе ожидается начало работ по геологоразведке и освоению Восточно-Приновозе мельских лицензионных участков в Карском море. Учитывая природно-климатические условия и ледовую обстановку Карского моря, следует отметить, что проекты освоения шельфовых месторождений сопряжены с большими трудностями и потребуют решения множества дополнительных вопросов по созданию производственной и транспортной инфраструктуры.

Принципиально иной диверсифицированный маршрут представлен в проекте транспортировки российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), прежде всего в Китай.

Проект «Алтай» включает экспортные поставки газа, выход на новые перспективные рынки. Сегодня в рамках реализации проекта проведены предметные технико-экономические исследования маршрутов поставок, завершена стадия обоснования инвестиций. Согласно достигнутым договоренностям, объем поставки на полное развитие составит 30 млрд м³ в год. Предусматривается создание новой трубопроводной транспортной системы в имеющемся транспортном коридоре из Западной Сибири до Новосибирска с продолжением до российско-китайской границы. Помимо

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

экспортных поставок проект обеспечит газификацию Новосибирской и Томской областей, Алтайского края и республики Алтай, Ямало-Ненецкого автономного округа

(ЯНАО) и Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО). Реализация проекта окажет существенное влияние на экономическое развитие указанных территорий и будет способствовать повышению их инвестиционной привлекательности. Магистральные нефтепроводы Западной Сибири начали вводиться в эксплуатацию одновременно с освоением нефтяных месторождений Среднего Приобья. Первый нефтепровод Шаим – Тюмень был введен в эксплуатацию в декабре 1965 г. Он обеспечивал транспорт нефти от месторождений Шаимской группы на Омский нефтеперерабатывающий завод, далее от Тюмени нефть транспортировалась по железной дороге. После освоения месторождений ХМАО, ЯНАО и Томской области была сформирована сеть магистральных нефтепроводов Западной Сибири, интегрированная в магистральные нефтепроводы нефтедобывающих районов европейской части России. Сейчас на территории Западной Сибири функционируют 16 магистральных нефтепроводов, в том числе Пурпе – Саяногорск. Общая проектная пропускная способность нефтепроводов составляет 742,5 млн т в год, фактическая – 388 млн т в год. Столь значительная разница между проектной и фактической пропускной способностью (фактическая почти вдвое меньше) объясняется значительным износом линейного и насосного оборудования нефтепроводов, а также снижением добычи нефти на месторождениях. Структурная диаграмма магистральных нефтепроводов Западной Сибири по продолжительности их эксплуатации во многом сходна с возрастной диаграммой газопроводов.

Следует упомянуть, что в Западной Сибири магистральные нефтепроводы распространены неравномерно. Севернее нефтеперекачивающей станции (НПС) «Пурпе» магистральных трубопроводов нефти нет. До недавнего времени единственный нефтепровод Ванкор – Пурпе диаметром 820 мм связывал месторождения Ванкорской

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

группы, расположенные на севере Красноярского края, с магистральным нефтепроводом «Транснефти». Ограничения в инфраструктурном развитии во многом повлияли на нежелание нефтяных компаний выходить на освоение месторождений в северной части

ЯНАО. Существующие магистральные нефтепроводы макрорегиона обеспечивают подачу сырья на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) РФ, экспортную транспортировку нефти потребителям ближнего и дальнего зарубежья. С началом разведочного бурения на севере ЯНАО и в Красноярском крае Правительство РФ приняло решение о строительстве магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе – Самотлор, который станет третьим трубопроводом в мире, работающим в условиях полярной тундры. Строительство новой трубопроводной системы необходимо для того, чтобы нефть из северных регионов направлялась не только на Запад, но и на Восток. Согласно проекту, ввод трубопровода запланирован в 2016 г. и связан с началом промышленного освоения месторождений для обеспечения загрузки производственных мощностей по перекачке нефти. Пропускная способность нефтепровода может достигать 45 млн т в год. Помимо этих перспективных проектов предполагается строительство межпромысловых трубопроводов: от Новопортовского месторождения, расположенного на юге п-ва Ямал, до наливного танкерного терминала «Мыс Каменный» и от Ярудейского месторождения до НПС «Пурпе». От «Мыса Каменного» нефть будет вывозиться танкерами ледового класса по Северному морскому пути на нефтяные рынки Западной Европы [32].

Компания ОАО «Газпром» располагает сетью трубопроводов по перекачке нестабильного газового конденсата. От Ямбургского и Уренгойского нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) нестабильный газовый конденсат транспортируется по двухниточному трубопроводу на Уренгойский завод подготовки конденсата к транспорту (ЗПКТ), далее дезтанизированный нестабильный газовый конденсат поступает на Сургутский завод стабилизации конденсата (ЗСК).

					Общие сведения о нефтяной промышленности Западной Сибири	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Окончательное формирование газоконденсатного кластера завершится с вводом Новоуренгойского газохимического комплекса.

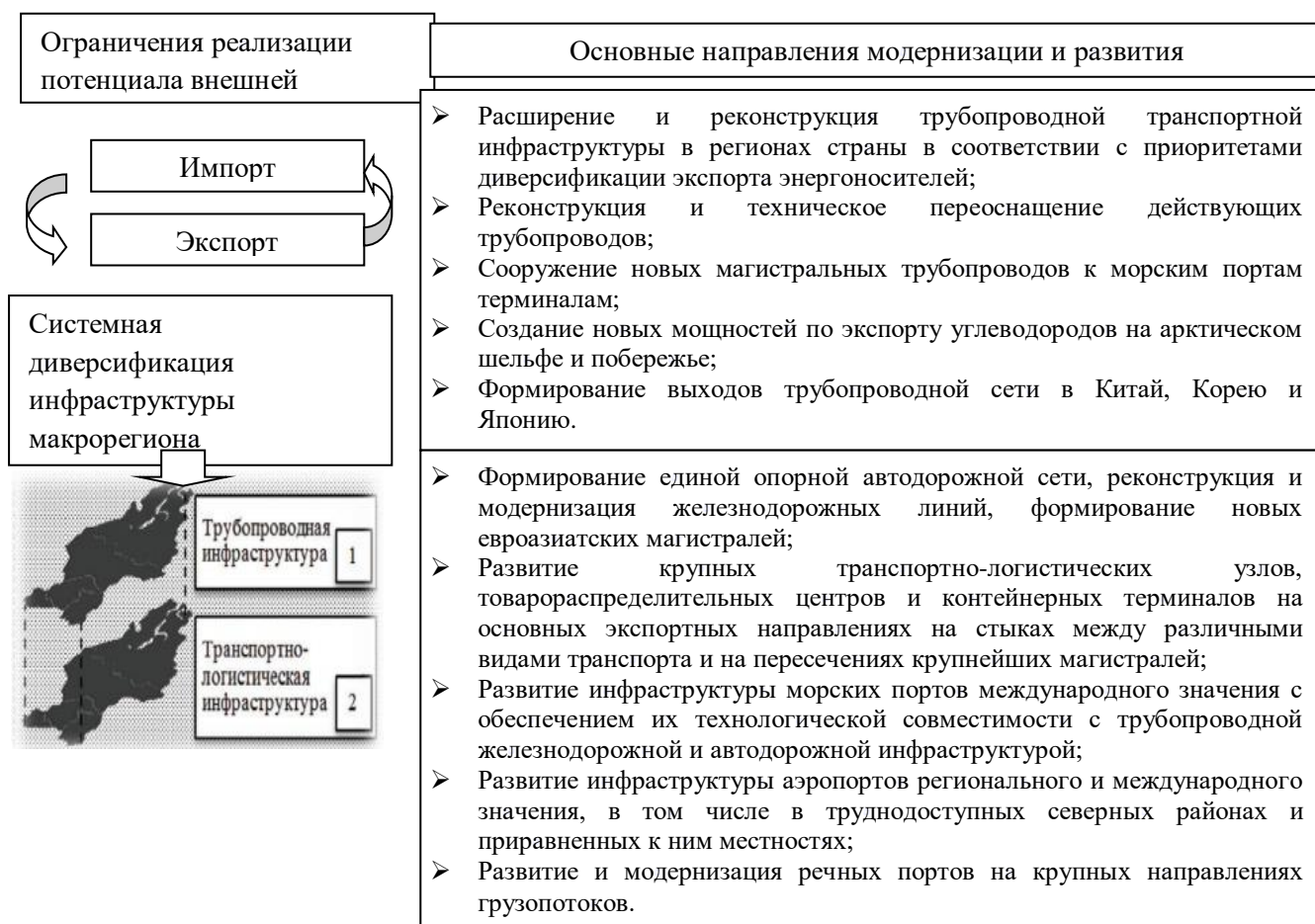
Итак, магистральный транспорт газа и нефти, в отличие от транспорта конденсата, в границах Западной Сибири имеет четкие централизованные структуры, способные обеспечить транспортировку углеводородов от мест добычи к потребителям внутреннего рынка России и для экспортных поставок. Основные технические проблемы – износ системы магистрального транспорта газа и нефти, неразвитость магистрального транспорта нефти, отсутствие единой системы транспорта газового конденсата.

Все приведенные проекты создания комплексной трубопроводной транспортной системы в Западной Сибири имеют общую основу – ресурсную базу северных территорий макрорегиона, обеспечивающую работу газо- и нефтепроводов на краткосрочную и долгосрочную перспективы.

Мощная ресурсная база, последовательное формирование крупных центров газо- и нефтедобычи, создание необходимых транспортных коридоров – все это позволит организовать в макрорегионе новый центр экспортных поставок, ориентированный как на Европу, так и на АТР.

Серьезное препятствие состоит в том, что на севере Западной Сибири низко развита транспортная инфраструктура, и масштабное промышленное освоение макрорегиона невозможно без развития железнодорожного, автомобильного и воздушного сообщения. Сегодня доставка значительных объемов грузов на Ямал осуществляется морским транспортом в период летней навигации через порт Харасавэй. Поэтому интеграция экономики РФ в мировую экономику и диверсификация внешней торговли должны сопровождаться адекватной модернизацией транспортной инфраструктуры, реализацией транзитного потенциала страны. созданием транспортных коридоров, повышением конкурентоспособности национальных перевозчиков и развитием экспорта транспортных услуг. В ходе создания современной транспортной системы Западной Сибири, включая ее северные территории, предлагается увязать развитие системы магистральных

трубопроводов с развитием транспортно-логистической инфраструктуры: морских портов, железнодорожного, автомобильного и воздушного транспорта (рис. 1).



Формирование сети международных транспортных коридоров

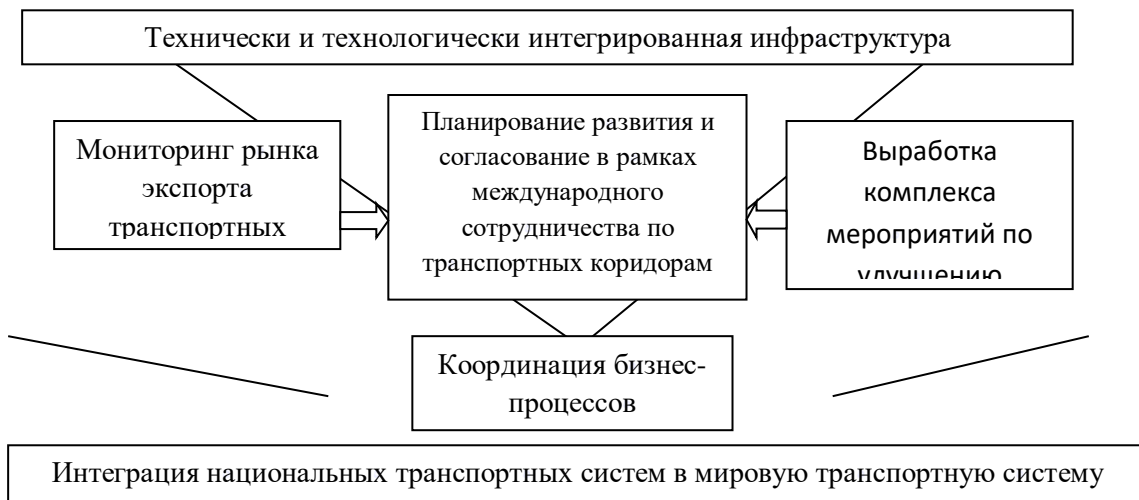


Рис. 1. Стратегическая модернизация и развитие действующей системы

магистральных трубопроводов и транспортной инфраструктуры

Стратегическая задача интеграции национальных транспортных систем с международными может быть эффективно решена только при создании на базе технически и технологически интегрированной инфраструктуры конкурентоспособных транспортных коридоров.

Полномасштабной реконструкции действующей транспортной системы будет способствовать реализация основных направлений модернизации и развития систем магистральных трубопроводов и транспортной инфраструктуры. Строительство новых газо-, нефте- и продуктопроводов согласно приоритетам диверсификации экспорта энергоносителей, реконструкция и увеличение производительности действующей системы магистральных трубопроводов позволят обеспечить поставку углеводородного сырья на новые перспективные рынки сбыта в Западной Европе, на Дальнем Востоке и странах АТР, а также в Северной Америке. При реализации намеченных целей Россия преодолет сдерживающий инфраструктурный фактор в вопросах экспортно-импортного сотрудничества.

Однако неразвитость транспортной и производственной инфраструктуры в северных районах Западной Сибири – важнейший фактор,

ограничивающий возможности реализации многих проектов. Развитие транспортной системы существенно изменит доступность макрорегиона, а создание новых транспортно-логистических коридоров будет способствовать

ограничивающий возможности реализации многих проектов. Развитие транспортной системы существенно изменит доступность макрорегиона, а создание новых транспортно-логистических коридоров будет способствовать				Общие сведения об объекте		
Изм.	Транспортной системы	Сельмев	Дата	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Татарнико	Креп	В. Г.	44	44	11843
Руковод.	Креп В. Г.	транспортно-логистических коридоров		Основная часть		
Руководи-Тель ООП	Брусник О. В.			ТПУ гр. 3-254Д		

повышению инвестиционной привлекательности территории, что необходимо в условиях развития международного сотрудничества и производственной кооперации.

2. Общие сведения об объекте

2.1 Административное положение

В административном отношении участок производства работ находится на территории Парабельского района Томской области.

Участок производства работ на 229 км МН «Игольско-Таловое-Парабель» расположен в 169 км на юго-запад от НПС «Парабель», в 71 км на северо-запад от нас.п. Кедровый.

Участок производства работ расположен в малообжитой местности с

неразвитой сетью дорог. Подъезд к объекту в летнее время затруднен, в том числе и на транспорте повышенной проходимости.

Проезд к участку возможен от железнодорожной станции «Томск-2» г.Томск, БПТО и КО ОАО «Центрсибнефтепровод» г.Томск в северо-западном направлении до НПС «Парабель» на протяжении 420 км по дороге с асфальтовым и щебеночным покрытием, далее в юго-западном направлении на транспорте повышенной проходимости в зимнее время по зимнику НПС «Парабель» - НПС «Лугинецкое» и вдольтрассовому проезду, 169 км до участка работ.

Технологически участок обслуживает ЛАЭС «Лугинецкое» РНУ «Парабель».

Пересечение МН «И-Т-П» с а/д «Лугинецкое-Моисеевка» расположено на 3,85 км данной автодороги. Площадка под временный жилой городок строителей расположена на 8,6 км а/д «Лугинецкое-Моисеевка» на расстоянии 4,75км от места производства работ.

Коридор существующего нефтепровода занят преимущественно луговой растительностью.

2.2 Климатическая характеристика

В соответствии со СНиП 23-01-99* и СП 20.13330.2011 район строительства относится к I климатическому району, подрайону IV климатического районирования РФ. Территория рассматриваемого района характеризуется резко выраженным континентальным климатом с продолжительной зимой, коротким, относительно теплым лето

Ветровой режим. На большей части рассматриваемой территории в течение практически всего года преобладают ветры южного направления, что связано с особенностями атмосферной циркуляции Западной Сибири. В долине реки Оби повторяемость скоростей ветра 4 – 7 м/с составляет 28 %, что создает наиболее суровые зимние условия. Средняя годовая скорость ветра составляет 2,7 м/с.

Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 0-3,2 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в июле

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха составляет минус 1,4°C. Самым холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой воздуха минус 20,9°C. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет плюс 16,8°C. Абсолютный минимум температуры воздуха составил минус 55°C абсолютный максимум - плюс 37°C. Продолжительность теплого и холодного периодов составляет по 6 месяцев

каждый. Переход среднесуточной температуры воздуха через 0°C весной происходит 16 апреля, осенью - 17 октября. Первые заморозки отмечаются в начале сентября, последние - в конце первой декады июня.

Температура почвы. Температура почвы связана с температурой воздуха. Средняя годовая температура поверхности почвы равна минус 1°C. Наиболее низкая из минимальных температура поверхности почвы наблюдается в январе (минус 31°C), наиболее высокая из максимальных - в июле (плюс 36°C).

Осадки. Средняя многолетняя годовая сумма осадков равна 540 мм.

					Общие сведения об объекте	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

По количеству выпадающих осадков район относится к зоне умеренного увлажнения. Основное количество осадков выпадает в теплое время года (с апреля по октябрь). В годовом ходе количество летних осадков значительно преобладает над зимними (почти в 4 раза).

Снежный покров. Интенсивная циклоническая деятельность благоприятствует значительному накоплению снега. Время выпадения нового снега близко к дате перехода средней суточной температуры воздуха через 0 °С. Обычно появление снежного покрова наблюдается в начале - середине октября, а к концу октября образуется снежный покров, который лежит всю зиму. Максимальная высота снежного покрова составляет 98 см

Влажность воздуха. Среднее парциальное давление водяного пара, содержащегося в воздухе, составляет 6,1 гПа. В течение года парциальное давление изменяется от 1,3 гПа в январе, феврале до 14,8 гПа – в июле.

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 76 %. Наибольшее значение относительной влажности воздуха наблюдается в октябре, ноябре (83 %), наименьшее - в июле (73 %). Средний годовой дефицит влажности воздуха составляет 2,4 гПа.

Атмосферные явления.

Облачность. В среднем за год по общей облачности в данном районе наблюдается 143 пасмурных дня и 28 - ясных

Туманы. В среднем на территории отмечается 17 - 24 туманных дня. Непрерывно туман сохраняется от нескольких минут до нескольких суток.

Грозы. Происходят в весенне-летний период, сопровождаются интенсивными осадками, шквалистыми усилениями ветра, как правило, связаны с прохождением холодного фронта, реже с активной внутримассовой конвекцией. Повторяемость гроз составляет 22 – 26 дней, суммарная продолжительность их составляет 30 – 50 часов.

Гололедно-изморозевые явления. Отложения гололеда, изморози и мокрого снега на проводах отмечаются уже в октябре, продолжаются до мая. Температура воздуха при достижении отложений гололеда максимальных размеров колеблется от минус 0,4 °С до минус 11,2 °С. Скорость ветра при

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общие сведения об объекте				

достижении гололеда максимальных размеров может быть от 0 до 5 м/с. Повторяемость годовых максимумов масс гололедно-изморозевых отложений до 40 г/м составляет 93 %, свыше 40 г/м – 7 %. Общее число случаев отложений за год около 28.

2.3 Место проживания персонала, участвующего в строительстве

Геологическая характеристика участка строительства принята согласно техническому отчету о комплексных инженерных изысканиях. Общая геологическая характеристика участка строительства и рекомендации по способу разработки грунтов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Инженерно-геологические условия по объекту

Наименование	Значение
Состав грунтов*	Слой 1а (tQIV). Насыпные грунты представлены суглинками темно-бурыми полутвердыми, с включениями шлака до 5%, отсыпанными сухим способом, слежавшиеся. Насыпными грунтами сложены валы по нефтепроводу, полотно пересекаемой автомобильной дороги Лугинецкое-Моисеевка, верхняя часть разреза на площадке ПОС. Мощность насыпных грунтов 1,0м. Наименование грунтов по табл.1-1 ГЭСН 81-02-01-2001 – 35в.
	Слой 1 (QIV). Почвенно-растительный, мощность 0,1-0,2м. Встречен с поверхности вдоль трассы нефтепровода. Наименование грунтов по табл.1-1 ГЭСН 81-02-01-2001 – 9а.
	ИГЭ 4-3 (IaQII-III) Суглинок бурый, серый, тяжелый пылеватый, тугопластичный, с прослоями глины полутвердой и супеси пластичной, мощностью 0,7-5,8м. Слагают преимущественно верхнюю часть разреза. В районе С-531 и С-532 залегают в средней части разреза на глубине 8,3-9,0м и 7,5-11,3м на полутвердых глинах. Наименование грунтов по табл.1-1 ГЭСН 81-02-01-2001 – 35б.
	ИГЭ 4-4 (IaQII-III) Суглинок бурый, серый, тяжелый пылеватый, мягкопластичный, вскрытой мощностью 1,7-5,0м. Залегают под грунтами ИГЭ 4-3 в средней и нижней части разреза. Наименование грунтов по табл.1-1 ГЭСН 81-02-01-2001 - 35а.
	ИГЭ 3-2 (IaQII-III) Глина зеленовато-серая, полутвердая, с прослоями суглинка полутвердого. Грунты вскрыты скважинами С-531 и С-532 в основании разреза, на глубинах 9,0-11,3м от поверхности земли. Вскрытая мощность 3,7-6,0м.

					Общие сведения об объекте	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

Наименование	Значение
	Наименование грунтов по табл.1-1 ГЭСН 81-02-01-2001 – 8д.
Уровень грунтовых вод, появление/установившийся	Грунтовые воды встречены на глубине 3,5 – 3,9 м.
Характеристики грунтовых вод	Грунтовые воды безнапорные
Глубина сезонного промерзания	Для суглинков и глин 2,03 м
* Категория по сложности разработки по ГЭСН 81-02-01-2001. Примечание – В настоящей таблице применены следующие условные обозначения: ИГЭ – инженерно-геологический элемент.	

2.4 Опасные геологические процессы

Согласно СП 11-105-97 (часть II) и СНиП 22-01-95 из опасных геологических процессов и неблагоприятных инженерно-геологических явлений на территории участка производства работ отмечаются:

- сезонное промерзание и морозная пучинистость грунтов;
- потенциальное подтопление территории подземными водами.

Категория опасности процессов подтопления оценивается как умеренно опасная. Скорость подъема уровня подземных вод 0,5-1,0 м/г.

Глубина сезонного промерзания грунтов представлена в таблице 1.4.

По степени пучинистости грунты в зоне сезонного промерзания и в открытых траншеях, котлованах согласно ГОСТ 25100-2011 и пособию по проектированию оснований зданий и сооружений (к СНиП 2.02.01-83) относятся к чрезмернопучинистым – суглинки тугопластичные

(ИГЭ 4-3) и суглинки мягкопластичные (ИГЭ 4-4).

Сейсмическая активность

Согласно картам общего сейсмического районирования (ОСР-97) территории РФ сейсмическая активность исследуемого участка составляет 5 баллов (карты В) по шкале MSK-64 согласно СП 14.13330.2014. На территории участка работ согласно СНиП 22-01-95 (приложение Б) категория опасности процессов землетрясения относится к умеренно опасной.

					Общие сведения об объекте	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.5 Гидрогеологические условия

Гидрогеологические условия области определяются принадлежностью подземных вод к верхнему гидрогеологическому этажу Западно-Сибирского артезианского бассейна и широтной климатической зональности.

Подземные воды типа поровых, безнапорных (грунтовых) на исследуемой территории приурочены к толще озерно-аллювиальных средне-верхнечетвертичных отложений (IaQII-III), представленных суглинками.

В период инженерно-геологических изысканий в марте 2014 года на исследуемой территории вдоль трассы нефтепровода грунтовые воды встречены во всех скважинах, на глубинах 3,50 - 3,90 м от поверхности земли, на абсолютных отметках 89,90 – 99,25 м.

Водовмещающими грунтами являются толща озерно-аллювиальных суглинков мягкопластичной (ИГЭ 4-4) и тугопластичной (ИГЭ 4-3) консистенций.

Относительным водоупором выступают озерно-аллювиальные глины полутвердые (ИГЭ 3-2), залегающие в основании разреза и вскрываемые скважинами на глубине 9,0-11,3 м от поверхности земли, на абсолютных отметках 91,65-93,40 м, в районе пересечения магистрального нефтепровода с а/д Лугинецкое - Моисеевка. Мощность водоносного горизонта составляет 5,1 – 7,6 м.

Тип режима подземных вод междуречный, способ питания подземных вод, преимущественно, инфильтрационный за счет инфильтрации атмосферных осадков при их выпадении и таянии снега, инфильтрационного притока с выше расположенных территорий, в связи с чем уровень подвержен сезонным и годовым колебаниям. Разгрузка грунтовых вод происходит в долины ближайших рек.

Максимальное положение уровня подземных вод отмечается в мае, минимальное положение – в сентябре, в периоды интенсивного снеготаяния, выпадения дождей, вскрытия и паводка рек региона.

					Общие сведения об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

В этот период возможно повышение уровня грунтовых вод на более высокие отметки.

2.6 Особо охраняемые природные территории и объекты культурного наследия

Участок производства работ не входит в границы особо охраняемых природных территорий федерального и регионального значений.

2.7 Отвод земель

Границы строительной полосы краткосрочной аренды земель для проведения строительно-монтажных работ по замене участка нефтепровода определены в соответствии с [21]. Границы полосы отвода определены с учётом размещения строительной техники, раскрытия траншей, размещения отвалов минерального грунта, отвалов с растительным слоем. Отвод территории для размещения временного хозяйства и зоны производства работ необходимо оформить до начала производства строительно-монтажных работ. Разбивку границ полосы отвода земель для производства работ выполняют

после закрепления оси трубопровода, а пределы полосы вымеряют и отмечают на местности от линии разбивки оси трубопровода. Границу полосы отвода при участии представителей местных земельных органов обозначают столбами или кольями, которые устанавливают на расстоянии не менее чем через каждые 100 м. Знаки разбивки полосы отвода окрашивают в яркие цвета, чтобы они были хорошо видны на местности.

2.8 Сведения о размерах земельных участков для обеспечения размещения строительных механизмов, хранения отвала и резерва грунта

2.8.1 Постоянный и временный отвод земельных участков

Использование земель над подземными магистральными трубопроводами по назначению должно осуществляться землепользователями с соблюдением мер по обеспечению сохранности трубопроводов.

					Общие сведения об объекте	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.8.2 Устройство временных переездов

Временные переезды через подземные коммуникации выполняются в местах их пересечения техникой при отсутствии постоянных переездов.

Устройство переездов выполняется в присутствии представителя организации, эксплуатирующей данные коммуникации.

Чертеж на устройство временного переезда см. лист 22

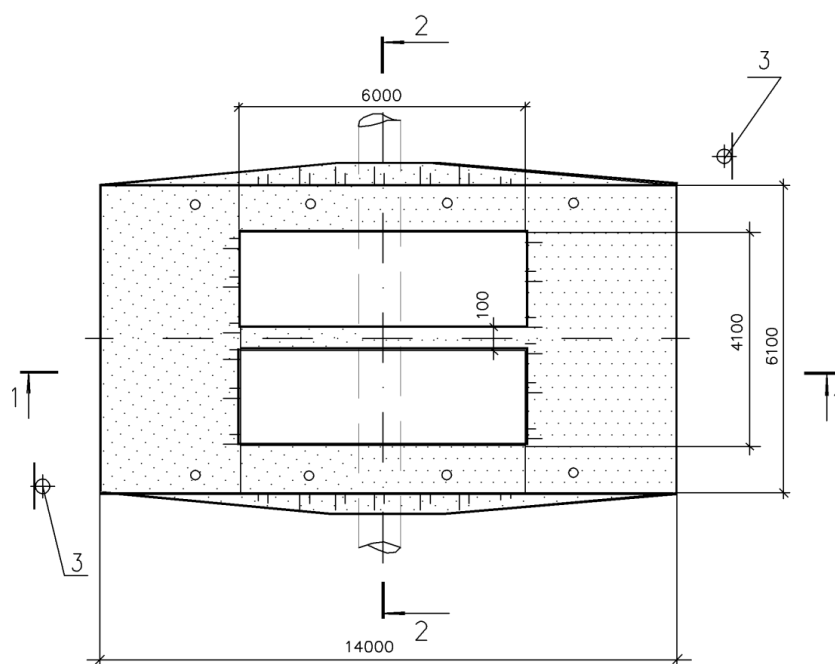
Переезд выполнить с использованием железобетонных дорожных плит ПДН-АIV (по отсыпанному основанию). Для подсыпки использовать местный грунт.

Установить опознавательные знаки, обозначающие переезды в соответствии с "Правилами охраны нефтепроводов".

Минимальное расстояние от верха покрытия переезда до верхней образующей трубопровода должно быть не менее 1,4 м. При недостаточном заглублении выполнить подсыпку грунтом в месте переезда. Укладку плит производить на спланированную поверхность при помощи автокрана.

По окончании работ временные переезды демонтировать, материалы вывезти с места производства работ.

Запрещается движение техники в охранной зоне с отклонением от утвержденной транспортной схемы, пересечение коммуникаций в местах, не оборудованных временными переездами.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Общие сведения об объекте

Лист

52

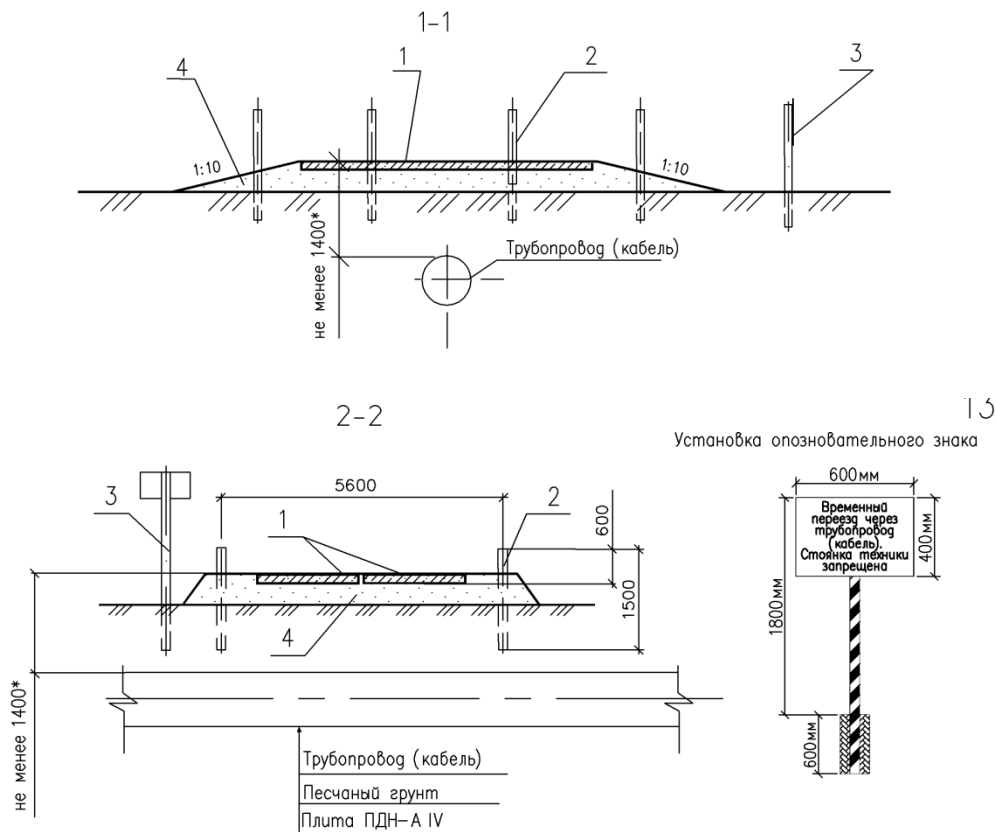


Рисунок 2. Устройство временного проезда.

1 – плита дорожная ПДН-А IV; 2 – столбик ограничительный (бревно Ø 0,1м L=1,5м); 3 – указатель проезда (бревно Ø 0,05м L=2,2м) + лист 0,6х0,4м (фанера); 4 – привозной песчаный грунт – 20 м³.

2.8.3 Устройство временной объездной дороги

Работы по возведению основания дорожного полотна из ГПС с добавлением 30 % щебня, толщиной 300 мм выполняют в следующей последовательности:

- поверхность основания насыпи полностью освобождают от камней и комьев, диаметр которых превышает 2/3 толщины устраиваемого слоя, а также от посторонних предметов;
- поверхность основания выравнивают и уплотняют щебнем;
- отсыпку выравнивающего слоя (пересечение временной объездной автомобильной дороги с МН) выполняют из песка толщиной 0,20 м, отсыпку грунта производят от краев к середине слоями на всю ширину земляного полотна, включая откосные части. Последующая подсыпка краевых или откосных частей не допускается. Каждый слой разравнивают, соблюдая проектный продольный уклон. Перед уплотнением поверхность отсыпаемого слоя должна быть спланирована под двускатный поперечный

					Общие сведения об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

профиль с уклоном 20-40 ‰ к бровкам земляного полотна. Плотность грунта после уплотнения слоя не должна быть менее установленной требованиями СП 34.13330.2012;

- устройство покрытия следует проводить в два этапа:
- распределение основной фракции ГПС, и его предварительное уплотнение (обжатие и расклинивание);
- распределение расклинивающего щебня с уплотнением каждой фракции.

Уплотнение на первом и втором этапах осуществляют катками на пневмошинах, прицепными вибрационными самоходными гладковальцовыми катками.

Для уменьшения трения между элементами ГПС, щебня и ускорения взаимозаклинивания, укатку следует производить, поливая щебень водой.

Обустройство временной объездной дороги

В дипломном проекте предусмотрены следующие технические средства

организации дорожного движения:

- временные дорожные знаки;
- направляющие устройства (металлические сигнальные столбики).

Форма, размеры, расцветка дорожных знаков приняты по ГОСТ Р 52290-2004, а размещение по ГОСТ Р 52289-2004.

Для обеспечения безопасного съезда на примыканиях предусмотрена установка сигнальных столбиков, обеспечивающих ориентацию движения в пути и исключаящие съезды транспортных средств с насыпи дороги. Опоры временных дорожных знаков без фундаментные на металлических стойках. Сигнальные столбики представляют собой металлические стойки из трубы.

Дипломным проектом предусмотрено погружение стоек в пробуренные

скважины. Скважины следует характеризовать характеристиками абстрактных нейтральных

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Татарников			Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					54	11843
Руководи-Тель ООП		Брусник О. В.			ТПУ гр. 3-2Б4Д			

фундаментов осуществляют из монолитного бетона. Засыпку скважин осуществляют щебнем.

Перед нанесением антикоррозионного покрытия все поверхности металлоконструкций подлежат зачистке, очистке от пыли, обезжириванию.

Надземную часть стоек окрашивают эмалью по грунтовке, подземную часть изолируют битумом.

В местах установки сигнальных столбиков предусмотрено увеличение ширины обочины до 1,85 м согласно требованию ГОСТ Р 52289-2004.

3. ХАРАКТЕРИСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

3.1 Транспорт нефти. Магистральные нефтепроводы

В настоящее время география нефтеперерабатывающей промышленности не совпадает с районами ее переработки.

Поэтому задачи транспортировки нефти привели к созданию большой сети нефтепроводов. По размеру грузооборота нефтепроводный транспорт в 2,5 раза превзошел железнодорожный в части перевозок нефти и нефтепродуктов. Транспортировка нефти по нефтепроводам стоит в настоящее время дороже, чем перевозка по воде, но значительно дешевле, чем перевозка по железной дороге.

На железной дороге основной поток нефти образуется в Западной Сибири и Поволжье. Из Западной Сибири нефть по железной дороге транспортируется на Дальний Восток, Южный Урал и страны центральной Азии. Из Урала нефть везут на Запад, Северный Кавказ и Новороссийск.

Транспортировка нефти водным путем обходится дешевле и экономичней других видов транспортировки, однако из-за географических особенностей нашей страны используется мало, в основном при перевозке

					Характеристика магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

нефти на экспорт, а также по внутренним бассейнам страны (Ленский, Амурский) и северному морскому пути.

Трубопроводы - наиболее эффективное средство транспортировки нефти (исключая морские перевозки танкерами). Пропускная способность нефтепровода диаметром 1200 мм составляет 80-90 млн. т в год при скорости движения потока нефти 10-12 км/ч.

Трубопроводный транспорт является важной подотраслью нефтяной промышленности. На сегодняшний день сформировалась развитая сеть магистральных нефтепроводов, которая обеспечивает поставку более 95% всей добываемой нефти при средней дальности перекачки 2300 км. В целом вся сеть нефтепроводов представлена двумя неравными по значимости и условиям управления группами объектов: внутрирегиональными, межобластными и системой дальних транзитных нефтепроводов. Первые обеспечивают индивидуальные связи промыслов и заводов, вторые - интегрируют потоки нефти, обезличивая ее конкретного владельца. Связывая очень большое число нефтедобывающих предприятий одновременно со многими нефтеперерабатывающими заводами и экспортными терминалами, нефтепроводы этой группы образуют

технологически связную сеть - единый объект экономического и режимного управления, которая получила название системы дальних транзитных нефтепроводов и в которую входят такие трубопроводы, как Нижневартовск - Курган - Самара; Усть-Балык - Курган - Уфа -Альметьевск; Сургут - Полоцк; Холмогоры - Клин; Самара - Тихорецкая; система нефтепроводов "Дружба" и другие трубопроводы, включая выходы к экспортным терминалам.

В свое время создание нефтяной базы между Волгой и Уралом намного улучшило снабжение нефтью центральных и восточных районов страны. Занимая выгодное транспортно-географическое положение, Волго-Уральский район вызвал появление целой системы магистральных нефтепроводов, идущих по следующим направлениям:

					Характеристика магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

На восток - Туймазы - Омск - Ангарск; Туймазы - Омск; Уфа - Новосибирск (нефтепродукты); Уфа - Курган - Петропавловск (нефтепродукты);

На запад - нефтепровод "Дружба" от Альметьевска через Самару-Брянск до Мозыря (Белоруссия), откуда в Польшу, Германию, Венгрию, Чехию, а также с ответвлением: Унеча - Полоцк - Вентспилс; Самара - Пенза - Брянск (нефтепродукты); Альметьевск - Нижний Новгород - Рязань - Москва с ответвлением Нижний Новгород - Ярославль - Кириши (Северо - Запад);

На юг - Пермь - Альметьевск; Альметьевск - Саратов; Ишимбай - Орск.

Формирование в Западной Сибири главной нефтяной базы страны изменило ориентацию основных потоков нефти. Волго-Уральский район теперь "повернут" целиком на запад. Важнейшие функции дальнейшего развития сети магистральных нефтепроводов перешли к Западной Сибири. Отсюда нефтепроводы идут по следующим направлениям:

На запад - Усть-Балык - Курган - Альметьевск; Нижневартовск - Самара - Лисичанск - Кременчуг - Херсон - Одесса; Сургут - Новополюцк; Самара - Лисичанск - Грозный - Баку;

На юг - Шаим - Тюмень; Усть-Балык - Омск - Павлодар - Чимкент - Чарджоу;

На восток - Александровское - Анжеро-Судженск. Для транспортировки нефти на запад, так и восток используются трубопроводы Волго-Уральского района восточного направления.

Из других магистральных направлений, возникших под влиянием добычи нефти в разных районах, выделяются Волгоград - Новороссийск; Грозный - Армавир - Туапсе; Грозный - Армавир - Донбасс (нефтепродукты); Ухта - Ярославль; Оха - Комсомольск-на-Амуре.

3.2 Классификация магистральных нефтепроводов

Как и магистральные газопроводы, нефтепроводы тоже классифицируются, но в зависимости от диаметра трубопровода[1]:

					Характеристика магистральных нефтепроводов	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Класс I при номинальном диаметре свыше DN 1000 до DN 1200 включительно;
- Класс II при номинальном диаметре свыше DN 500 до DN 1000 включительно;
- Класс III при номинальном диаметре свыше DN 300 до DN 500 включительно;
- Класс IV при номинальном диаметре свыше DN 300 и менее.

3.3 Классификация повреждений магистральных нефтепроводов

Дефект магистрального трубопровода – это несовпадение с нормой геометрических параметров трубы, качества материала трубы, сварного шва, а также несоответствие требований к действующим нормативным документам, при изготовлении самой трубы, эксплуатации или строительстве трубопровода. В том числе не допускаются соединительные детали и конструктивные элементы, устанавливаемые на магистральном трубопроводе, если обнаруживаются отклонение путем применения внутритрубной диагностики, приборным или визуальным контролем.

Недопустимые конструктивные элементы (Это элементы или соединительные детали, не соответствующие к требованиям действующих НТД).

Таблица 3.1. Виды дефектов по классификационным признакам.

Классификационный признак	Виды дефектов
Технологическое происхождение (прокат)	Вмятина – местное углубление формы и различной величины. Образуется от металлической крошки, вдавливания валками окалины или случайных механических ударов; Окалина – это окислы металла. Они располагаются на отдельных участках или по всей поверхности трубопровода. Причина такого вида – охлаждение нагретого металла; Трещина – разрыв металла в виде узкой полосы. На поверхности металла может иметь любое направление; Включение – это загрязнение, неметаллическое или металлическое, различной формы и величины. Отличается своим химическим составом, микроструктурой и механическими свойствами, которые вызывают несплошность поверхности металла; Царапины – это произвольно направленное механическое повреждение металла его поверхности. Обычно образуется при транспортировке и складировании трубопровода.
Механическое происхождение	Царапины на внешней поверхности трубы без зазубрин; •Задирки – то же, но с зазубринами;

	<ul style="list-style-type: none"> •Забоины – повреждения острыми краями от удара; •Вмятины – то же, что и забоины, но без острых краев.
Коррозионное происхождение	<p>Сплошная коррозия – это коррозия, которая охватывает обширную площадь поверхности металла;</p> <p>Местная коррозия – это коррозия, которая охватывает отдельные участки поверхности;</p> <p>Межкристаллическая коррозия – это коррозия, которая распространяется по границам кристаллов (зерен) металла.</p>

Классификация дефектов нефтепровода:

Дефекты геометрии трубы (изменение формы трубы)

1.1 Вмятина;

1.2 Гофр;

1.3 Овальность.

2. Дефекты стенки трубы:

2.1 Потеря металла;

2.2 Риска (царапина, задир);

2.3 Расслоение;

2.4 Расслоение в околошовной зоне;

2.5 Трещина.

Дефекты сварного шва (Дефекты непосредственно в сварном шве или в околошовной зоне);

Комбинированные дефекты;

3.4 Внутритрубная диагностика

Эксплуатационной надёжностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течении требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надёжности определяется техническим состоянием магистрального трубопровода.

Для выявления дефектов стенки трубопроводов проводится их внутритрубная диагностика специальными внутритрубными инспекционными приборами (ВИП). При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы:

- 1) дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб,- расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков;
- 2) дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровода,- риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков;
- 3) дефекты, образовавшиеся при эксплуатации – внешняя и внутренняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок.

Для определения скорости коррозии проводится повторная диагностика трубопроводов с интервалом в 3-5 лет. Сравнение результатов повторной диагностики с первичной позволяет рассчитать время утонения стенки трубы до критической величины.

3.4.1 Данные о методе обследования, применяемом оборудовании и технологии производства работ по внутритрубной дефектоскопии

Магнитный метод дефектоскопии трубопроводов основан на регистрации магнитных полей (топографии тангенциальной составляющей напряженности магнитного поля). В основу работы дефектоскопа заложен принцип обнаружения дефектов в стальных трубах, состоящий в том, что контролируемое изделие намагничивается до индукции порядка 1,4-1,6 Тл и регистрирует значение магнитной индукции поля, рассеиваемого у поверхности трубы.

При наличии в стенке трубы каверн, пустот и других аномалий напряжённость магнитного поля у поверхности в этих местах изменяется. Сравнивая это изменение магнитного поля (ΔH) с полем в зоне, где нет дефектов (H), делается заключение о наличии дефекта и его относительной величине. Магнитные поля в дефектоскопах контролируются датчиками на основе «перехода Холла» и (или) феррозондовыми датчиками. Намагничивание стенки трубы ведётся цилиндрической магнитной системой.

					<i>Характеристика магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Датчики дефектов размещаются между полюсами постоянного магнита по окружности корпуса дефектоскопа.

В основном сегодня применяются две конструкции дефектоскопов, построенных на основе магнитного метода,- с продольным и поперечным намагничиванием. Так дефектоскопы с продольным намагничиванием лучше выявляют узкие поперечные дефекты, а дефектоскопы с поперечным намагничиванием несут основную нагрузку по выявлению узких, продольно ориентированных дефектов, в числе –«стресскоррозионных». Наилучшие результаты обследований трубопроводов могут быть получены при совместной обработке магнитограмм, записанных этими снарядами. Это позволяет в большинстве случаев более объективно оценить причину изменения магнитного сигнала.

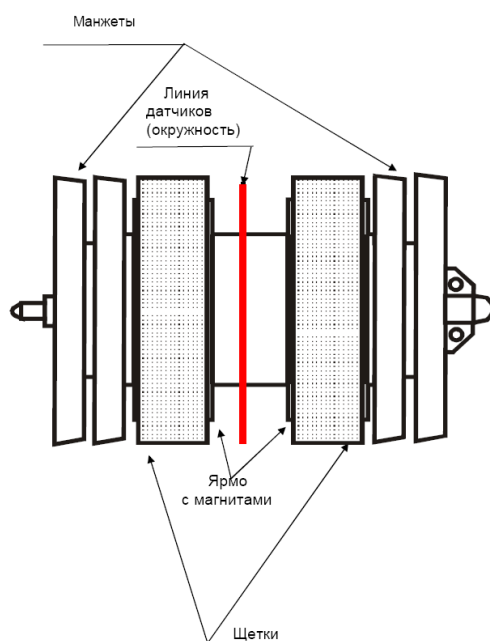


Рис.3 - Схема построения магнитной системы дефектоскопа с продольным намагничиванием.

					Характеристика магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

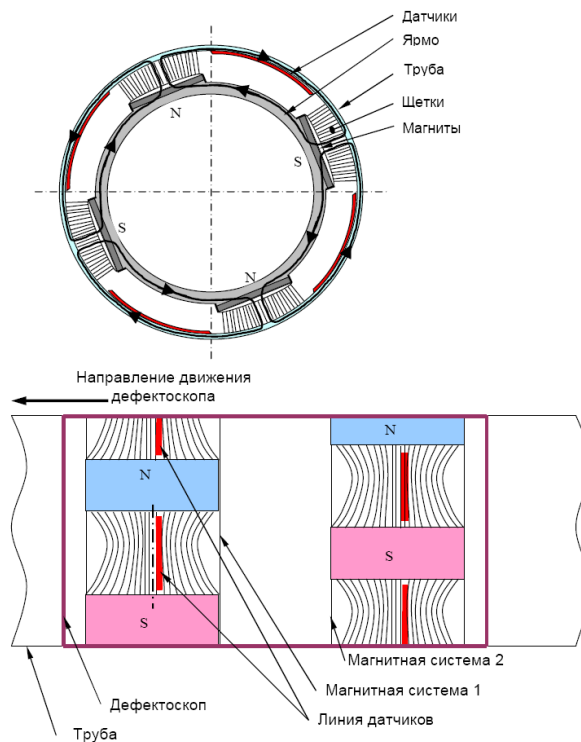


Рис. 4 - Схема построения магнитной системы дефектоскопа с поперечным намагничиванием.

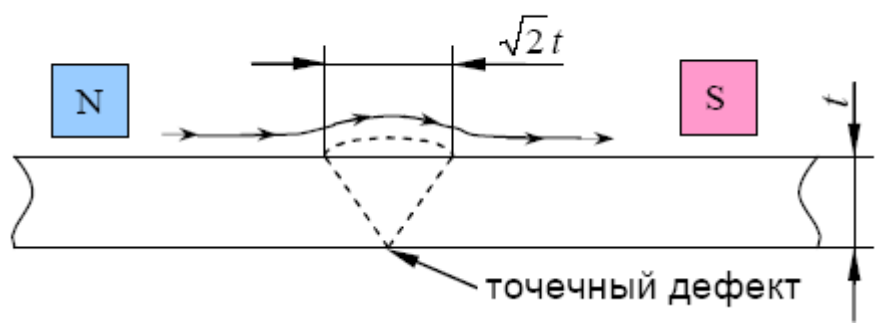


Рис. 5 – Точечный дефект

Основываясь на методике оценки дефектов института физики металлов Уральского филиала РАН (автор Халилеев П.А.) точечный дефект расположенный на внешней стороне трубопровода обуславливает изменение напряженности магнитного поля с внутренней стороны трубы, которое может фиксироваться измерителем (датчиком Холла) на площади окружности с диаметром около $\sqrt{2}t$, где t – толщина стенки трубы. Из этого следует, что датчики Холла расположенные с шагом равным t могут

уверенно фиксировать изменение напряженности магнитного поля. Более частая установка датчиков дополнительной информации не несёт, разве что увеличивает надёжность записи (частичный выход из строя датчиков) .

В качестве реперных точек для привязки аномалий служат:

1) маркеры – маркерные металлические пластины, либо электронные маркеры. (оптимальное расстояние между реперными точками не более 2000м).

2) краны.

В случаях, когда установленных маркеров недостаточно, или дополнительная установка невозможна, допустимо в качестве реперных точек использовать следующие особенности трубопровода: выход кожуха (патрона) под автомобильной или железной дорогой; прямая врезка; тройник.

4. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ВИДОВ СТРОИТЕЛЬНЫХ И МОНТАЖНЫХ РАБОТ

4.1 Общие положения

Строительно-монтажные работы должны выполняться в соответствии с требованиями рабочих чертежей, проекта производства работ, нормативно-технической документации, приведенной в данных документах.

Производство основных работ разрешается начинать после завершения организационных мероприятий, подготовительных работ и получения письменного разрешения от Заказчика на производство работ в охранных зонах магистральных трубопроводов. Запрещается выполнение последующих работ при отсутствии актов освидетельствования предшествующих скрытых работ.

Подключение проектируемого участка нефтепровода к магистральному нефтепроводу должно быть окончанием основных видов строительства.

Контроль качества строительно-монтажных работ должен

		осуществляться		специальными		лицами, ответственными за качество работ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Татарников			осуществляться с помощью измерительных средств, обеспечивающих необходимую достоверность и полноту				
Руковод.		Крец В. Г.			Лист		Лист		Листов
							63		11843
Руководи-Тель ООП		Брусник О. В.			Основная часть				

контроля. Перечень видов работ, для которых необходимо составлять акты освидетельствования скрытых работ принять согласно [32].

4.2 Виды ремонта трубопровода, требования к проведению ремонта

На сегодняшний день в ПАО «Транснефть» согласно РД [2] существуют два вида технологии ремонтов дефектов на нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций:

- временные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на непродолжительный промежуток времени;

- постоянные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на все дальнейшее время эксплуатации трубопровода.

Вышеприведенная классификация была получена в результате испытания трубопроводов с дефектами, отремонтированными различными видами ремонтных конструкций. Был проведен анализ исследования уровня состояния реально эксплуатируемых трубопроводов специалистами компании. Данные исследования позволили выявить зависимости, на основании которых мы можем определить максимально напряженное состояние, а также произвести расчет прочности трубопровода при определенных условиях состояния. Были также проведены испытания на долговечность натуральных образцов труб и определены несущая способность каждой исследуемой конструкции (ремонтной) при статических нагрузках с повышенным внутренним давлением.

К постоянным методам ремонта относится монтаж ремонтных конструкций, как например:

- установка ремонтных конструкций;
- шлифовка;

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- заварка коррозионных и механических повреждений труб и сварных швов;
- ремонт сваркой наружных дефектов кольцевых стыков трубопроводов.

Согласно РД [2] к ремонтным конструкциям относятся:

- постоянные ремонтные конструкции:
- композитная муфта, монтируемая по КМТ (П1, П1ВД);
- галтельная муфта для ремонта поперечных сварных швов (П3, П3ВД);
- композитная муфта для ремонта отверстий, патрубков ремонтной конструкции П7, монтируемая по КМТ (П1П7);
- сварная галтельная муфта с технологическими кольцами (П5);
- обжимная приварная муфта с технологическими кольцами (П2, П2ВД);
- удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов и дефектов в стенке трубы, примыкающих к поперечному сварному шву и расположенных в зоне шириной до $(0,75 \cdot DN - 100 \text{ мм})$ в каждую сторону от поперечного сварного шва (П5У);
- удлиненная галтельная муфта для ремонта гофров с заполнением антикоррозионной жидкостью (П6, П6ВД); галтельная муфта с короткой полостью с заполнением антикоррозионной жидкостью для ремонта поперечных сварных швов и чопиков с примыканием к поперечному шву (П4, П4ВД);
- композитная муфта для ремонта вантузов, монтируемая по КМТ (П1В);
- патрубок с усиливающей накладкой для ремонта патрубков,
- отверстий и несанкционированных врезок (П7);

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

- муфтовый тройник для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностирования, отборов давления, патрубков, отверстий и несанкционированных врезок (П8, П8ВД);

- разрезной тройник заводского изготовления для ремонта патрубков, отверстий и несанкционированных врезок (П9, П9ВД);

- герметизирующий чопик для ремонта отверстий (П10);

Временные ремонтные конструкции:

- муфта В1 приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью;

- муфта В2 приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью.

Требования к проведению ремонта

При проведении капитального ремонта на магистральном нефтепроводе, то есть устранение дефектов, следует выполнять при давлении до 2,5 МПа.

Каждый ремонт, который производится на нефтепроводе, должен быть занесен в паспорт данного трубопровода. При ремонте разрешается применять ремонтные конструкции, имеющие паспорт. Также они должны быть выполнены по техническим условиям и конструкторской документации, разработанной в заводских условиях. Изготовленные на трассовых (полевых) условиях ремонтные конструкции и муфты использовать запрещено.

Приварным муфтам следует иметь паспорт, сертификаты на используемые материалы и маркировку и быть изготовлены только в заводских условиях с применением технологических карт и конструкторской документации.

Все используемые и применяемые ПАО «Транснефть» виды муфт изготовлены из прямошовных и бесшовных новых (не бывших

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

эксплуатации) труб, предназначенные для строительства магистральных трубопроводов из листового материала.

Изготавливают муфты из низколегированных марок сталей, таких как 17Г1С-У, 13Г1С-У, 10ХСНД, 09Г2С или их аналогов. В случае, если прочность металла трубы и муфты одинаковая, то толщину стенки муфты берут не менее толщины стенки нефтепровода. Если металл, из которого изготовлена муфта, имеет меньшую нормативную прочность, то номинальная толщина автоматически увеличивается согласно СНиП 2.05.06-85* «Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы» [1] (п.7.3). Превышение толщины стенки муфты над толщиной стенки ремонтируемого нефтепровода не должна превышать более чем на 20 %. Превышение возможно лишь в том случае, если происходит округление толщины стенки муфты до значения толщины листа, являющийся стандартным.

При установке муфты на ремонтируемый трубопровод, все элементы муфты должны иметь одинаковую толщину. При монтаже муфты на сварной кольцевой шов с дефектом, соединяющий две трубы, которые имеют разную толщину стенок (так называемые дефект «разнотолщинность стыкуемых труб»), следует учитывать наименьшую толщину стенок трубопровода.

Такие дефекты как: трещина, риска, вмятина, закат и задира, недопускаются на поверхности муфты.

Перед установкой муфты, с ремонтируемого нефтепровода, тщательно удаляется изоляционное покрытие для последующей обработки поверхности. После этого определяется точно тип и фактические параметры дефекта, появившегося на трубопроводе, с последующим составлением акта дефектоскопического контроля для верного выбора типа ремонтной конструкции.

Длина устанавливаемой муфты на ремонтируемый нефтепровод выбирается в зависимости от длины дефектного участка и требований на ее установку.

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Перед установкой и приваркой муфты непосредственно натрубопровод, производится проверка на наличие дефектов в стенке трубы местах, куда будет производиться приварка элементов муфты и самой муфты к трубе. В случае, если происходит обнаружение дефектов в стенке трубопровода, приварка муфты на данном участке запрещается.

Не допускается подъем или опускание нефтепровода при работах связанных с монтированием муфты на трубопровод. После установки муфты, все имеющиеся сварные швы проходят стопроцентный радиографический контроль. Также проводится контроль сварных швов и околошовных зон в соответствии с РД -19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» [3].

4.3 Земляные работы

Земляные работы должны производиться с соблюдением требований СНиП 3.02.01-87, РД 39-00147105-015-98, РД 153-39.4-056-00, ВСН 31-81, Земляные работы по разработке грунта выполнять с использованием экскаватора и вручную.

До начала работ провести следующие мероприятия:

- рекогносцировку местности,
- вскрытие линейной части МН только при наличии результатов пропуска внутритрубных инспекционных приборов на участке;
- обозначение вешками существующих трубопроводов;
- перед началом работ обязательно известить диспетчера, Информация о ходе работ передается Подрядчиком ежедневно диспетчеру и каждые 3 часа оператору, в экстренных случаях связь постоянная.

Последовательность работ при разработке котлована:

- определить место вскрытия трубопровода;
- произвести разбивку и обозначить границы котлована и границы разработки грунта вручную относительно оси трубопровода;
- разработать котлован экскаватором с ковшом "обратная лопата";

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

- вскрыть нефтепровод вручную на глубину 0,6 м от нижней образующей трубопровода и на расстоянии 0,2 м от стенки нефтепровода;
- провести контроль заложения откосов, отметок дна и габаритов котлована;
- оформить акт на выполненные работы.

Параметры котлована, траншеи:

- длина $A=L+2,0$, где L – длина участка магистрали трубопровода (м);
- ширина по дну $B= D+0,3$, где D - условный диаметр трубопровода, на участках кривых вставок ширина траншеи по дну не менее удвоенной ширины траншеи, разрабатываемой на соседнем прямолинейном участке. в местах технологических разрывов для сварки стыков разработаны приямки с размерами не менее: длина - 1 м, ширина - $(D+1,2)$, глубина - 0,7, (м);
- расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована в монтажных приямках $D=0,6$ м.

Разработка грунта экскаватором допускается на расстоянии не менее 0,2 м от боковой и от верхней образующей трубопровода. Оставшийся грунт должен разрабатываться вручную без применения ударных инструментов и с принятием мер, исключающих повреждения этих коммуникаций.

Недоработка рабочего котлована не допускается. Допускается переработка на величину не более 0,2 м. Для исключения сдвигов и провисов существующего трубопровода при вскрытии в начале выполняют :

- вскрытие над верхней образующей
- приямки для опускания полотенец.

На участках с высоким уровнем грунтовых вод разработку котлованов выполнять с устройством открытого водоотлива при помощи водоотливного агрегата во взрывозащищенном исполнении.

Размещение отвалов грунта уточняется по месту в пределах зоны производства работ. Запрещается расположение основания отвала вынутаго грунта на расстоянии ближе 0.5 м от бровки котлована. Расстояние

					Перечень основных видов строительно-монтажных работ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

расположения временных отвалов от оси нефтепровода должно составлять не менее 5 м. Отвал грунта на действующий нефтепровод не допускается.

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

Перед проведением огневых работ рабочий котлован необходимо зачистить от остатков нефти, а места загрязнений засыпать свежим грунтом.

Земляные работы по засыпке производится бульдозером (при невозможности использования бульдозера засыпку выполнять экскаватором) и ручную.

Засыпку котлована производить после оформления актов на скрытые работы. Оставлять не засыпанным заизолированный трубопровод более суток запрещается.

Засыпка изолированного трубопровода грунтом должна производиться с обеспечением сохранности изоляционного покрытия.

Последовательность работ при засыпке котлована:

- произвести подсыпку грунта под трубопровод и его уплотнение вручную;
- засыпать котлован экскаватором или бульдозером;
- спланировать поверхность.

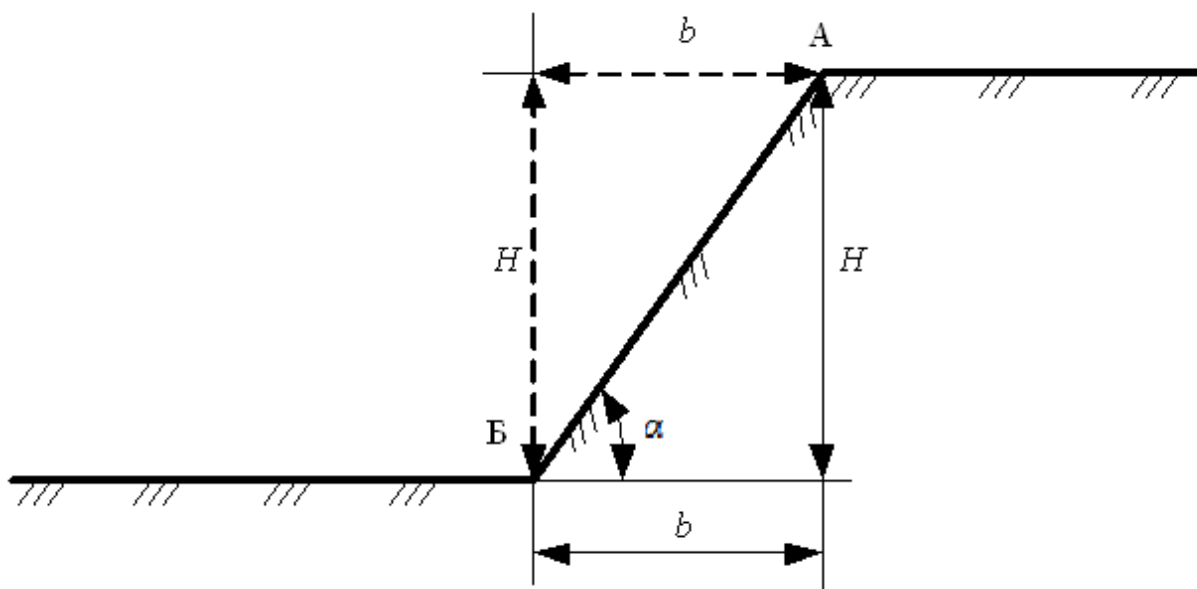
Присыпка трубопровода должна вестись с послойным уплотнением грунта, кроме надтрубного пространства, переносными средствами малой механизации. Толщина уплотняемых слоев должна быть не более 20 см.

Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке ремонтного котлована должен вестись постоянно.

Запрещается выполнение работ по разработке (засыпке) котлована механизированным способом при нахождении в нем людей.

Данное требование должно быть внесено в ППР и указано в нарядах-допусках.

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

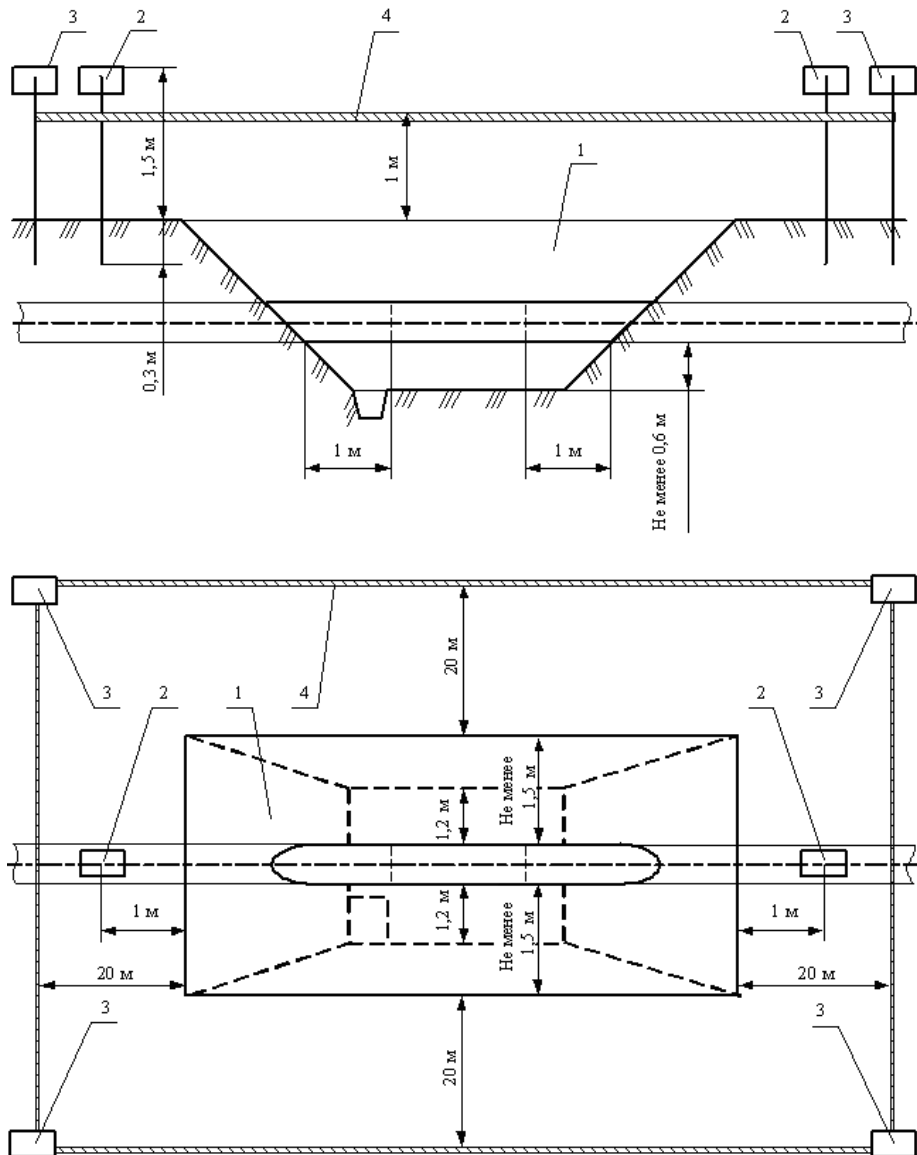


точка А – бровка ремонтного котлована; точка Б – край основания; α – угол откоса стенки ремонтного котлована; H – глубина ремонтного котлована; b – расстояние по горизонтали

от края основания ремонтного котлована до бровки ремонтного котлована

Рисунок 6 – Расчет крутизны откоса ремонтного котлована

Котлованы в местах пересечений с подземными коммуникациями должны засыпаться слоями не более 0,1 м с тщательным ручным трамбованием.



1 – рабочий котлован; 2 – временный опознавательный знак с указанием наименования МТ и фактической глубины его заложения; 3 – предупреждающий знак «Огнеопасно, проход, проезд и въезд запрещен»; 4 – ограждение ремонтного котлована из синтетической сигнальной ленты

Рисунок 7 – Схема обозначения ремонтного котлована

Котлован следует засыпать с запасом по высоте на величину осадки.

Техническую рекультивацию зоны производства работ выполнить разравниванием площадей бульдозерами.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в акте передачи строительной площадки, необходимо приостановить работу, принять меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя. Строительно-

монтажные работы могут быть продолжены после получения официального разрешения от представителя эксплуатирующей организации.

4.4 Резервуар для приема и отстаивания воды

Для отстаивания воды, откачиваемой из участка нефтепровода (на период проведения гидравлических испытаний) используется резервуар «ВХН-30 Ку».

Последовательность работ по обустройству резервуара:

- провести геодезическую разбивку места размещения резервуара, с учетом безопасных расстояний до сооружений и коммуникаций (использовать рельеф местности);
- выполнить земляные работы по планировке места размещения резервуара. Земляные работы выполнить бульдозером;
- оборудовать резервуар приемо-раздаточными трубопроводами (Ду150 мм, не менее);
- установить по периметру резервуара ограждение и предупредительные знаки "Проход, проезд и въезд запрещен!".

Расстояние от резервуара для воды до рабочего котлована должно быть не менее 100 м.

После завершения гидравлических испытаний вода из резервуара должна быть вывезена на очистные сооружения.

После завершения откачки воды из резервуара Подрядчик выполняет работы его демонтаж.

4.5 Опорожнение нефтепровода

Опорожнение демонтируемого участка нефтепровода предусмотрено путем откачки продукта через временные вантузы за задвижку № 231/2 в резервуарный парк объемом 99,7 м³

4.6 Демонтаж участка нефтепровода

Демонтаж нефтепровода выполняется согласно проекту производства работ (ППР).

					Перечень основных видов строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Демонтаж участка нефтепровода выполняется после подключения проектируемого участка нефтепровода к существующему нефтепроводу, засыпки участков захлеста, монтажа средств ЭХЗ.

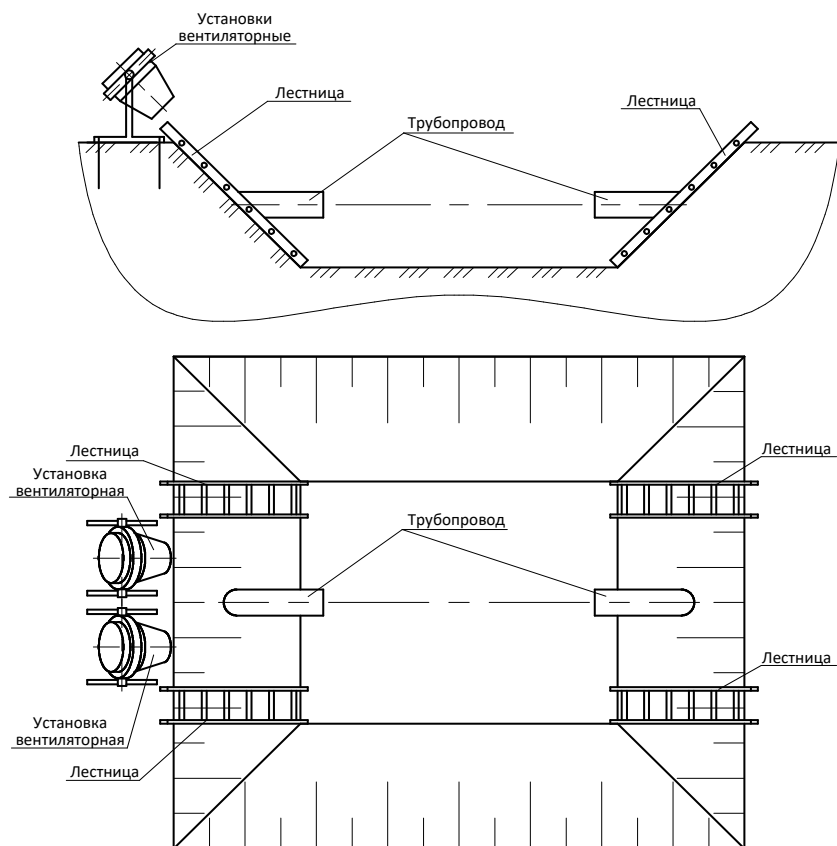


Рисунок 8. – Схема размещения установок вентиляторных

Технологическая последовательность выполнения работ:

- поднять демонтируемый трубопровод на бровку;
- произвести резку трубопровода на секции. Во избежание загрязнения нефтью грунта в момент резки, в местах резки предусмотреть инвентарные поддоны;
- демонтируемый и разрезанный трубопровод автотранспортом вывезти на НПС для пропарки.

Основная нитка нефтепровода пересекает а/д "Лугинецкое-Моисеевка" на глубине 3,26 м от верха покрытия дороги до верхней образующей нефтепровода.

Вскрытие участков нефтепровода производить до середины трубопровода.

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Способ демонтажа существующего участка трубопровода – на бровку траншеи.

Подъем нефтепровода и укладка их на бровку траншеи осуществляется трубоукладчиками, оборудованными троллейными подвесками. До начала работ необходимо проверить состояние канатов, блоков и тормозных устройств трубоукладчиков или других грузоподъемных механизмов и приспособлений, троллейных подвесок. Трубоукладчики и другие грузоподъемные механизмы должны иметь ограничители тяги, грузоподъемности, а также надежные тормозные устройства и фиксаторы, не допускающие самопроизвольного движения груза и самого механизма.

На грузоподъемных машинах и механизмах должны быть обозначены регистрационные номера, дата следующего технического освидетельствования и грузоподъемность. Стальные канаты, применяемые в качестве грузовых, несущих, тяговых и стропов, для оснастки грузоподъемных механизмов, должны соответствовать государственным стандартам и иметь сертификат (свидетельство) предприятия-изготовителя. Трубоукладчики должны перемещаться вдоль траншеи на расстоянии, указанном в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Минимальное расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опор машины

Глубина выемки, м	Грунт ненасыпной			
	песчаный	супесчаный	суглинистый	глинистый
	Расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайшей опоры машины, м			
1,0	1,5	1,25	1,00	1,00
2,0	3,0	2,40	2,00	1,50
3,0	4,0	3,60	3,25	1,75

Глубина выемки, м	Грунт ненасыпной			
	песчаный	супесчаный	суглинистый	глинистый
	Расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайшей опоры машины, м			
4,0	5,0	4,40	4,00	3,00
5,0	6,0	5,30	4,75	3,50

Подъем начального участка выполняется следующим образом. Трубоукладчики расставляются вдоль траншеи. Затем разрабатываются прямки ниже нижней образующей нефтепровода для монтажа троллейных подвесок. После монтажа троллейных подвесок проводится подъем нефтепровода всеми трубоукладчиками. При подъеме (опускании) нефтепровода персоналу запрещается находиться в траншее, а также стоять на нефтепроводе.

Во время перерыва в работе не допускается оставлять нефтепровод в поднятом состоянии.

Проектом предусмотрен демонтаж и резка демонтируемого участка трубопровода МН "И-Т-П" на секции длиной 9 м с вывозом на площадку временного хранения металлолома НПС

Работы по резке должны проводиться с оформлением наряда-допуска на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности. При производстве работ должен быть организован контроль полости нефтепровода на загазованность.

Резку следует выполнять после укладки нефтепровода на лежки. В качестве лежек могут применяться деревянные бруски, железнодорожные шпалы, оборудованные упорами, обеспечивающими неподвижность отдельных секций труб после резки нефтепровода. Резать нефтепровод в поднятом положении запрещается.

4.7 Врезка вантузов в нефтепровод

Вантузы для закачки воды монтировать в нижнюю образующую трубы. Вантузы для запуска/выпуска воздуха монтировать в верхнюю образующую трубы.

Врезка вантуза в нефтепровод включает следующие работы:

					<i>Перечень основных видов строительных и монтажных работ</i>	<i>Лист</i>
						76
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- определение положения оси трубопровода в месте врезки вантуза;
- установка информационных знаков обозначения оси нефтепровода с указанием фактической глубины заложения нефтепровода в месте установки вантуза и на расстоянии 5 м по оси нефтепровода в каждую сторону;
- установка вантуза на нефтепровод;
- приварка патрубка к нефтепроводу;
- контроль качества сварного шва приварки патрубка к нефтепроводу;

- сварка усиливающей накладки;
- контроль качества сварного шва приварки усиливающей накладки;
- вырезка отверстия.

Расстояние между сварными швами трубопровода и привариваемых элементов должно быть не менее 100 мм.

Сварочно-монтажные работы по приварке патрубков (патрубка с задвижкой для приварной задвижки) следует проводить за один рабочий цикл, без перерыва, до полного завершения облицовочного слоя.

4.8 Герметизация внутренней полости трубопроводов

Просверлить отверстия для контроля за состоянием внутренней полости освобожденного от нефти участка нефтепровода, противоположного испытываемому и отверстия для контроля герметичности перекрытия перед герметизаторами в сторону открытого конца трубопровода.

Сверление выполнять ручным инструментом. Установка герметизаторов в полость нефтепровода производится с открытого торца трубопровода. Расстояние от открытого торца до герметизаторов – не менее диаметра трубопровода. Установка герметизаторов должна проводиться при отсутствии избыточного давления и притока нефти в трубопроводе. Перед этим ремонтный котлован должен быть зачищен от остатков нефти и места

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

загрязнений должны быть засыпаны свежим грунтом. Герметизаторы устанавливаются в трубопровод в соответствии с инструкциями по их эксплуатации и применению. Перед установкой герметизаторов внутренняя поверхность трубопровода должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее 2,5 м для герметизаторов ГРК.

4.9 Требования к трубам,(катушек) соединительным деталям и запорной арматуре, предназначенным для врезки в МТ

На сборку и сварку стыков катушки, в том числе составных, в составе ППР должны быть разработаны технологические карты на сборку и сварку стыков.

Ввариваемая катушка должна быть изготовлена из труб того же диаметра, толщины стенки и соответствовать классу прочности как минимум одной из соединяемых труб.

Длина катушек, ввариваемых в ЛЧ МТ, должна быть не менее DN трубопровода.

В пределах обвязки узлов пуска, пропуска и приема СОД в стесненных условиях, в исключительных случаях, когда вварка катушки длиной, равной DN трубопровода, не возможна, допускается предусматривать монтаж деталей (элементов) трубопровода с применением переходных колец или катушек, изготовленных в том числе из трубы с характеристиками, аналогичными заложенным проектной документацией, длиной:

- не менее 250 мм для трубопроводов диаметром DN 400 и более;
- не менее 100 мм для трубопроводов диаметром DN 350 и менее.

Труба, предназначенная для изготовления катушки, должна пройти входной контроль, включая проверку соответствия сопроводительной документации на трубу.

Труба, предназначенная для изготовления катушки, а также соединительные детали, запорная арматура должны пройти гидравлические испытания на прочность давлением, равным испытательному давлению, указанному в сертификате на трубу, в течение 24 ч и рабочим давлением в течение 12 ч.

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

При использовании для изготовления катушек труб:

- без заводского изоляционного покрытия – необходимо осмотреть поверхность трубы на предмет отсутствия вмятин, рисок, царапин, задиров, каверн стенки трубы, выполнить ВИК, УЗК качества продольного заводского шва на соответствие требованиям нормативных документов на изготовление трубы. Выполнить ультразвуковую толщинометрию стенки трубы в местах коррозионных поражений и зачисток, а также проверить наличие (отсутствие) расслоений и трещин;

- с заводским изоляционным покрытием диаметром более 800 мм – необходимо осмотреть внутреннюю поверхность трубы на предмет отсутствия вмятин, рисок, царапин, задиров, каверн стенки трубы, выполнить УЗК качества продольного заводского шва на соответствие требованиям нормативных документов на изготовление трубы. Выполнить ультразвуковую толщинометрию стенки трубы в местах коррозионных поражений и зачисток, а также проверить наличие (отсутствие) расслоений и трещин.

По результатам гидравлических испытаний, положительных заключений входного и дефектоскопического контроля на трубы, предназначенные для изготовления катушек, оформляют паспорт, наносят маркировку несмываемой краской буквой «К», на трубы, предназначенные для изготовления катушек на ППМТ, буквами «КВ», указывают дату, соответствующую дату проведения гидравлических испытаний, диаметр и толщину стенки. Документы для оформления паспорта трубы для изготовления катушек оформляют в соответствии с приложением Н. Маркировку наносят с отступлением от края трубы, равным 0,25 м, и равномерно по всей поверхности трубы с шагом, равным:

- диаметру трубы – для диаметров от 1020 до 1220 мм;
- 1 м – для труб диаметром 820 мм и менее.

Пример маркировки трубы –

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

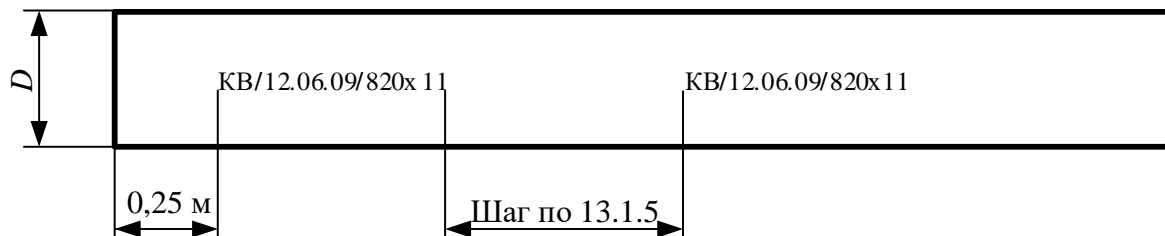


Рисунок 9 - Пример маркировки трубы

Соединительные детали (отводы, тройники, переходы) должны:

- соответствовать проектной документации по рабочему давлению, диаметру и толщине;
- иметь заводские паспорта (сертификаты);
- иметь маркировку с заводским номером детали.
- эллиптические заглушки.

Катушки, соединительные детали и запорная арматура не допускаются к установке в МТ при наличии на стенке и продольных сварных швах следующих дефектов:

- царапины, риски, задиры глубиной более 0,2 мм;
- трещины любой глубины и протяженности;
- гофры, вмятины, расслоения, коррозионные повреждения, дефекты продольных сварных швов.

Запрещается для врезки в трубопровод катушек, изготовленных из труб с дефектами:

- продольный сварной шов отремонтирован с применением любого вида ремонта и имеющие дефекты на длине менее 200 мм от торца трубы;
- стенка трубы отремонтирована заваркой и/или имеет вмятины, примыкающие к продольному сварному шву, любой глубины и уменьшения толщины стенки трубы, для которых минусовой допуск превышает 5 % от номинальной толщины стенки.

Запрещается исправление вмятин любыми способами.

Стыковка (подгонка) катушек/захлестов, установка и монтаж запорной арматуры и соединительных деталей

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

После вырезки катушки оси соединяемых участков трубопроводов должны быть выставлены в единую продольную линию на расстоянии, позволяющем произвести сборку стыков.

Длина раскрываемого участка и размещение трубоукладчиков в зависимости от их грузоподъемности с учетом диаметра участка трубопровода, минимального радиуса упругого изгиба и величины несоосности стыкуемых концов труб.

Плоскости торцовых поверхностей стыкуемых труб должны быть перпендикулярны осям этих участков трубопровода и параллельны друг другу. Указанное требование достигается путем вскрытия и освобождения МТ от грунта с последующим их перемещением с целью достижения единой продольной оси стыкуемых труб.

Перемещение участков МТ для достижения их соосности осуществляют трубоукладчиками с применением «мягких» полотенец. Мягкое полотенце должно быть расположено на расстоянии не менее 2 м от герметизатора/глиняного тампона с целью недопущения его повреждения при подъеме трубы и иметь соответствующую грузоподъемность. Запрещается подъем МТ с применением стропов-удавок и тросовых полотенец.

При подготовке планируемых ремонтных работ к соединительным деталям и запорной арматуре должны быть, при необходимости, приварены переходные кольца, с подваркой кольцевого стыка изнутри и проведением ВИК, УЗК и РК сварных швов в объеме 100 %.

Подготовку участка трубопровода для врезки проводят в следующей последовательности:

- а) удаление дефектного участка трубопровода, запорной арматуры, соединительных деталей (методом безогневой резки или взрыва);
- б) герметизация торцов участков трубопроводов герметизаторами/глиняными тампонами;

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

в) сверление контрольных отверстий для отбора анализа воздуха перед герметизаторами/глиняными тампонами/водяными пробками на расстоянии от 100 до 150 мм от их торцов;

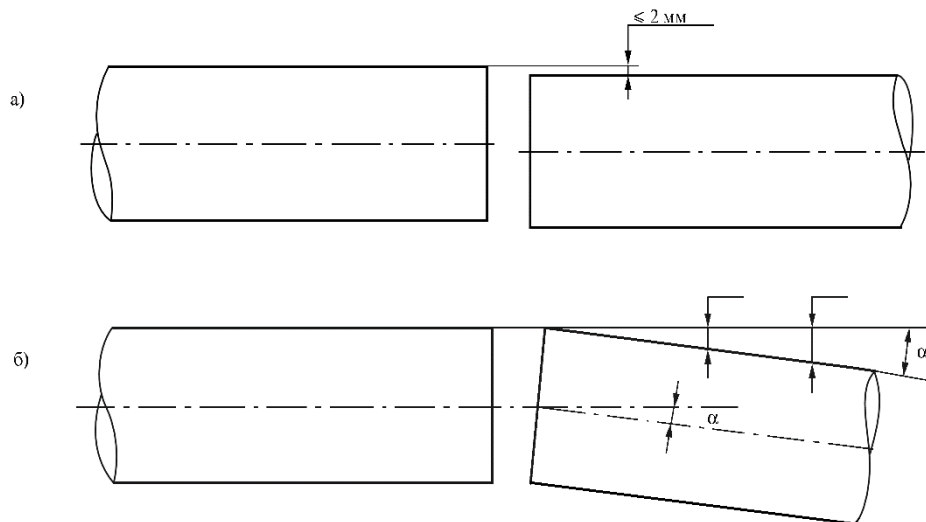
г) сверление отверстий для контроля уровня нефти/нефтепродукта во внутренней полости освобожденного от нефти/нефтепродукта трубопровода и наличия избыточного давления (или вакуума) на расстоянии не менее 40м от установленных герметизаторов с обеих сторон ремонтного котлована;

д) дегазация ремонтного котлована и контроль загазованности воздушной среды;

е) определение соосности стыкуемых участков трубопроводов. Схема измерения соосности труб при врезке. При соосности стыкуемых участков трубопроводов проводят работы по подгонке деталей. При несоосности концов трубопроводов участки трубопроводов дополнительно освобождаются (вскрываются) от грунта экскаватором. Длина вскрываемого участка (участков), с учетом величины перемещения и радиуса упругого изгиба участка трубопровода,

Выставленные торцы стыкуемых труб при проведении дальнейших операций должны оставаться неподвижными. Неподвижность концов труб обеспечивают фиксированием положения стрелы трубоукладчика и засыпкой участков трубопроводов грунтом.

При невозможности центровки труб с требуемой точностью, ремонт данного участка трубопровода производят монтажом гнутых отводов. Величина угла гнутого отвода должна быть определена по результатам геодезической съемки данного участка трубопровода.



- а) смещение стыкуемых кромок;
- б) несосность стыкуемых труб

Рисунок 10 – Схема измерения соосности труб при резке

Деформированные взрывом торцы трубопровода отрезают газовой резкой на расстоянии не менее 100 мм с последующей обработкой специализированными станками.

Допускается обработка угловой шлифовальной машинкой со снятием слоя металла с обрезанного торца трубопровода не менее 1 мм и формированием разделки кромок под сварку для труб с толщиной стенки до 17 мм.

Концы труб подвергают УЗК на длине не менее 100 мм по всему периметру на наличие расслоений. Расслоения, выявленные УЗК, удаляют.

Подгонку катушки производят в следующей последовательности:

- производят разметку катушки (переходные кольца – при необходимости) на трубе, длина которой должна соответствовать длине вырезанного участка с учетом припуска на механическую обработку после газовой резки величиной 2 мм. Длина катушки, соединительной детали и запорной арматуры с переходными кольцами, готовой к установке, должна быть меньше длины ремонтного участка на величину от 2 до 3 мм;

- разметку линии реза производят мелом или тальком с применением мягких шаблонов либо других специальных приспособлений. Разметка линии реза торцов трубопровода с применением приспособления.

- для определения длины монтируемой катушки производят измерение длины заменяемого участка трубопровода в четырех точках по горизонтальной плоскости и вертикальной плоскости. Схема измерения длины ремонтного участка трубопровода приведена на рисунке. Разность длин образующих трубопровода ΔA и ΔB рассчитывают по формулам:

$$\Delta A = A1 - A2$$

$$\Delta B = B1 - B2.$$

Разность длин образующих трубопровода ΔA и ΔB должна составлять не более 3 мм. Неперпендикулярность обработанных торцов катушки относительно оси участка трубопровода по образующей трубы не должна превышать 2 мм. Угол между продольными осями стыкуемых элементов должен не превышать $1,5^\circ$.

1 – регулировочная штанга; 2 – нить (тросик и т. п.); 3 – чертилка; 4 – винтовое приспособление

Примечание – Центр винтового приспособления (O) выставляют относительно внутреннего диаметра трубы с точностью ± 1 мм.

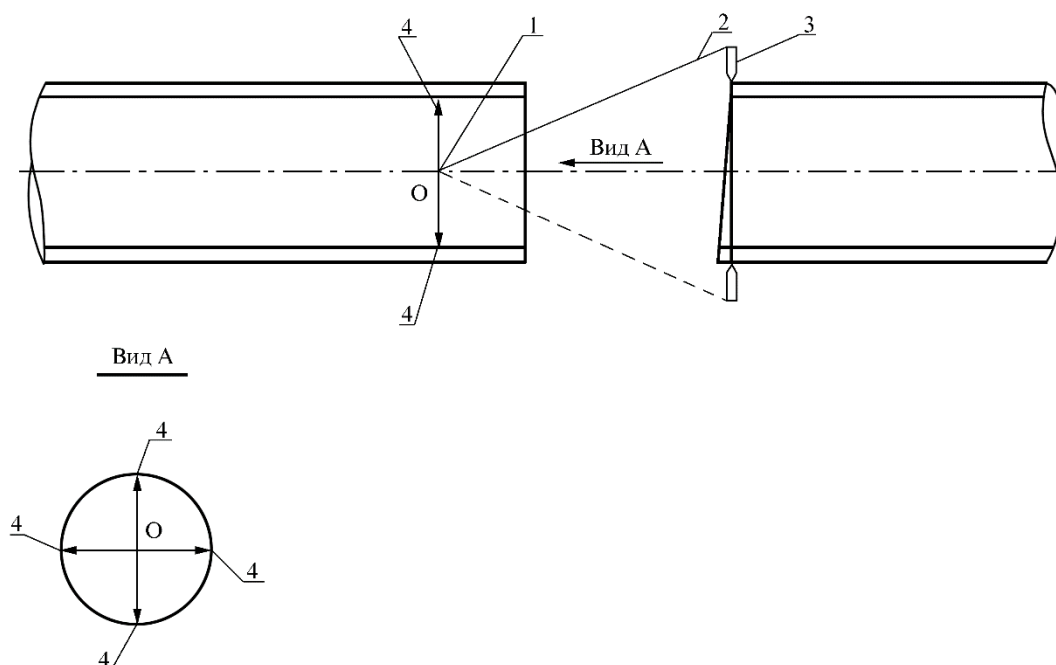


Рисунок 11 – Разметка линии реза торцов трубопровода с применением приспособления

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

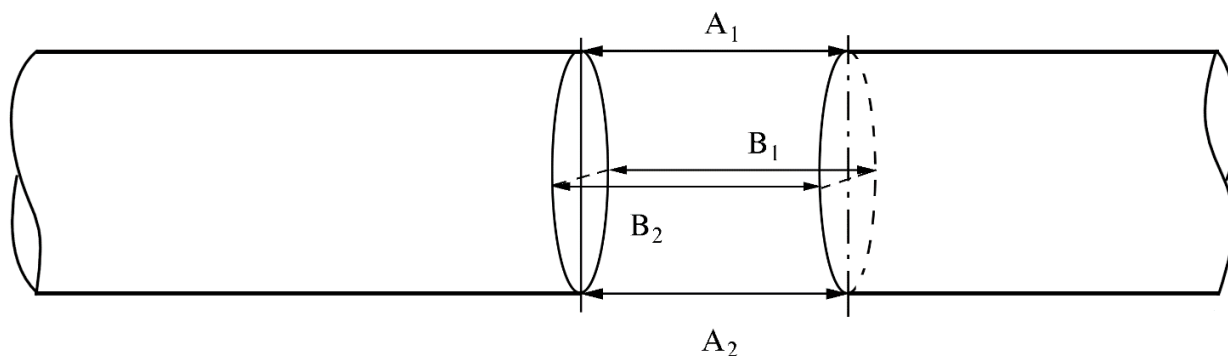


Рисунок 12 – Схема измерения длины ремонтного участка МТ

Центровку катушки с ремонтируемым участком трубопровода выполняют с применением наружных центраторов.

Если концы ремонтируемого участка трубопровода и катушки имеют овальность, для сборки должны применять центраторы, предназначенные для исправления

овальности (цепные центраторы, центраторы-деовализаторы, подкладные струбцины для звеньевых центраторов).

Сборку стыков с различными наружными диаметрами соединяемых элементов рекомендуется производить с использованием цепных центраторов и центраторов-деовализаторов, позволяющих компенсировать разность наружных диаметров с помощью регулировки опорных болтов.

Подготовка и подгонка катушек, соединительных деталей, запорной арматуры выполняется в следующей последовательности:

- при соблюдении требований по смещению кромок и разнотолщинности свариваемых элементов, на торец ремонтируемого участка трубопровода установить, зафиксировать и приварить одну сторону ввариваемого элемента (гнутого отвода, перехода, тройника, запорной арматуры);

- при разнице в толщине стенки ремонтируемого участка трубопровода и ввариваемого элемента, превышающей требования, к ввариваемому элементу с обеих сторон приварить переходные кольца (переходные катушки), длина которых на ЛЧ МТ после монтажа должна соответствовать требованиям

Сборку переходной катушки сремонтируемым МТ (устранение технологического разрыва) производят с выполнением захлеста или установкой катушки.

4.10 Электрохимическая защита от коррозии

Электрохимическая защита кожуха от коррозии осуществляется при удельном электрическом сопротивлении грунта не более 500 Ом.

Протекторы следует размещать на расстоянии 5-ти метров от оси нефтепровода.

Глубина установки протекторов должна быть не менее глубины промерзания грунта.

Протекторы должны быть соединены с кожухом через контрольно-измерительные пункты (КИП).

КИП устанавливаются с двух сторон перехода и оборудуются медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия для измерения защитного потенциала и блоком пластин индикаторов скорости коррозии. В КИП заводятся выводы от трубопровода, кожуха, электрода сравнения, блока пластин – индикаторов скорости коррозии и протекторов.

Все выводы выполняются медным кабелем марки ВБШв-2х6.

Протекторы приняты на основе магниевое сплава весом 20 кг. Каждый протектор упакован в хлопчатобумажный мешок с порошковым активатором в заводских условиях.

При установке протектора в грунт предусматривается засыпка околопротекторного пространства коксо-минеральным активатором (КМА) для уменьшения переходного сопротивления протектор-грунт и увеличения площади токоотдающей поверхности. КМА состоит из смеси коксовой мелочи и безгалогенидного минерального активатора и имеет электросопротивление 0,03 – 0,06 Ом м.

При проведении пуско-наладочных работ следует установить потенциал кожуха равный защитному потенциалу трубопровода. Превышение потенциала трубопровода (по абсолютной величине) не допускается.

					Перечень основных видовстроительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Для возможности регулирования защитного потенциала на кожухе, в цепь протектор – кожух включается магазин сопротивлений. В качестве магазина сопротивлений используется блок диодно - резисторный (БДР) с исключением из цепи диодом. БДР устанавливается на стойке КИП.

Не допускается непосредственного контакта трубы и кожуха.

4.11 Гидравлические испытания проектируемого трубопровода

На переходах автомобильных дорог III категории, испытание трубной плети проводится по одному

При подготовке к испытаниям проводится проверка работоспособности всего оборудования, приборов и средств, установленных в соответствии с ПОИ, ППИ и специальной инструкцией:

- опрессовочного агрегата с трубопроводами обвязки;
- задвижек;
- заглушек;
- контрольно-измерительных приборов;
- воздушных и сливных патрубков, оснащенных запорной арматурой.

Для контроля за процессом испытаний должен быть организован пост наблюдения. Пост наблюдения должен иметь устойчивую связь с пунктом управления испытаниями.

На весь период испытаний на постах наблюдения обеспечивается круглосуточное дежурство наблюдателей. В состав каждой дежурной смены должно входить не менее двух наблюдателей.

Наполнительные и опрессовочные агрегаты приводят в рабочее положение и подключают к трубопроводу на испытательном участке.

Наполнительными агрегатами проводят закачку воды в испытываемый участок технологического узла. Затем включают в работу опрессовочные агрегаты и повышают давление в трубопроводе до испытательного, затем останавливают опрессовочные агрегаты и перекрывают линию подачи воды в технологический узел.

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

При заполнении трубопроводов водой для гидравлического испытания должен быть полностью удален воздух. Удаление воздуха осуществляется через существующие и вновь врезаемые вантузы.

Для испытания на прочность давление поднимают до заводского испытательного давления трубы $R_{исп}=10,6$ МПа в нижней точке участка трубопровода и не менее $1,25 \times R_{раб}=5,15$ МПа в верхней точке. Трубопровод необходимо выдержать при этом давлении 24 ч (испытание на прочность). Если падение давления в течение этого времени не произошло, снизить давление до величины $R_{раб}=4,12$ МПа.

Произвести проверку трубопровода на герметичность при давлении $R_{раб}$. Проверку на герметичность проводят в течение времени, необходимого для осмотра участка и выявления утечек, но не менее 12 часов. В случае обнаружения утечек в процессе проверки на герметичность необходимо устранить неисправность и повторить проверку на герметичность.

Режим процесса испытаний (подъем давления, выдержка под испытательным давлением) - круглосуточный. Обслуживание процесса испытаний – постоянное.

Трубопроводы для подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на прочность на давление $1,25 \times R_{исп}$ в течение 12 часов. $R_{исп}$ – величина испытательного давления на прочность.

Участок технологических трубопроводов, подвергаемый гидравлическому испытанию, ограничивается эллиптическими заглушками. Запрещается использование линейной запорной арматуры, задвижек вантузов в качестве ограничительного элемента.

Скорость подъема давления при испытании не должна превышать 0,04 МПа (0,4 кгс/см²) в минуту. При достижении величины давления, равной 0,9 от величины максимального испытательного давления в нижней точке

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

трассы, скорость подъема давления должна находиться в пределах от 0,01 до 0,02 МПа (0,1 до 0,2 кгс/см²) в минуту.

При испытаниях должен проводиться контроль:

- давления в испытываемом трубопроводе с помощью манометра;
- режима испытаний с помощью самопишущего прибора давления;
- времени выдержки под испытательным давлением по часам.

При испытаниях на прочность и герметичность для измерения давления должны применяться поверенные опломбированные и имеющие паспорт манометры класса точности не ниже 1 и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного.

Манометры устанавливаются с выносом за пределы опасной зоны.

В процессе выдержки технологических трубопроводов под испытательным давлением ведется постоянное наблюдение за показаниями приборов контроля давления и температуры воды. Величины давления и температуры воды фиксируются на диаграммах в непрерывном режиме и в рабочих журналах наблюдений. В случае возможности использования безбумажной технологии (электронной записи), показания приборов фиксируются в памяти ПЭВМ.

В процессе испытаний на каждом из испытываемых участков может наблюдаться постепенное снижение (повышение) испытательного давления вследствие снижения (повышения) температуры воды в трубопроводе за счет влияния теплового поля окружающей МН среды.

Степень и темп снижения (повышения) испытательного давления не должны отличаться от значений, определяемых по номограмме по замеренным перепадам температуры воды.

Осмотр трассы разрешается производить только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки нефтепровода на герметичность.

Гидравлические испытания должны быть прерваны и давление снижено до 0,5 от уровня рабочего давления на данном участке в случаях:

- резкого падения давления на испытываемом участке;
- обнаружения выхода воды;
- возникновения непредвиденных обстоятельств, при которых продолжение испытаний может привести к аварии или опасной ситуации.

Распоряжение о прекращении или перерыве в испытаниях отдает председатель комиссии (дежурный член комиссии).

Причины прекращения испытаний фиксируются в рабочем журнале комиссии.

После снижения давления на участке (по распоряжению председателя комиссии) наблюдатели проводят осмотр.

В случае обнаружения разрыва нефтепровода с выходом водонефтяной эмульсии или воды наблюдатели должны немедленно доложить комиссии о повреждении трубопровода и возможных последствиях.

Выявленные при испытаниях дефекты и повреждения устраняются в порядке, предусмотренном действующими нормативными документами.

После устранения дефектов испытания проводят по установленному регламенту.

Данные о характере каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения трубопровода, а также работы по их устранению фиксируются в специальном акте.

Участок магистрального нефтепровода считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность и герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки.

При обнаружении утечек участок нефтепровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

По окончании испытаний опрессовочные агрегаты отключают, соединительные патрубки заглушают или удаляют. С помощью ЦНС-150 откачивают воду из технологических трубопроводов в емкость временного хранения воды ВХН.

					Перечень основных видов строительно-монтажных работ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После окончания испытаний в течение 5 дней ведется наблюдение за испытанным технологическим трубопроводом путем ежедневного патрулирования для обнаружения возможных утечек.

Воду для проведения гидроиспытаний использовать из артезианской скважины ЛАЭС «Лугинецкое».

4.12 Работы в зимний период

Работы в зимний период следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП III-42-80* и ВСН 004-88.

Для расчистки трассы от снега в основном используются бульдозеры и грейдеры.

Перед началом земляных работ в зимнее время должен быть удален снег с полосы будущей траншеи. Во избежание заноса траншеи снегом и смерзания отвала грунта, при работе зимой, темп разработки траншеи должен соответствовать темпу укладочных работ. Технологический разрыв между землеройной и укладочной колонной должен быть не более 2-х суточной производительности землеройной колонны.

Способы разработки траншей в зимнее время назначают в зависимости от времени выполнения земляных работ, характеристики грунта и глубины его промерзания.

При глубине промерзания грунта до 0,4 м разработка траншеи должна производиться роторным или одноковшовым экскаватором, оборудованным ковшом - обратная лопата емкостью 0,65-1,5 м³.

При глубине промерзания грунта более 0,4 м перед разработкой его одноковшовым экскаватором грунт необходимо рыхлить механическим способом. При разработке мерзлого грунта с использованием тракторного рыхлителя работы по разработке траншеи могут осуществляться по следующей схеме: при глубине промерзания до 1,5 м рыхление грунта тракторным стоечным рыхлителем за несколько проходов, затем выбор разрыхленного грунта бульдозером вдоль траншеи; оставшийся грунт с

					Перечень основных видовстроительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

глубиной промерзания менее 0,4 м должен разрабатываться одноковшовым экскаватором.

Находящийся в отвале мерзлый грунт перед засыпкой траншеи разрыхляют ножом бульдозера и размельчают гусеницами.

При засыпке трубопровода в зимнее время мерзлым грунтом поверх него должен устраиваться валик грунта с учетом последующей осадки его при оттаивании. Основания под трубопроводы в мерзлых грунтах следует выравнять слоем мягкого грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями основания.

При засыпке трубопровода грунтом, содержащим мерзлые комья размером более 50 мм в поперечнике, изоляционное покрытие следует предохранять от повреждений присыпкой мягким (песчаным) грунтом на толщину 20 см над верхней образующей трубы.

При засыпке трубопровода в зимнее время мерзлым грунтом поверх него должен устраиваться валик грунта с учетом последующей осадки его при оттаивании.

Сварочные работы могут выполняться в зимний период с проведением необходимых мероприятий, которые обеспечивают высокое качество сварочных работ при низких температурах, что обеспечивается устройством укрытий (типа палатки), защищающих сварщика и место проведения работ от ветра и низкой температуры. При температуре окружающего воздуха ниже минус 100С необходимо иметь вблизи рабочего места сварщика инвентарное помещение для обогрева, при температуре ниже минус 400С - оборудовать тепляк.

В зимнее время антикоррозионные работы следует проводить в отапливаемых помещениях или укрытиях, в соответствии с требованиями СНиП 3.04.03-85.

При использовании манжет для изоляции зоны сварных стыков трубопроводов необходимо соблюдать требования инструкции завода-изготовителя.

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Не допускается производить изоляционные работы трубопроводов, аппаратов, конструкций, находящихся вне помещений во время атмосферных осадков.

Непосредственно перед нанесением защитных покрытий защищаемые поверхности должны быть просушены. Нанесение мастик на заиндевевшие или обледеневшие поверхности стыков не допускается. В зимний период температура, при которой наносят мастику (праймер), а также температура мастики в момент нанесения должны соответствовать параметрам, указанным в инструкции завода-изготовителя.

Технологические операции по нанесению на трубу изоляционного покрытия в зимний период не отличаются от операции, которые выполняются в летний период.

Целесообразно изолированную трубу сразу укладывать в траншею и присыпать ее разрыхленным грунтом. Качество нанесения изоляционного покрытия должно отвечать требованиям ВСН 008-88.

Не допускается длительное пребывание изолированной трубы на бровке траншеи.

Работы по монтажу трубопроводов необходимо выполнять с осторожностью, учитывая снижение прочности изоляции и металла трубы.

При укладке в штабеля (складировании) трубы должны быть расположены в поперечном направлении к проезжей части склада, на торцах труб в зимнее время должны быть заглушки, исключающие попадание снега.

Испытание нефтепровода при отрицательной температуре производится водой, имеющей естественную температуру водоема.

Гидравлическое испытание водой при отрицательной температуре воздуха допускается по специальному ППР на испытание.

При испытании водой в специальном ППР приводится:

- организация обязательного контроля температуры воды в трубопроводе во время испытаний;
- меры по поддержанию положительной температуры воды в трубопроводе (подогрев);

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- мероприятия по предохранению надземных частей трубопровода, линейной арматуры и приборов от замораживания, по утеплению и укрытию
- узлов подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов, камер запуска и приема СОД, сливных патрубков и обвязочных трубопроводов с арматурой;
- мероприятия по защите от замерзания измерительных приборов 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.

При проведении гидравлических испытаний при отрицательных температурах (при необходимости) использовать пароспутники, греющий кабель, инвентарные укрытия, тепловые пушки.

4.13 Порядок организации работ по вырезке (катушки)

Вырезка катушек, задвижек, соединительных деталей

Порядок организации работ по вырезке катушек.

Вырезка катушки, должна производиться одним из методов:

- безогневым методом (МРТ, ручные ножовки, ручные труборезы, труборезы токарного типа);
- с применением энергии взрыва (УКЗ, шнуровых кумулятивных зарядов).

Оборудование для вырезки катушки должно выбираться с учетом обеспечения безопасности выполнения работ, наличия свободного пространства и толщины стенки вырезаемой трубы.

В стесненных условиях рекомендуется применение ручных труборезов и труборезов токарного типа.

На трубах толщиной стенки более 15 мм, для последующей подготовки кромок, в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14 рекомендуется применение труборезов токарного типа.

					Перечень основных видов строительно-монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Производство работ по вырезке катушки должно выполняться по наряд-допускам и в соответствии с требованиями, указанными в ППР или проекте производства взрывных работ, инструкции по эксплуатации МРТ или руководстве по эксплуатации УКЗ.

В МТ на месте вырезки катушки перед началом и на весь период производства работ должно быть обеспечено поддержание атмосферного давления и выполнены мероприятия по предотвращению попадания нефти/нефтепродукта к месту вырезки катушки.

За 24 ч до начала вырезки катушки должны быть отключены станции катодной и дренажной защиты МТ на расстоянии не менее 10 км в обе стороны от места производства работ.

Длина вырезаемой катушки должна превышать длину дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны. При установке герметизатора длину вырезаемой катушки определяют в соответствии с требованиями 12.1.1.

Перед началом работ по резке труб ремонтный котлован должен быть подготовлен в соответствии с требованиями подразделов 6.2 и 6.3 в местах с высоким уровнем грунтовых вод и на болотах.

Запрещается проведение работ по вырезке катушки при наличии в трубопроводе избыточного давления ИГС.

До начала резки труб изоляционное покрытие в местах резки в зависимости от способа выполнения операции должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 50 мм при использовании энергии взрыва, не менее 600 мм – для МРТ. Поверхность МТ в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики.

Перед установкой МРТ или зарядов на участок трубопровода ремонтный котлован необходимо зачистить от остатков изоляционных материалов и замазученного грунта.

При проведении работ по вырезке катушки с применением МРТ операции проводятся с непрерывным контролем воздушной среды с помощью индивидуальных газоанализаторов-сигнализаторов. Операции по

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

прорезке металла трубы, вбиванию клиньев в надрез, демонтажу МРТ в ремонтном

котловане проводят исполнителями работ в шланговом противогазе, если концентрация паров нефти/нефтепродукта в воздухе рабочей зоны составляет:

- для паров нефти, керосина, дизельного топлива – более 300 мг/м³;
- для бензина – более 100 мг/м³.

Газоопасные работы должны быть остановлены, а работники должны покинуть котлован при концентрации паров нефти/нефтепродукта более ПДВК:

- для паров нефти – не более 2100 мг/м³;
- для паров бензина – не более 1630 мг/м³;
- для паров дизельного топлива – не более 3460 мг/м³.

Все исполнители работ по наряд-допуску на огневые и газоопасные работы, должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами. На весь период работы должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания согласно требованиям ОР-13.040.00-КТН-006-12.

На время проведения работ от начала установки МРТ и до окончания герметизации внутренней полости трубопровода для подачи свежего воздуха в рабочую зону котлована, а также для устранения загазованности должны применяться взрывозащищенные осевые вентиляторы, в количестве не менее 2 шт., имеющих производительность не менее 5420 м³/ч, оборудованных защитными решетками движущихся частей с учетом обеспечения

эффективности их работы, подставкой с регулируемым углом наклона вентилятора и сопловым диффузором. Размеры соплового диффузора должны быть: длина равна диаметру выкидного патрубка вентилятора D, диаметр на выходе из диффузора $0,71 \cdot D$. Вентиляторы должны размещаться с наветренной стороны на подготовленной ровной площадке вне котлована.

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Электрооборудование вентилятора (электродвигатель, пусковая кнопка) должно быть взрывозащищенного исполнения, электропусковая аппаратура размещается вне взрывоопасной зоны (не менее 30 м от котлована).

Корпус вентилятора и электрооборудования должны быть заземлены. Допускается применение вентиляторов без соплового диффузора при производительности более 20000 м³/ч.

Перед вырезкой катушки на МТ должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля сечением не менее 16 мм². При ремонте МТ на участках с наличием блуждающих токов электрифицированных железных дорог сечение перемычки должно быть рассчитано на максимальный ток дренажа, но не менее 50 мм². Вырезаемую катушку так же шунтируют с трубопроводом. При вырезке соединительного элемента (тройника) между собой шунтируются все подходящие трубопроводы и вырезаемый элемент. Концы шунтирующих перемычек должны иметь медные кабельные наконечники. Крепление шунтирующих перемычек к трубопроводу, гибким стальным лентам (хомутам) должно выполняться с помощью болтового соединения:

а) на невырезаемую часть трубопровода – к гибким стальным лентам (хомутам), установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы;

б) на вырезаемую часть трубопровода – к стальным болтам с резьбой от М12 до М16, приваренным к телу трубы при отсутствии загазованности в ремонтном котловане или к гибким стальным лентам (хомутам), установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы.

Для выполнения соединения на хомуте должен быть приварен стальной болт с резьбой от М12 до М16.

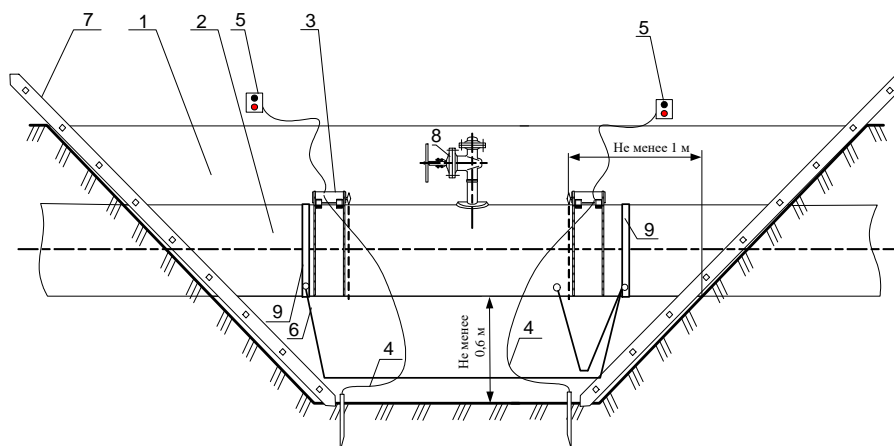
Длина шунтирующих перемычек должна обеспечивать свободный проход МРТ и демонтаж вырезанной катушки из ремонтного котлована.

Вырезка катушки с применением машин для резки труб

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

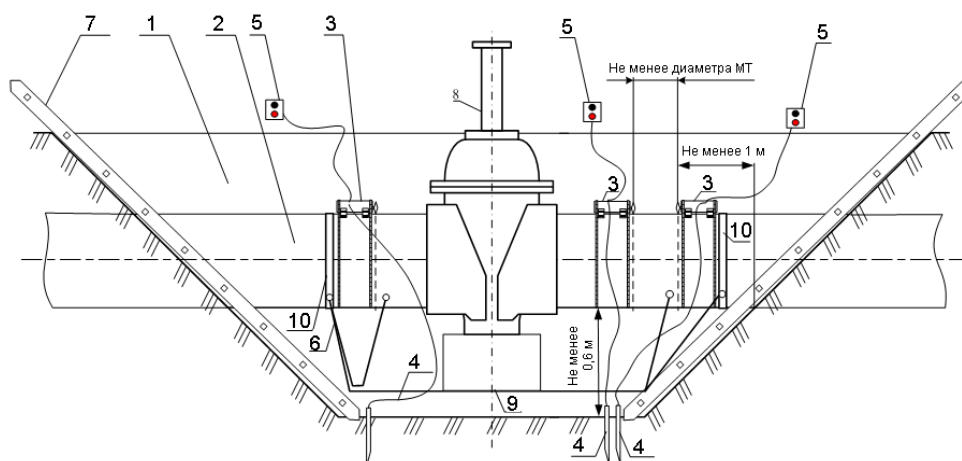
Вырезка катушки должна производиться МРТ с электроприводом (пневмоприводом или гидроприводом) во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин и подачей не более 30 мм/мин. Инструкцию по эксплуатации МРТ разрабатывают на основании руководства по эксплуатации и паспорта изготовителя изделия. Инструкция по эксплуатации МРТ должна включать в себя: требования по транспортировке, монтажу на МТ, подготовке к работе и выполнению резки, демонтажу и хранению. Инструкцию по эксплуатации МРТ утверждает главный инженер ОСТ.

Схема безогневой вырезки катушки приведена на рисунке 11.2. Схема безогневой вырезки запорной арматуры приведена на рисунке 11.3. Схема безогневой вырезки тройника приведена на рисунке 11.4.



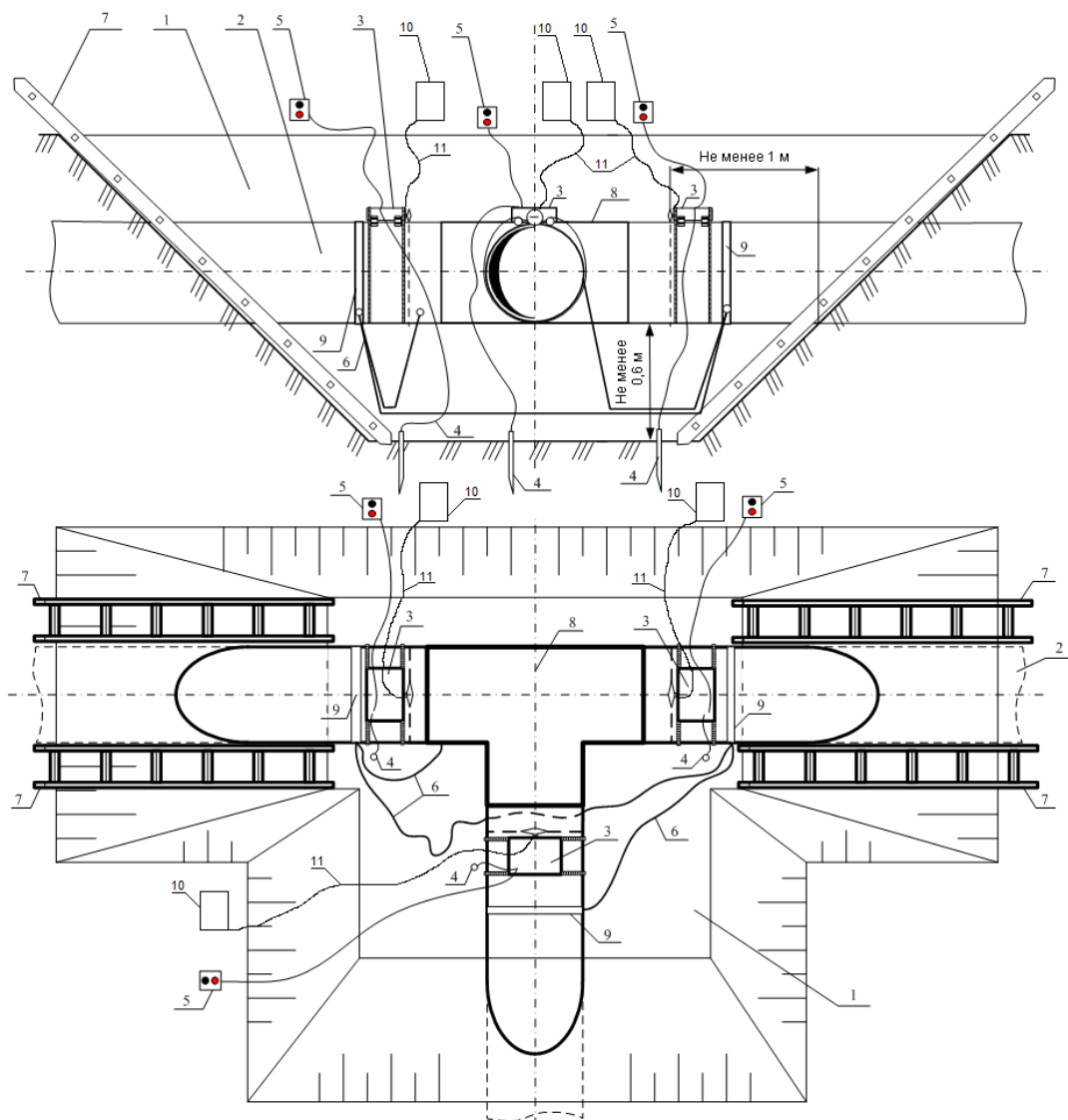
- 1 – ремонтный котлован; 2 – трубопровод; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем;
 5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая перемычка; 7 – приставная лестница;
 8 – вантуз; 9 – гибкая стальная лента (хомут)

Рисунок 13 – Схема безогневой вырезки катушки



- 1 – ремонтный котлован; 2 – МТ; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем; 5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая переключатель; 7 – приставная лестница; 8 – запорная арматура; 9 – фундамент; 10 – гибкая стальная лента (хомут)

Рисунок 14 – Схема безогневой вырезки запорной арматуры



- 1 – ремонтный котлован; 2 – трубопровод; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем; 5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая переключатель; 7 – приставная лестница; 8 – тройник; 9 – гибкая стальная лента (хомут); 10 – емкость с охлаждающей жидкостью; 11 – шланг подвода охлаждающей жидкости к фрезу МРТ

Рисунок 15 – Схема безогневой вырезки тройника

Вырезка катушки должна осуществляться одновременно двумя МРТ. МРТ устанавливают на трубе согласно инструкции по эксплуатации МРТ в соответствии со схемами вырезки катушек, запорной арматуры и соединительных деталей (см. рисунки 13 - 15).

Установка МРТ на вырезаемую катушку при производстве резки запрещается.

									Лист
									98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Перечень основных видов строительных и монтажных работ				

При вырезке тройника должны одновременно устанавливаться и работать МРТ в количестве 3 шт.

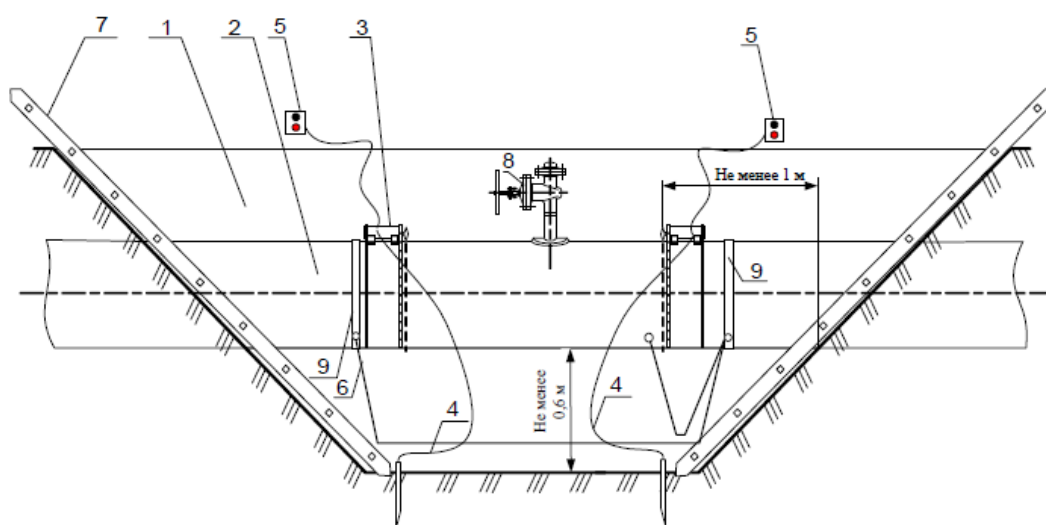
4.14 Вырезка катушки с применением машин для резки труб

Вырезка катушки должна производиться МРТ с электроприводом (пневмоприводом или гидроприводом) во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин и подачей не более 30 мм/мин. Инструкцию по эксплуатации МРТ разрабатывают на основании руководства по эксплуатации и паспорта изготовителя изделия. Инструкция по эксплуатации МРТ должна включать в себя: требования по транспортировке, монтажу на МТ, подготовке к работе и выполнению резки, демонтажу и хранению. Инструкцию по эксплуатации МРТ утверждает главный инженер ОСТ.

Схема безогневой вырезки катушки приведена на рисунке 5.

Вырезка катушки должна осуществляться одновременно двумя МРТ. МРТ устанавливают на трубе согласно инструкции по эксплуатации МРТ в соответствии со схемами вырезки катушек.

Установка МРТ на вырезаемую катушку при производстве резки запрещается.



- 1 – ремонтный котлован; 2 – трубопровод; 3 – МРТ; 4 – провод заземления МРТ со штырем;
5 – пульт управления МРТ; 6 – шунтирующая перемычка; 7 – приставная лестница;

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

8 – вантуз; 9 – гибкая стальная лента (хомут)
Рисунок 16 - Схема безогневой вырезки катушки

Работы при резке труб должны проводиться в указанной последовательности с соблюдением следующих требований:

а) до начала работ проверить и убедиться в полной комплектности, исправности и работоспособности применяемого оборудования.;

б) разметить место реза и установить МРТ на трубопровод при монтаже удерживать ее грузоподъемным механизмом до тех пор, пока не будут натянуты цепи вокруг тела трубы;

в) выполнить подключение сетевой вилкой пульта управления МРТ к энергоустановке (щиту управления), заземлить МРТ и пульт управления МРТ;

г) проверить силовые кабели на отсутствие внешних повреждений и уложить их на инвентарные стойки;

д) подготовить емкость со смазочно-охлаждающей жидкостью вместимостью не менее 50 л и обеспечить постоянное охлаждение фрезы во время резки; удерживать вырезаемую катушку грузоподъемным механизмом до окончания вырезки и последующего демонтажа;

е) произвести вырезку катушки в соответствии с инструкцией по эксплуатации МРТ, при круговом движении МРТ по внешнему периметру трубопровода не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону работы фрезы. Прокладку силового кабеля от МРТ до пульта управления МРТ выполнить таким образом, чтобы исключить его натяжение на весь период резки и прохождения МРТ по внешнему периметру трубы;

и) с целью исключения защемления режущего диска фрезы при резке труб, вызванного освобождением напряжений в трубе, необходимо вбивать клинья в надрез на расстоянии от 50 до 60 мм от режущего инструмента. Клинья необходимо вбивать на расстоянии от 250 до 300 мм. Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала. Забивание клиньев производить при остановленной МРТ.

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Грузоподъемные работы по монтажу и демонтажу МРТ, поддержке и удалению вырезаемой катушки должны выполняться с помощью грузоподъемных механизмов в соответствии с правилами.

Выполнение операций по монтажу МРТ на трубу и ее демонтажу с трубы должно осуществляться с отключенной от энергоустановки (щита управления) сетевой вилкой пульта управления МРТ.

Работа по вырезке катушки безогневым методом запрещается:

- при неисправной и некомплектной МРТ;
- расстоянии между стенкой ремонтного котлована и МРТ менее 0,6 м;
- наличии на силовом кабеле внешних повреждений, соединительных муфт, «скруток»;
- отсутствии заземления МРТ, пульта управления МРТ, энергоустановки (щита управления);
- наличии на фрезе выкрошенных зубьев, трещин и зон притуплений;
- с не зафиксированным на фрезе предохранительным кожухом;
- при скорости вращения фрезы более 60 об/мин и подачи более 30 мм/мин;
- без равномерного постоянного охлаждения фрезы;
- без наличия поддонов под местами установки МРТ;
- при недопустимом натяжении питающего кабеля или его попадании под режущий инструмент (фрезу);
- при нахождении людей в ремонтном котловане во время работы МРТ.

После окончания работ по вырезке катушки МРТ демонтируют, ремонтный котлован зачищают от замазученности.

4.15 Ремонт участков нефтепровода с заменой труб или части трубы («катушки»)

Данный способ применен при выборочном ремонте участков нефтепровода, имеющих небезопасные недостатки, т.е. повреждение геометрии стенок труб (вмятины, гофры) больше возможных границ.

Ремонт выполняется с вырезкой дефектного места нефтепровода и

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

заменой на новый с остановкой перекачки. Протяженность вырезаемого дефекта не менее чем на 100 мм с каждой стороны. Минимальная протяженность «катушки» - должна быть менее диаметра ремонтируемого нефтепровода.

К выполнению огневых работ допускаются только аварийно – восстановительные службы либо особые подразделения по устранению аварий на нефтепроводах (в зависимости от размера объема, сложности работ). Согласно внутритрубной дефектоскопии работа начинается с подготовки рабочего плана.

После изоляции концов нефтепровода чистят днище ремонтируемого котлована от пропитанного нефтью грунта и производят тест воздуха в ремонтируемом котловане и по герметизированным концам нефтепровода. При отсутствии взрывоопасной концентрации газа приступают к разметке и подготовке концов нефтепровода под монтаж и сварку (обработка кромок шлифмашинки со снятием фаски).

Промерив расстояние между подвергнутыми обработке концами нефтепровода, подготавливают «катушку» из заранее опресованной трубы или трубу в целом (марки ТН или другой трубы качеством не ниже заменяемой).

При наличии устройства для разметки трубы вероятно первоначальная подготовка «катушки» данной длины, по габаритам которой изготавливается разметка и подготовка концов нефтепровода.

«Катушку» к нефтепроводу пристыковывают трубоукладчиком или автокраном, собирают стык с использованием внешних центраторов и укрепляют стыкуемые концы при помощи прихваток равномерно по периметру.

После очищения прихваток от шлака производят сварку стыков с нанесением клейма сварщика.

Один из вариантов технологической схемы выборочного ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки» трубы показан на рисунке ниже.

Требования к квалификации сварщиков, производству, сварке и

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

контролю свойств сварных соединений трубопровода остаются такими же, как и при строительстве новых нефтепроводов. Сварщики обязаны владеть опытом работы на действующих нефтепроводах, а их квалификация должна быть высокой, чтобы снабдить высокое качество сварных работ при полевой обработке торцов труб и без внутренней подварки стыков при любых диаметрах нефтепровода.

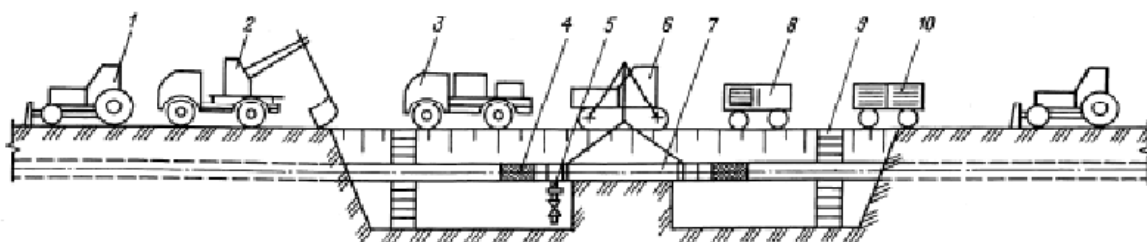


Рисунок 17 – Технологическая схема выборочного ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки», трубы, узлов линейной арматуры:

- 1 – бульдозер;
- 2 – экскаватор;
- 3 – ПНА-2;
- 4 – глиняные пробки;
- 5 – задвижка;
- 6 – кран – трубоукладчик;
- 7- катушка;
- 8 – электростанция;
- 9 – лестница;
- 10 – сварочный агрегат

После заполнения трубопровода нефтью выходят на заданный технологический режим перекачки и производят контрольные осмотры отремонтированного участка в течение 6 ч (не менее). Изоляционное покрытие подвергают проверке на адгезию, общую толщину и сплошность.

При удовлетворительном состоянии покрытия приступают к подсыпке и подбивке размягченного или мягкого грунта под нефтепровод устройством

УПТ – 1 или вручную с последующей присыпкой и засыпкой минеральным грунтом.

Работы заканчиваются рекультивацией плодородного слоя почвы, планировкой и очисткой близлежащей территории, восстановлением трассовых сооружений, знаков и т.д., если они были нарушены в процессе производства работ.

По завершении всех работ оформляется исполнительный приемо – сдаточный акт на выполненный капитальный ремонт (восстановление) участка.

4.16 Гидравлическое испытание трубы 1020×10 для «катушки»

Для проведения гидравлического испытания давление внутри трубы создают водой или жидкостями с пониженной температурой замерзания, предусмотренной проектом.

Так как гидравлическое испытание трубы для «катушки» будет проводиться вблизи промышленной площадки, то источником воды будет являться водопровод.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубы входят:

- подготовка к испытанию;
- наполнение трубы водой;
- подъём давления до испытательного;
- испытание на прочность;
- сброс давления до проектного рабочего;
- проверка на герметичность;
- сброс давления до 0,1- 0,2 МПа (1-2кгс/см²).

При необходимости выполняются работы, связанные с выявлением и устранением дефектов: замена трубы.

Гидравлическое испытание на прочность необходимо производить для:

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

трубопроводов (кроме магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов) – на давление $1,1P_{раб.}$ в верхней точке и не более гарантированного

запасом испытательного давления $P_{зав.}$ в нижней точке (рисунок 18).

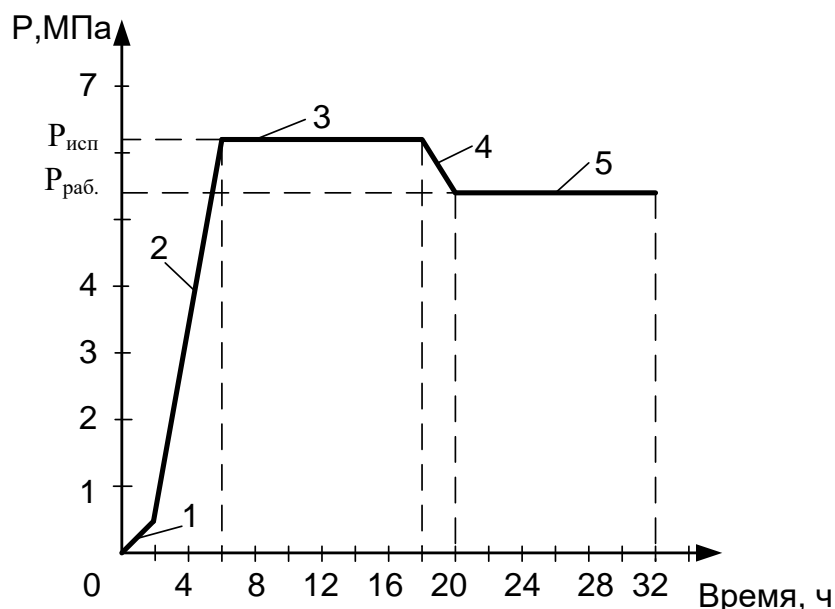


Рисунок 18 - График изменения давления при гидравлическом испытании трубы: 1- заполнение трубы водой; 2-подъем давления до $P_{исп.}$; 3- испытание на прочность; 4- снижение давления; 5- проверка на герметичность.

При подготовке к гидравлическому испытанию трубы для «катушки» необходимо в соответствии с принятой схемой испытания выполнить следующие операции:

- смонтировать и испытать обвязочные трубопроводы наполнительных и опрессовочных агрегатов и шлейф подсоединения к трубопроводу;
- установить контроль – измерительные приборы;
- смонтировать воздухопускные и сливные краны.

При заполнении трубы водой для гидравлического испытания из него необходимо удалить воздух.

Схема гидравлического испытания трубы для «катушки» показана на рисунке 19.

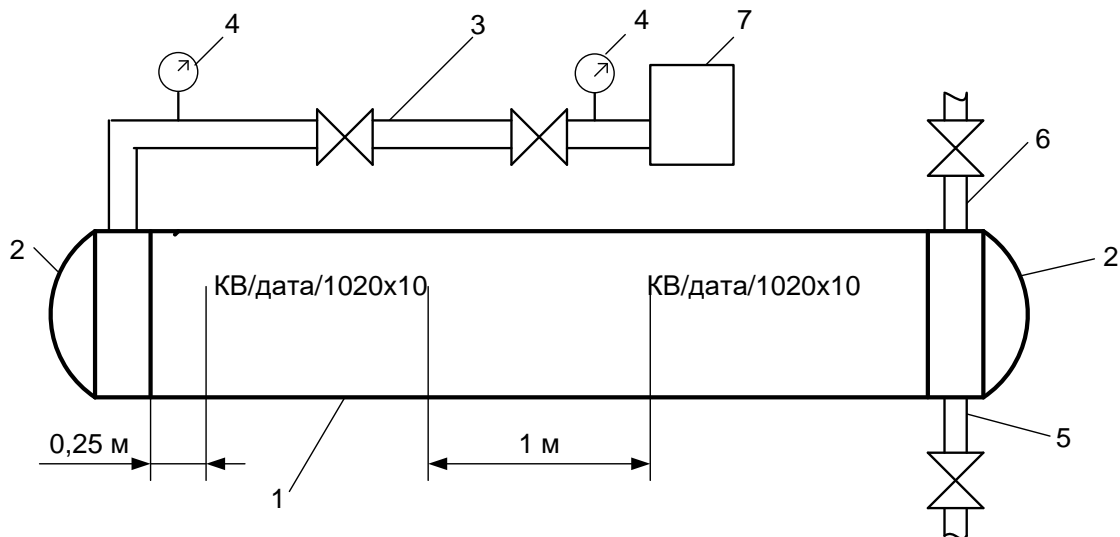


Рисунок 19 - Схема гидравлического испытания трубы для «катушки»
 1-труба 1020×10 (марка стали 17ГСУ); 2-сферические заглушки;
 3-шлейф; 4-манометры; 5-сливной патрубков; 6-воздухоспускной патрубков; 7-гидравлический насос.

Для гидравлического испытания трубы и поднятия давления используется гидравлический насос НГ-25.000.00

4.17 Далее будет рассмотрен порядок демонтажа вырезаемых катушек

Демонтаж катушек должен проводиться с применением грузоподъемных механизмов.

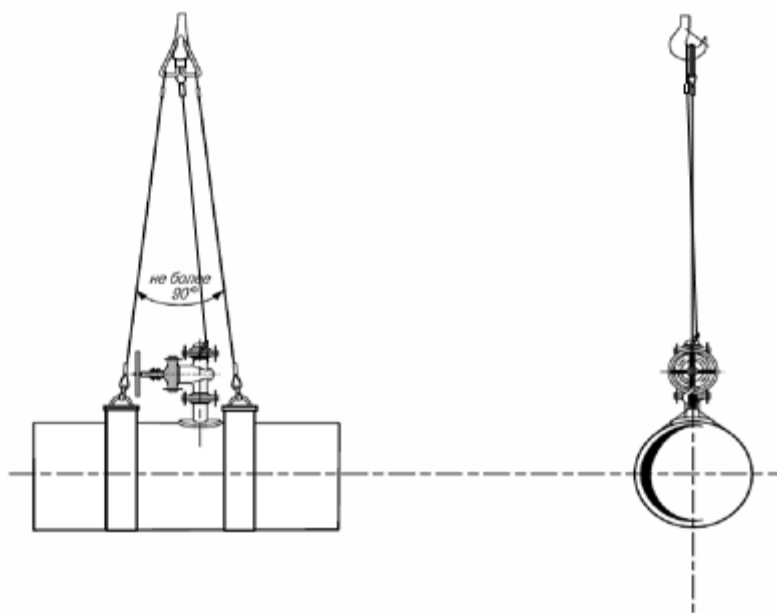
При производстве работ по демонтажу вырезаемых катушек на весь период производства работ должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости отработающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания согласно требованиям ОР-13.040.00-КТН-006-12. Контроль воздушной среды должен осуществляться у транспортного средства со стороны места производства работ (точка контроля должна быть наиболее приближена к месту работ). Все исполнители работ по наряду-допуску на газоопасные работы должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами сигнализаторами. При достижении концентрации газовой воздушной среды уровня ПДВК в непосредственной близости от

работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания лица, ответственное за проведение работ, немедленно прекращает проведение работ по демонтажу катушки с принятием мер по самопроизвольному её перемещению, технические средства должны быть выключены (отключены), исполнители выведены с места проведения работ. Работы могут быть возобновлены только после устранения причин роста загазованности и принятия мер по снижению уровня ниже ПДК.

Строповку катушек следует выполнять инвентарными стропами в соответствии со схемами строповки, разработанными в ППР, проекте производства работ кранами (ППРк). Строповка тройников должна проводиться трехветвевыми стропами необходимой грузоподъемности. Способы строповки должны исключать возможность падения или скольжения перемещаемого груза.

Применяемые съемные грузозахватные приспособления должны иметь бирки и паспорта.

В ППР должны быть указаны наименования, грузоподъемность и количество применяемых грузоподъемных механизмов, приказом определены лица, ответственные за безопасное производство работ по перемещению грузов кранами.



4.18 Изоляция врезанной катушки

Изоляцию катушек, мест ремонта МТ, мест заварки стыков следует производить после получения заключения о качестве сварки, оформления разрешения на изоляцию и до заполнения МТ.

Нанесение покрытия должно осуществляться в соответствии с технологической картой, разработанной с учетом требований настоящего документа, производителя (поставщика) материалов и нормативными документами (ВСН 008-88, инструкции и др.).

Изоляцию мест заварки контрольных и технологических отверстий (чоппиков) следует производить после получения заключения о качестве сварки, оформления разрешения на изоляцию, но не менее чем через 12 ч после вывода МТ на рабочий режим.

Изоляция врезанной катушки и мест, очищенных от изоляции, должна осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164, РД 39-00147105-015-98 и ОР-25.220.01-КТН-260-10.

Для изоляции катушек на участках МТ с битумно-мастичным или ленточным покрытиями должны применяться покрытия на основе рулонных битумно-полимерных материалов или комбинированные битумно-полимерные покрытия (конструкции № 13, 18 и 21 по ГОСТ Р 51164).

Нанесение защитного покрытия на врезанную катушку должно осуществляться в следующей последовательности:

- очистка изолируемой поверхности до требуемой степени очистки и шероховатости;
- предварительный нагрев;
- нанесение грунтовки на подготовленную поверхность;
- нанесение изоляционного покрытия механизированным или ручным способом (в том числе с применением средств малой механизации), обеспечивающим проектную толщину покрытия и его сплошность;

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- контроль качества нанесенного покрытия.

Изолируемая поверхность должна быть очищена от старого изоляционного покрытия, остатков грунта, продуктов коррозии, задигов, брызг металла, шлака и пыли.

Изолируемая поверхность катушки при нанесении покрытия должна быть сухой, наличие влаги в виде пленки, капель, наледи и инея не допускается.

Контроль качества защитного покрытия оценивают по показателям:

- внешний вид;
- диэлектрическая сплошность;
- толщина;
- адгезия покрытия к стали и к прилегающему покрытию МТ

(выборочно). По показателям свойств покрытие на отремонтированном участке должно соответствовать требованиям существующих нормативных документов на данный тип покрытия.

При выполнении изоляционных работ постоянно должен проводиться контроль качества применяемых материалов, операционный контроль качества изоляционных работ и контроль качества нанесенного покрытия.

После завершения работ восстановленный участок покрытия не должен иметь гофр, складок, прожогов, мест отслоения заплаты от поверхности МТ. Толщина покрытия на восстановленном участке должна быть не меньше, чем толщина заводского покрытия. При проверке отремонтированного покрытия искровым дефектоскопом диэлектрическая сплошность покрытия должна быть не менее 5 кВ на 1 мм толщины покрытия. Проверку диэлектрической сплошности покрытия с применением искрового дефектоскопа осуществляют группой по ремонту вдольтрассовых ВЛ и средств ЭХЗ.

4.19 Обратная засыпка котлована

После завершения ремонтных работ и восстановления устройств ЭХЗ проводят процесс восстановления земель, который включает:

- засыпку ремонтного котлована минеральным грунтом;
- рекультивацию земель (технический и биологический этапы).

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Производство земляных работ по засыпке трубопровода должно выполняться по наряд-допускам в соответствии с требованиями, указанными в ППР.

Засыпку выполняют бульдозером или экскаватором. Ремонтный котлован должен быть засыпан после вывода МТ на технологический режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы и после получения положительного заключения контроля качества защитного покрытия, проведенного согласно требованиям раздела 17. При проведении Изм. Лист № докум. Подпись Дата Лист 92 Технология и порядок работ при вырезке катушки работ в зимнее время расчистку ремонтного котлована от снега до верхней образующей трубопровода, а также приварных элементов (вантузов, отборов давления, бобышек) должна осуществляться вручную, не допуская механических повреждений трубопровода. При продолжении расчистки ремонтного котлована от снега с применением землеройной техники, необходимо соблюдать расстояние не менее 0,5 м от ковша экскаватора до стенки трубы и выступающих приварных элементов. Запрещается выполнение работ по засыпке котлована при нахождении в нем людей.

Запрещается использование плодородного слоя почвы для засыпки ремонтного котлована после окончания работ.

Перед засыпкой ремонтного котлована в скальных, щебенистых, а также сухих комковатых и мерзлых грунтах необходимо выполнить подсыпку под и над трубопроводом мягким грунтом или гравием фракцией от 20 до 50 мм толщиной не менее 20 см, произвести подбивку и трамбовку грунта.

Окончательную засыпку ремонтируемого участка трубопровода проводят грунтом из отвала. Засыпка трубопровода с учетом рекультивации грунта должна быть выполнена с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ.

					Перечень основных видов строительных и монтажных работ	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

После засыпки ремонтного котлована и рекультивации отведенную площадь земли предъявляют землепользователю. Приемку-передачу рекультивированных земель осуществляют в месячный срок после завершения работ по рекультивации земель. Акт приемки-сдачи рекультивированных земель подписывают не позднее срока, указанного в документах по отводу земли.[2]

5.ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И ИНЖЕНЕРНЫЕ РАСЧЕТЫ

5.1 Технические характеристики магистрального нефтепровода

Табл.5.1 - Техническая характеристика МН

Наименование характеристики	Существующие показатели	Проектные показатели
Диаметр и толщина стенки, мм	530x8,0	
Рабочее давление (проектное) на выходе ПСП «Игольское», МПа	4,12	
Проектная производительность нефтепровода	7 млн.т./год	
Температура стенки при эксплуатации, °С	От плюс 3 до плюс 10	
Категория участка нефтепровода	III	
Класс прочности	K52	K56
Временное сопротивление, МПа	520	550
Предел текучести, МПа	360	410
Плотность перекачиваемой нефти при 20°С, кг/м ³	787,8 – 841,3	

					Обоснование технических решений и инженерные расчеты						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Татарников				Основная часть	Лит.	Лист	Листов	ТПУ гр. 3-2Б4Д		
Руковод.	Крец В. Г.						11211	11843			
Руководи- тель ООП	Брусник О. В.										

5.1.1 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Таблица 5.2 – Основные физические характеристики стали

Физическая характеристика и обозначение стали	Величина и размерность
Плотность ρ	7850 кг/м ³
Модуль упругости E_0	206 000 МПа (2100 000 кгс/см ²)
Коэффициент линейного расширения α	0,000012 град ⁻¹
Предел прочности	550 МПа
Предел текучести	410 МПа
Коэффициент углерода	0,41
Относительное удлинение	20%

5.1.2 Расчет толщины стенки трубопровода, проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации, определение минимального радиуса упругого изгиба оси трубопровода.

Расчет нефтепровода диаметром 530мм. К56

$p = 4.12$ МПа – расчетно-рабочее давление;

$R_1^n = 550$ МПа – минимальное значение временного сопротивления металлатрубы;

$R_2^n = 410$ МПа – минимальное значение предела текучести металла трубы;

$\delta_5 = 0,2$ МПа – относительное удлинение при разрыве, %;

$m=0,9$ - коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1=1,34$ - коэффициент надежности по материалу;

$k_2=1,15$ - коэффициент надежности по материалу;

$k_n=1,0$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$m=0,9$ - коэффициент условий работы трубопровода;

$\Delta t = 40$ – расчетный температурный перепад;

Определение толщины стенки нефтепровода

					Обоснование технических решений и инженерные расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

Подставляя все наши значения в формулу (1, 2) получаем следующие значения сопротивления растяжения (сжатия) металла и сварных соединений:

$$R_1 = \frac{R_1^m}{k_1 k_n} = \frac{550 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1} = 369,40 \text{ МПа}$$

$$R_2 = \frac{R_2^m}{k_2 k_n} = \frac{410 \cdot 0,9}{1,15 \cdot 1} = 320,87 \text{ МПа}$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , определим по формуле, мм:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}, \quad (1)$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе.

p - рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_n - наружный диаметр трубы, см;

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода по формуле (3):

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4,12 \cdot 53,0}{2(369,40 + 1,1 \cdot 4,12)} = 0,335 \text{ см}$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки проектируемого трубопровода по сортаменту $\delta = 0,8$ см.

Внутренний диаметр трубопровода

$$D_{вн} = D_n - 2\delta, \quad (2)$$

$$D_{вн} = D_n - 2\delta = 53,0 - 2 \cdot 0,8 = 51,4 \text{ см}$$

Определение переменных параметров – модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий определяется по формуле:

					Обоснование технических решений и инженерные расчеты	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta_n} \quad (3)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, таблица 3.8, $\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1}$

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206000 \text{ МПа}$;

Δt – расчетный температурный перепад, °C;

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 7, $n = 1,1$;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu * R_1}{\alpha * E} = \frac{0,3 * 369,4}{1,2 * 10^{-5} * 2,06 * 10^5} = 44,83 \text{ град.}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) * R_1}{\alpha * E} = \frac{1 - 0,3 * 369,4}{1,2 * 10^{-5} * 2,06 * 10^5} = 104,60 \text{ град.}$$

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{np.N} = -0,000012 * 206000 * 104,60 + 0,3 \frac{1,1 * 4,12 * 51,4}{2 * 0,8} = -214,89 \text{ МПа.}$$

Так как продольные осевые напряжения сжимающие ($\sigma_{пр.N} < 0$), то коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определим, используя формулу (6).

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \quad (4)$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб

					Обоснование технических решений и инженерные расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|214.89|}{369,4} \right)^2} - 0,5 \frac{|214.89|}{369,4} = 0,58$$

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают.

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 * \psi_1 + np)} = \frac{1,1 * 4,12 * 53,0}{2 * (369,4 * 0,58 + 1,1 * 4,12)} = 0,54 \text{ см}$$

Принимаем значение толщины стенки $\delta = 0,8$ см.

					Обоснование технических решений и инженерные расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ремонт участка магистрального нефтепровода выполняется с целью повышения надежности нефтепровода при дальнейшей его эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций.

По приведенным выше критериям проектируемый участок магистрального нефтепровода относится к 3 категории.

Ремонт участка магистрального нефтепровода является сложным процессом производства работ с большим и трудоемким количеством технологических операций и привлечением специальных технических ресурсов.

Качество производства работ является одним из важнейших факторов, как в процессе строительства, так и в процессе эксплуатации трубопровода, в следствии чего при капитальном ремонте должны работать только высококвалифицированные специалисты, имеющие все необходимые документы в соответствии с НТД.

Ремонт участка магистрального нефтепровода включает в себя такие этапы как:

- подготовительный этап (инженерно-геодезические работы, расчистку полосы отвода, устройство временных и постоянных переездов и дороги, погрузочно-разгрузочные работы, раскладка труб на трассе, снятие ПСП, техническая и биологическая рекультивация);

- основные работы (земляные работы, сварка трубопровода и кожуха, контроль качества сварных стыков, изоляция сварных стыков, укладка трубопровода и кожуха в траншею, гидроиспытания, ЭХЗ, подключение к существующему нефтепроводу).

Так же для обеспечения повышения надежности нефтепровода при дальнейшей его эксплуатации и снижения вероятности возникновения аварийной ситуации были приняты следующие технические решения:

					Заключение	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

- устройство защитного кожуха, против воздействия внешних нагрузок , создаваемых движущимся транспортом, а также отвода нефти от дороги в случаи ее утечки из трубопровода. Защитный кожух также позволяет при необходимости заменить или отремонтировать нефтепровод без нарушения движения автомобильного автотранспорта.

- для контроля защитного потенциала нефтепровода принято решение о установке контрольно-измерительных пунктов.

- в соответствии с техническими и эксплуатационными особенностями выполнены расчеты и подобрана наиболее оптимальная толщина стенки трубопровода.

Для ремонта участка магистрального нефтепровода потребуются умеренная база технических ресурсов и оборудования и высококвалифицированный персонал.

Для безаварийной работы при строительстве трубопроводов созданы множество нормативных документов по технике безопасности, охраны труда, которые несут в себе правила, нарушение которых может понести за собой несчастные случаи, а некоторые нарушения могут понести за собой летальный исход. В связи с этим особое внимание уделено соблюдению требований техники безопасности и охраны труда.

					Заключение	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

Список использованных источников

1. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1988.
2. ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация»
3. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»
4. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемки работ. Часть 1, 2», Часть II
5. ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности»
6. ВСН 417-81 «Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива, бензина и электроэнергии на работу строительного-монтажных машин и механизмов»
7. ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»
8. ГОСТ 20522-96 «Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний»
9. ГОСТ 25100-95 «Грунты. Классификация»
10. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
11. ГЭСН 81-02-01-2001 «Государственные элементные сметные нормы на строительные работы. Сборник №1 Земляные работы»

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

12. Курочкин В.В. Малюшин Н.А., Степанов О.А., Мороз А.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. – М.: ООО «Недра-бизнесцентр», 2001.- 231с.

13. Надежность магистральных трубопроводов. Ясин Э.М., Березин В.Л., Ращепкин К.Е., М.: Недра, 1972.-184с.

14. ПБ 03-273-99 «Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»

15. ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля»

16. РД 03-495-02 «Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»

17. РД 03-613-03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»

18. РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»

19. РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»

20. РД 102-011-89 «Охрана труда. Организационно-методические документы»

21. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»

22. СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов»

23. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве»

24. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве»

25. СНиП 2.02.01-83* «Основания зданий и сооружений».

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120

26. СНиП 2.04.02-84* «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения»
27. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»
28. СНиП 22-01-95 «Геофизика опасных природных воздействий»
29. СНиП 22-01-95 «Геофизика опасных природных воздействий».
30. СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве»
31. СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»
32. СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических районах»
33. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы»
34. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть III. Правила производства работ в районах распространения специфических грунтов».
35. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов»
36. СП 50-101-2004 «Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений»
37. Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для СПО/ Закожурников Ю.А.-Волгоград: Ин-Фолио, 2010 – 432 с.
38. Трубопроводный транспорт нефти/ Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: В 2 т.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.-Т.1.-407 с.
39. Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, Г.Г. Васильев, А.Г. Гумеров, А.Е. Лаврентьев, И.Ф. Кантемиров, А.М. Нечваль, И.Ш. Гамбург, А.М. Суворов, Р.Ф. Гильметдинов, С.К. Рафиков, Н.И. Коновалов.- Технология сооружения газонептепроводов. Под ред. Г.Г. Васильева. Т.1: Учебник.-УФА: Нефтегазовое дело, 2007.-632 с.

					Список использованных источников	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		