

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов»

УДК 622.692.4.053-776-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Сивуха Игорь Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

21.04.01 Нефтегазовое дело Образовательная программа Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли

ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Сивуха Игорь Андреевич

Тема работы:

«Разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти на примере объекта в Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-42/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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>Объектом исследования данной дипломной работы является КПП СОД нуждающиеся в реконструкции, для проведения очистки и диагностики МН. Исследование современных факторов и методов по оптимизации реконструкции КПП СОД с контролем производства работ по СМР.</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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Рассмотреть общие характеристики района работ. 2. Рассмотрение технологических решений по реконструкции КПП СОД и разработка организационно технических мероприятий, направленных на ее оптимизацию

	3. Разработка перечня мероприятий по обеспечению контроля производства СМТ 4. Рассмотреть процесс проведения очистки и диагностики МН 5. Произвести расчет элементов КПП СОД 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки, таблицы

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., доцент ОНД, д.э.н
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент ООД, к.т.н
Compressor station air-cooled heat exchanger	Айкина Т.Ю., Доцент ОИЯ, к.филолог.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	
Pig trap station reconstruction to conduct purge and diagnostics	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Сивуха Игорь Андреевич		

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

Группа	ФИО
2БМ01	Сивуха Игорь Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело Профиль Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при реконструкции КПП СОД.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е5; Сборник Е22.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 28.05.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности применения временных конструкций для увеличения рабочей зоны КПП СОД.
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении модернизации с применением временных конструкций и полной реконструкцией КПП СОД
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка технологической и экономической эффективности применения временных конструкций.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Халин Сергей Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ01		ФИО Сивуха Игорю Андреевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

Объект исследования: реконструкция камеры пуска и приема средств очистки и диагностики (КПП СОД).

Область применения: линейная аварийно-эксплуатационная служба, расположенная в Томской области.

Рабочая зона: полевые условия.

Климатическая зона: умеренно холодная и холодная.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: камера пуска и приема средств очистки и диагностики (КПП СОД); внутритрубные инспекционные приборы (ВИП); технологическое оборудование, входящее в состав КПП СОД – технологические трубопроводы, запорно-регулирующая арматура.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: диагностика линейной части магистрального нефтепровода, запасовка и извлечение средств очистки и диагностики.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

2. Производственная безопасность при эксплуатации:

- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов

Вредные факторы:

- Повышенный уровень шума;
- Повышенный уровень общей вибрации;
- Отклонение показателей климата на открытом воздухе;
- Недостаточная освещенность рабочей зоны
- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Опасные факторы:

- Воздействие на человеческий организм вредных веществ (растворители, сырая нефть);
- Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты,

	<p>наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся к</p> <ul style="list-style-type: none"> - Острые кромки, заусенцы и шероховатости на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования; - Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте (при испарении нефтепродуктов образующееся облако топливно-воздушной смеси при наличии источника зажигания может привести к воспламенению и взрыву). <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: засорение почвы производственными отходами, загрязнение грунта нефтепродуктами в результате аварийных ситуаций.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение грунта нефтепродуктами в результате аварийных ситуаций</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы.</p> <p>В</p> <p>о</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разгерметизации оборудования с последующим выходом и или возгоранием нефти.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Сивуха Игорь Андреевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: _____ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.02.2022	<i>Проведение анализа учебной литературы и нормативно-технической документации с целью систематизации информации о повышении эффективности работы СИКН</i>	10
01.03.2022	<i>Введение</i>	5
15.03.2022	<i>Общая часть</i>	10
26.03.2022	<i>Расчет расхода нефти через пробозаборное устройство</i>	15
13.04.2022	<i>Разработка организационно технических мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации СИКН</i>	20
05.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	5
24.05.2022	<i>Losses of oil and oil products during acceptance for operation</i>	10
01.06.2022	<i>Заключение</i>	5
07.06.2022	<i>Презентация</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 12 с., 12 рис., 17 таблиц табл., 35 источников информации, 1 приложение.

Ключевые слова: реконструкция, диагностика, контроль, внутритрубный инспекционный прибор, узел запуска средств очистки и диагностики

Объектом исследования является: КПП СОД нуждающаяся в реконструкции, для проведения очистки и диагностики, на территории томской области.

Цель работы: Разработка комплекса мероприятий по оптимизации процесса реконструкции существующих КПП СОД для проведения очистки и диагностики с применением модернизированных ВИП, с контролем производства СМР.

Задачи, поставленные для достижения цели работы:

1. Изучение нормативно-технической документации в области проектирования КПП СОД, обеспечения контроля качества и приемки работ, проведения внутритрубной диагностики.
2. Анализ технических решений по проведению реконструкции КПП СОД.
3. Разработка перечня организационных и технических мероприятий по оптимизации процесса реконструкции КПП СОД для проведения очистки и диагностики с применением модернизированных ВИП.

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Сивуха И.А.</i>						10	129
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

4. Разработка перечня организационных и технических мероприятий по обеспечению контроля качества СМР по реконструкции КПП СОД.

В процессе исследования проводился анализ существующей проблемы по невозможности проведения очистки и диагностики на существующих КПП СОД без проведения их реконструкции и были предложены способы оптимизации процесса реконструкции, мероприятия по обеспечению контроля.

В результате исследования произведен комплекс мероприятий по обеспечению контроля качества СМР и оптимизации реконструкции КПП СОД, а именно применение временных конструкций для увеличения длины рабочей зоны камеры;

The Abstract

The abstract contains 129 p., 12 figures, 17 tables tabl., 35 sources of information, 1 appendix.

Key words: reconstruction, diagnostics, control, in-line inspection device, pig trap station

The object of the study is: the pig trap station in need of reconstruction, to carry out cleaning and diagnostics, in the territory of the Tomsk region.

Purpose of work: Development of a set of measures to optimize the process of reconstruction of the existing checkpoints pig trap station for cleaning and diagnostics with the use of modernized inside inspection device, with the control of the production of construction and installation activities.

Tasks set to achieve the goal of the work:

1. Study of normative and technical documentation in the field of design of pig trap station, ensuring quality control and acceptance of works, carrying out in-line diagnostics.

2. Analysis of technical solutions for reconstruction of checkpoints of the pig trap station.

3. Development of a list of organizational and technical measures to optimize the process of reconstruction of pig trap station for cleaning and diagnostics with the use of modernized inside inspection device.

4. Development of a list of organizational and technical measures to ensure quality control of construction and installation activities on the reconstruction of pig trap station.

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	The Abstract		
<i>Разраб.</i>	<i>Сивуха И.А.</i>						
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>						
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>						
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						12	129
					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

In the process of research, the existing problem of the impossibility of purging and diagnostics in the existing pig trap station without their reconstruction was analyzed, and ways to optimize the reconstruction process and measures to ensure control were proposed.

As a result of the study a set of measures to ensure quality control construction and installation activities and optimize the reconstruction pig trap station, namely, the use of temporary structures to increase the length of the working area of the chamber.

					The Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		13

ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

Определения:

Линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода): Составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Патрубок: небольшой отрезок трубы, присоединённый (вальцованный, приклёпанный, приваренный) к трубопроводу, резервуару и др. конструкциям, служащий для подключения к ним трубопроводов и арматуры в целях отвода по нему газа, пара или жидкости.

Задвижка: трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды.

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Сивуха И.А..</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>					14	129
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

Реконструкция: это вид строительных и ремонтных работ, целью которых является изменение параметров и характеристик объектов капитального строительства.

Модернизация: это обновление объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества.

Пропускная способность: расчетное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода

Профилемер: внутритрубный инспекционный прибор, предназначенный для измерения внутреннего проходного сечения 9 трубопровода, выявления отводов трубопровода и определения их местоположения.

Скребок: внутритрубное диагностическое устройство, предназначенное для очистки внутренней полости газопровода от парафинсодержащих и смолистых отложений, твердых частиц, посторонних предметов со стабильным уровнем качества очистки на всем протяжении очищаемого участка.

Гофр: чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода

Вмятина: локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси трубопровода.

Овальность: дефект, при котором сечение трубы имеет отклонение от цилиндрической формы, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях.

Сокращения:

					Термины, определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		15

МН, МНПП (МТ) - магистральный нефтепровод,
нефтепродуктопровод (трубопровод)

КПП СОД – камера пуска (приема) СОД

СОД – Средства отчистки и диагностики

НПС – нефтеперекачивающая станция

ГСМ – горюче смазочные материалы

МН, МНПП (МТ) - магистральный нефтепровод,
нефтепродуктопровод (трубопровод)

КПП СОД – камера пуска (приема) СОД

СМР – строительно-монтажные работы

СОД – Средства отчистки и диагностики

НПС – нефтеперекачивающая станция

ГСМ – горюче смазочные материалы

ВТД – внутритрубная диагностика

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

НПС – нефте(нефтепродукто-)перекачивающая станция

ОУ – очистное устройство

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВИП – внутритрубные инспекционные приборы

ЛЧ – линейная часть

					Термины, определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		16

Оглавление:

ВВЕДЕНИЕ	19
1 Общая характеристика района работ	21
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ...	21
1.2 Климатическая характеристика района работ	21
1.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ	22
2. Технологические решения	24
2.1 Перечень выполняемых работ	31
2.2 Земляные работы	32
2.2.1 Порядок организации земляных работ	32
2.2.2 Разработка и обустройство котлована	34
2.2.3 Засыпка котлована	34
2.3 Откачка нефти из заменяемого участка	36
2.4 Сварочно-монтажные (демонтажные) работы	38
2.5 Общестроительные работы	40
2.5.1 Защита от коррозии строительных конструкций	40
2.5.2 Гидравлические испытания на прочность и герметичность	41
2.6 Модернизация существующих КПП СОД.	42
3 Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР ...	46
3.1 Предложения по обеспечению контроля качества строительных и монтажных работ, а также поставляемых на площадку и монтируемых оборудования, конструкций и материалов	46
4. Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов	57
4.1 Внутритрубная диагностики нефтепроводов	57
4.2 Внутритрубная очистка нефтепроводов	58
4.3 Средства отчистки и диагностики МТ	59
4.4 Организация, подготовка и проведение очистки и диагностики магистральных трубопроводов	64
5. Расчетная часть	69

						Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Оглавление			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Сивуха И.А.							17	129
Руковод.		Брусник О.В.						Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		
Рук. ООП		Шадрина А.В.								

5.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию.....	71
5.2 Расчет толщины стенки камеры	71
5.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры	72
5.4 Расчет технологических патрубков КПП СОД	73
5.5 Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии.....	74
5.6 Расчет толщины стенок днища камеры.....	75
5.7 Гидравлический расчет магистрального нефтепровода	76
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	80
6.1 Обоснование потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах. Расчет затрат на оборудование.	80
6.2 Обоснование потребности строительства в кадрах	82
6.3 Затраты на страховые отчисления.....	83
6.4 Расчет затрат на контрагентные услуги (строительный контроль).....	84
6.5 Расчет материальных затрат	84
6.6 Накладные расходы.....	89
6.7 Расчет стоимости временной конструкции.	90
6.8 Итоговая стоимость.....	91
6.9 Технологическая эффективность	92
7 Социальная ответственность	94
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	94
7.2 Производственная безопасность	95
7.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов	97
7.4 Экологическая безопасность	105
7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	108
Заключение.....	111
Список использованных источников:	112
Приложение А	115

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время обеспечение надежного и безопасного функционирования магистральных нефтепроводов на длительном сроке эксплуатации, является одним из определяющих требований. Проведение внутритрубной очистки и диагностики неразрывно связано с данными требованием, так как хорошо организованная диагностика линейной части магистральных трубопроводов позволяет постоянно контролировать состояние труб, электрохимической защиты и изоляции, своевременно определять и ликвидировать их повреждения, объективно оценивать эффективность противокоррозионных мероприятий и принимать решения о объеме и сроках ремонта.

Доля нефтепродуктов, характеризующиеся высоким содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК), в России и за рубежом увеличивается, в общем объеме добываемого нефтесодержащего сырья.

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования приводит к уменьшению поперечного сечения нефтепроводов в некоторых случаях до полного прекращения перекачивания, отрицательно влияет на качество диагностики, это является результатом добычи и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтяных систем.

Система диагностического обслуживания МТ является основой комплексной системы обеспечения надежности транспортной трубопроводной системы.

Так, одной из самых эффективных технологий очистки и диагностики

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Сивуха И.А.</i>				Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>						19	129
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

нефтегазопроводов является метод выявления дефектов и повреждений целостности труб, также очистки трубопровода от внутренних отложений, путем запуска по нефтегазопроводу специальных устройств – внутритрубных дефектоскопов и очистных скребков, оснащенных специальными датчиками.

Для очистки нефтепровода от отложений парафинов и диагностики состояния труб, на нефтепроводе размещают камеры приема-пуска средств очистки и диагностики (далее КПП СОД). Камеры предназначены для запуска и приема очистных и инспекционных средств в процессе эксплуатации МН.

На данный момент в связи с модернизацией, увеличением размеров, средств очистных и диагностики, внутри инспекционных приборов, невозможно их применение на существующих ненормативных КПП СОД.

Цель данной магистерской работы, разработка комплекса мероприятий по оптимизации процесса и обеспечению контроля реконструкции существующих КПП СОД для проведения очистки и диагностики с применением модернизированных ВИП.

1 Общая характеристика района работ

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ.

В административном отношении участки производства работ расположены в Парабельском районе Томской области.

Город Кедровый расположен на северо-востоке Васюганской равнины, в долине р. Чузик (бассейн Оби). Район находится в полосе дискомфортности и приравнен к районам Крайнего севера. Расстояние до Томска – 480 км.

Рельеф местности представляет собой слаборасчлененную заболоченную, покрытую смешанным лесом, равнину с абсолютными отметками от плюс 80 до плюс 140 м.

1.2 Климатическая характеристика района работ

Климат в районе работ резко-континентальный с сурово зимой и жарким летом. самый теплый месяц является июль с максимальной температурой до плюс 36°C, самым холодным – февраль, когда температура может понизиться до минус 54°C.

В соответствии с СП 131.13330.2012 [1] и СП 20.13330.2016 район строительства относится к I климатическому району, подрайону IV климатического районирования РФ. Климатическая характеристика составлена по данным наблюдениям метеостанции Средний Васюган, приведена в таблице 1. Среднемесячная и годовая температура воздуха приведена в таблице 1.1.

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Сивуха И.А.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>					21	129
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

Таблица 1.1 – Климатическая характеристика района по данным наблюдений метеостанции

Наименование	Значение
1 Среднегодовое количество осадков - за ноябрь-март - за апрель-октябрь	136 мм 404 мм
2 Высота снежного покрова средняя/максимальная	Снежный покров появляется во второй декаде октября. Устойчивый снежный покров образуется обычно в третьей декаде октября, а разрушается во второй декаде апреля. Полный сход снежного покрова наблюдается в первой декаде мая. Максимальной высоты снежный покров достигает в конце второй декады марта. Наибольшая высота снежного покрова за многолетний период наблюдений в поле составила 94 см. Расчетное значение веса снегового покрова для IV района $S_g=2,40\text{кПа}$ (240 кг/м ²)
3 Скорость ветра	Средне годовая скорость ветра - 3,2 м/с. Максимальная скорость ветра с учетом порыва - 34 м/с.
4 Влажность воздуха	Средняя годовая упругость водяного пара составляет 6,1 гПа. Средняя месячная упругость водяного паров изменяется от 1,2 гПа в январе до 15,1 гПа в июле. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 75 %. Средние месячные ее значения изменяются от 64 % в мае до 82 % в ноябре. Средний годовой дефицит насыщения воздуха равен 2,6 гПа.
5 Облачность	В среднем за год по общей облачности в данном районе наблюдается 138 пасмурных дней и 31 ясный день.
6 Туманы	Среднее количество дней с туманами составляет 16, наибольшее – 32
7 Метели	В среднем в году 13 дней бывает с метелью, максимальное количество дней - 85.
8 Грозы	Грозы наблюдаются в теплое время и сопровождаются шквалистым ветром, сильными ливнями, градом. Среднегодовое количество дней с грозой составляет 22, наибольшее - 39. Среднегодовая продолжительность гроз составляет от 40 до 60 часов
9 Град	Среднее число дней с градом в году составляет 1,2. Наибольшее число дней с градом в году составляет 5.
10 Гололед	Нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 25 лет составляет 15 мм

Таблица 1.2 – Среднемесячная и годовая температура воздуха

Населенный пункт	Среднемесячная температура по месяцам года и среднегодовая температура, °С												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
с. Средний Васюган.	-19,8	-17,7	-8,3	-0,3	7,7	15,2	18,5	14,4	8,2	0,1	-10,5	-17,2	-0,8

1.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Район работ по диагностике МТ расположен в юго-западной части Томской области на территории Парабельского района. В географическом

					Общая характеристика района работ	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		22

отношении площадь работ находится в юго-восточной части Западносибирской низменности на участке Обь-Иртышского междуречья.

В стратиграфическом отношении территория исследования относится к восточной под зоне Нюрольской фациальной зоны Обь-Иртышской фациальной области.

В геологическом строении принимают участие карбонатные и терригенкарбонатные образования до юрского фундамента и несогласно перекрывающие их слабодислоцированные отложения мезозойско-кайнозойского чехла. Рельеф представляет собой плоскую, местами пологоувалистую, большей частью заболоченную поверхность, с незначительными, часто не выделяющимися уклонами к крупным водотокам. Рельеф слабо расчленен, что способствует интенсивному заболачиванию поверхности.

					Общая характеристика района работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

2. Технологические решения

Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода предназначена для запуска очистных устройств, внутритрубных инспекционных снарядов, разделителей и других поточных средств в магистральные нефтепроводы, требующие по условиям эксплуатации пропуска упомянутых средств

В целях проведения очистки и диагностики участка магистрального нефтепровода от парафиновых отложений и последующего проведения диагностики с применением модернизированных СОД большего размера, предусмотрена реконструкция существующих ненормативных КПП СОД. Принятые проектом решения соответствуют требованиям РД-75.180.00-КТН-106-18.

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Технологические решения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Сивуха И.А.					24	129
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.						
<i>Рук. ООП</i>		Шадрина А.В.						
						Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

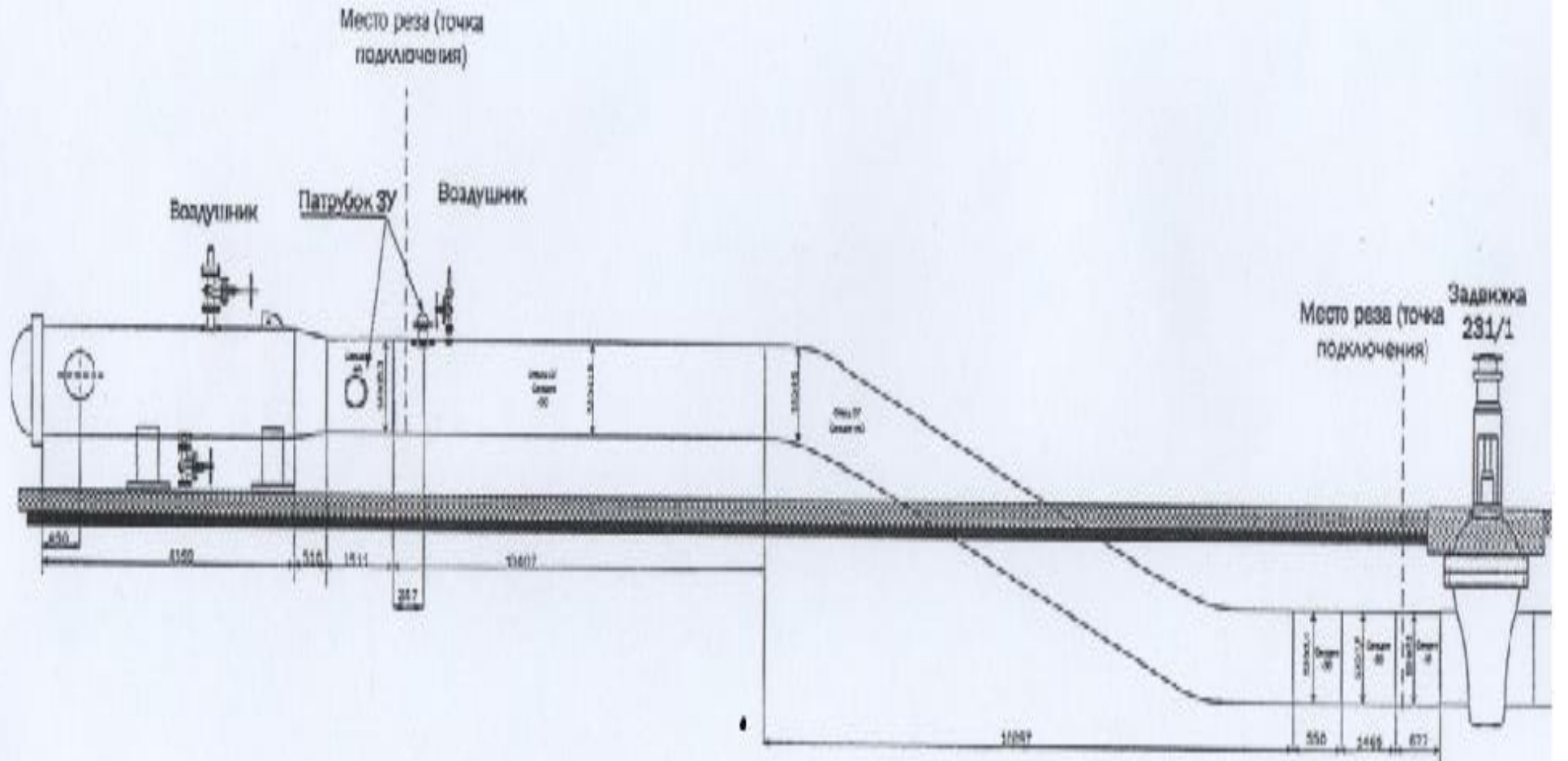


Рисунок 1 – Технологическая схема реза Камеры пуска СОД

Нефтепровод является объектом транспортной инфраструктуры. В соответствии с 116-ФЗ от 21.07.1997 г. участок магистральных нефтепроводов, обслуживаемый Томским РНУ км 260 – км 455 «Александровское-Анжеро-Судженск»; км 0 – км 397,7, « -Таловое-Парабель» является опасным производственным объектом, зарегистрирован в государственном реестре ОПО рег. номер А62-00954-0002 11.05.2001г. Уровень ответственности сооружения – I (повышенный).

Магистральный нефтепровод «Игольско-Таловое-Парабель» DN 500 относится к классу III по СП 36.13330.2012. Категория трубопровода III по табл.2 СП 36.13330.2012. Категория участка нефтепровода I по п.14 табл.3 СП 36.13330.2012. [4]

Категория наружных установок камер пуска, приема СОД по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009 – Ан.[5] Над фланцевым разъемом корпуса задвижек взрывоопасная зона класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 ограничена полушарием радиусом 3 м. Над затвором и патрубком для установки запасовочного устройства камер пуска и приема СОД взрывоопасная зона класса 2 по ГОСТ 30852.9-2002 ограничена полушарием радиусом 5 м.

Помещений с постоянным пребыванием людей на территории КПП СОД не предусмотрено.

Проектное рабочее давление на выходе ПСП «Лугинецкое» – 4,13 МПа.

Проектное рабочее давление для проведения гидроиспытаний трубопроводов обвязки КПП СОД в соответствии с РД-75.180.00-КТН-106-18 составляет 6,3 МПа.

Трубы диаметром 530мм на технологических трубопроводах приняты по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 530 до 1220 мм. Общие

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		26

технические требования», второго уровня качества, класса прочности К56. Требования к основному металлу труб указаны в ОТТ-23.040.00-КТН-135-15

Механические характеристики труб из стали класса прочности К56:

- минимальное значение временного сопротивления разрыву 550 Н/мм²;

- минимальное значение предела текучести 410 Н/мм².

Детали трубопроводов большого диаметра приняты по ОТТ-23.040.00-КТН-105-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Соединительные детали диаметром от 530 до 1220 мм. Общие технические требования», второго уровня качества, класса прочности К56.

Трубы диаметром 159, 325мм для дренажных трубопроводов, трубопроводов отвода и подвода нефти приняты по ОТТ-23.040.00-КТН-134-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Трубы диаметром от 159 до 530 мм. Общие технические требования» из стали класса прочности К48. Детали малого диаметра для данных трубопроводов приняты по ОТТ-23.040.00-КТН-104-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Соединительные детали диаметром от 159 до 426 мм. Общие технические требования» из стали класса прочности К48.

Механические характеристики труб из стали класса прочности К48:

- минимальное значение временного сопротивления разрыву 470 Н/мм²;

- минимальное значение предела текучести 265 Н/мм².

231 км камера пуска СОД о.н. - монтаж тройника ТШС 530х219 К56 укомплектованного патрубком, фланцем и заглушкой (шип-паз} ОМ 219. Монтаж отводов ГО (горячего гнутья), класс прочности К56, радиус изгиба не менее 5 ОМ, ОМ 530, (2шт.). Строительную длину и угол кривизны отводов определить по результатам геодезической съемки с учетом минимального расстояния от затвора камеры до патрубка запасовочного устройства не менее 9200 мм.

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		27

Предусмотреть применение прямошовной трубы (для изготовления «катушек») классом прочности К5б по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15 «Трубы нефтепроводные большого диаметра. Общие технические требования» в заводской изоляции тип, толщину принять по ОТТ-25.220.60-КТН-103-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Заводское полиэтиленовое покрытие труб. Общие технические требования».

Обеспечить выполнение требований нормативных документов, в том числе РД-35.240.50-КТН-109-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения, РД-75.180.00-КТН-106-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов, и нефтепродуктопроводов, ОТТ-75.180.00-КТН-370-09, ТПР-23.040.00-КТН-007(008)-11:

Работы по реконструкции выполнять в следующей последовательности:

- провести предварительные гидравлические испытания труб для изготовления катушек;
- собрать на монтажной площадке из труб и деталей проектные трубные узлы, выполнить контроль сварных стыков, испытать гидравлическим способом. Патрубки газозащитной линии и дренажные патрубки врезать в катушку до сварки катушки в проектный трубный узел, также собрать патрубков запасовочного устройства;
- остановить перекачку нефти по участку нефтепровода, подлежащем ремонту и закрыть отключающие задвижки. Перекачку выполнять по параллельной нитке;
- разработать котлован;
- опорожнить участок нефтепровода откачкой нефти в нефтесборщик АКН-10 через открытый затвор камеры запуска, в т.ч. и участок за задвижкой

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Технологические решения				

в сторону подводного перехода, закрыть задвижку;

- выполнитьрезы трубопровода труборезными машинами безогневой резкой,

- демонтировать на бровку траншеи трубные узлы с дефектными секциями;

- выполнить очистку внутренней полости трубопровода с последующей герметизацией устройством ПЗУ со стороны камеры и глиной со стороны задвижки. Дренажные трубопроводы герметизировать глиняными тампонами;

- смонтировать собранный и испытанный проектный узел в проектное положение;

- смонтировать замыкающие катушки гарантийными стыками;

- выполнить контроль качества сварных стыков;

- выполнить антикоррозионную изоляцию;

- выполнить обратную засыпку котлована с уплотнением грунта в пазухах, выполнить разравнивание грунта в зоне производства работ с уборкой строительного мусора.

Работы осуществлять на освобожденном от нефти ремонтируемом участке. Работы выполнять без остановки перекачки нефти. Перекачку предусмотреть по параллельной нитке.

Согласно РД-75.180.00-КТН-106-18 проектное рабочее давление в трубопроводе при проведении гидравлических испытаний принимается равным 6,3 МПа.

Категория зоны производства работ со вскрытием полости нефтепровода по взрывопожароопасности в соответствии с СП 12.13130.2009— АН.

Категория и группа взрывоопасной смеси ПАТЗ по ГОСТ 30852.0-2002.

Класс зоны по взрывоопасности в зоне производства работ со вскрытием полости нефтепровода согласно ПУЭ — В-1г, согласно ГОСТ 30852.9-2002 - 2.

Проектом предусмотрена врезка патрубков газоздушных линий ОМ

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		29

50 с установкой шаровых кранов ОМ 50 РМ 6,3 МПа, врезка патрубков дренажных трубопроводов ОМ 150 и ОМ 100 с установкой клиновых задвижек с ручным управлением РМ 6.3 МПа, монтаж участков дренажных трубопроводов, устройство патрубков для запасовки диагностических и очистных устройств.

Дренажные трубопроводы категорируются по «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»: трубопроводы группы Б(б) категория 1 — проектное рабочее давление 6,3 МПа.

Проектная документация разработана в соответствии с Постановлением правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» и требованиями РД-75.180.00-КТН-106-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов, и нефтепродуктопроводов».

Принятые в проекте организационно-технологические решения соответствуют требованиям Федерального закона от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», нормативно-законодательным актам РФ, отраслевым руководящим документам и Регламентам ПАО «Транснефть», Федерального закона от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Трубопроводы подвода и отвода нефти проектом предусмотрены из трубы 325x7,0-K48-2-1, АКП тип 1 в соответствии с требованиями РД-75.180.00-КТН-106-18.

После сварки поперечных кольцевых сварных стыков провести визуально-измерительный, ультразвуковой и радиографический контроль качества сварных соединений в объеме 100 %. Качество сварных соединений,

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		30

выявляемое по результатам неразрушающего контроля физическими методами, должно соответствовать требованиям РД-25.160.10-КТН-016-15.

Неразрушающий контроль Для сварных стыков врезки патрубков в трубопровод, сварных швов приварки усиливающих накладок к трубопроводу проводят в объеме:

- визуально-измерительный контроль в объеме 100%;
- ультразвуковой контроль в объеме 100%;
- капиллярный контроль (ПВК) в объеме 100%.

Кроме того, сварной шов приварки бобышки должен быть проверен избыточным давлением.

Около шовная зона основного металла трубы, примыкающая к кольцевому шву нахлесточных сварных соединений усиливающих накладок, на расстоянии 50 мм должна быть проверена на отсутствие дефектов в объеме:

- визуально-измерительный контроль в объеме 100%;
- ультразвуковой контроль в объеме 100%;
- капиллярный контроль (ПВК) в объеме 100%.

2.1 Перечень выполняемых работ

Проектом предусмотрены следующие работы:

- разработка котлована;
- вырезка катушки КПП СОД
- монтаж катуши и тройника;
- обратная засыпка котлована;
- электроснабжение технологического оборудования

площадки камер пуска и приема СОД;

устройство заземления и молниезащиты.

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		31

2.2 Земляные работы

2.2.1 Порядок организации земляных работ

Земляные работы должны проводиться в соответствии с требованиями СП 45.13330.2012, РД-13.110.00-КТН-031-18, ОР-23.040.00-КТН-128-15, ВСН 31-81, РД 39-00147105-015-98, ОР-13.100.00-КТН-082-18, ОР-13.100.00-КТН -030-12.

В состав земляных работ входят:

- оформление разрешительных документов на производство работ в охранной зоне МН и других инженерных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с МН, подписанного представителями эксплуатирующих организаций;
- обозначение опознавательными знаками трассы нефтепроводов и других подземных коммуникаций в данном техническом коридоре;
- подготовка площадки для производства работ, вспомогательных площадок;
- устройство проездов для движения техники не ближе 10 м к оси МН;
- обустройство переездов с твердым покрытием через МН, обозначение их знаками;
- разработка и обустройство ремонтного котлована, в т.ч. для врезки вантузов, технологических отверстий;
- планировка земли на трассе прохождения временных трубопроводов для откачки нефти (при необходимости);
- обратная засыпка (после выполнения работ) ремонтного котлована;
- рекультивация земель (после выполнения работ) на месте производства ремонтных работ.

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		32

До начала земляных работ ОСТ должна установить опознавательные знаки на ось прохождения заменяемого узла нефтепровода, в местах пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями, на ось коммуникаций, попадающих в зону производства работ, в вершинах углов поворотов, в местах расположения сварных присоединений и трубной арматуры.

Обозначение трассы производится в границах производства работ (движения техники, вскрытия нефтепровода и т. д.). Опознавательные знаки устанавливаются в условиях ограниченной видимости – через 25 м. Места расположения подземных сооружений сторонних предприятий должны быть обозначены знаками через каждые 10 м на прямых участках трассы, у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м, на всех поворотах трассы, а также на границах ручной разработки грунта. Кроме того, опознавательные знаки устанавливаются в опасных местах.

Опознавательные знаки должны быть установлены на высоте от 1,5 до 2 м от поверхности земли (снега в зимнее время).

Надписи на щите-указателя должны быть выполнены и окрашены в соответствии с РД-01.120.00-КТН-186-16 (подраздел 15).

Разработка грунта в проектной документации предусмотрена механизированным способом и вручную.

Запрещается разработка грунта механизированным способом на расстоянии менее 2 м по горизонтали и 1 м по вертикали от коммуникации в местах пересечения действующих подземных коммуникаций, на расстоянии менее 1 м по горизонтали вдоль оси трубопровода и 0,5 м по вертикали от сварных присоединений (в соответствии с предоставленным отчетом по ВТД (ремонтные конструкции, вантузы, несанкционированные врезки, чопики, бобышки, выводы катодные, отводы для приборов КИПиА) и трубной арматуры. Оставшийся грунт должен разрабатываться вручную. Работы

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		33

должны выполняться в присутствии представителей владельцев коммуникаций. Отвал грунта на действующие коммуникации не допускается.

Работы должны выполняться в присутствии представителей владельцев коммуникаций. Отвал грунта на действующие коммуникации не допускается.

При обнаружении на месте разработки грунта подземных сооружений, не указанных в рабочих чертежах, работы должны быть немедленно приостановлены до выяснения владельцев коммуникаций и согласования с ними порядка производства работ.

2.2.2 Разработка и обустройство котлована

Производство земляных работ по вскрытию нефтепровода должно выполняться по нарядам-допускам и требованиям, указанным в ППР. Разработка котлована должна осуществляться экскаватором. Для предотвращения повреждения МТ ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей МТ и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,5 м. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе.

Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована. Валунны, камни и прочие негабаритные включения должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки.

Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке котлована должен вестись постоянно. Данное требование должно быть внесено в ППР и указано нарядах-допусках.

2.2.3 Засыпка котлована

После завершения работ производится процесс восстановления земель, который включает:

- засыпку ремонтного котлована минеральным грунтом;
- рекультивацию земель.

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		34

Производство земляных работ по засыпке нефтепровода должно выполняться по нарядам-допускам и требованиям, указанным в ППР.

Перед засыпкой ремонтного котлована необходимо выполнить обсыпку МТ мягким грунтом, толщиной не менее 20 см, произвести подбивку и трамбовку грунта вручную.

Окончательная засыпка нефтепровода проводится 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.

При проведении земляных работ запрещается:

- проводить работы без оформления разрешительных документов в соответствии с требованиями нормативных документов, указанных в 6.1.1, разделе РД-23.040.00-КТН-064-18;
- начинать и проводить работы без наличия устойчивой двухсторонней связи с оператором НПС, диспетчером РНУ;
- начинать и проводить земляные работы в отсутствие лица, ответственного за производство работ;
- начинать и проводить работы в отсутствие на месте производства работ лица, ответственного за контроль при производстве работ, в соответствии с требованиями ОР-13.100.00-КТН-030-12;
- проводить работы в котловане без страхующих лиц, находящихся на бровке котлована;
- находиться людям ближе 5 м от зоны максимального движения ковша работающего экскаватора;
- проводить работы при отсутствии ограждений и знаков безопасности, в ночное время световых сигналов в местах перехода людей и проезда транспортных средств;
- проезд техники по бровке котлована, траншеи;

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		35

- выдвигать нож отвала бульдозера за бровку откоса;
- находиться людям в котловане, траншее при появлении продольных трещин в стенках.

2.3 Откачка нефти из заменяемого участка

Откачка нефти из камеры пуска СОД осуществляется через открытый затвор камеры пуска наращенными рукавами до отсекающей задвижки и за ней в нефтесборщик АКН-10 с последующим сливом в подземную дренажную емкость на территории камеры и раскачкой в нефтепровод.

Освобождение участка МН производится согласно РД-75.180.00-КТН-227-16.

При выполнении работ по освобождению нефтепровода передвижными откачивающими агрегатами должны выполняться следующие требования к размещению техники и оборудования на подготовленных площадках:

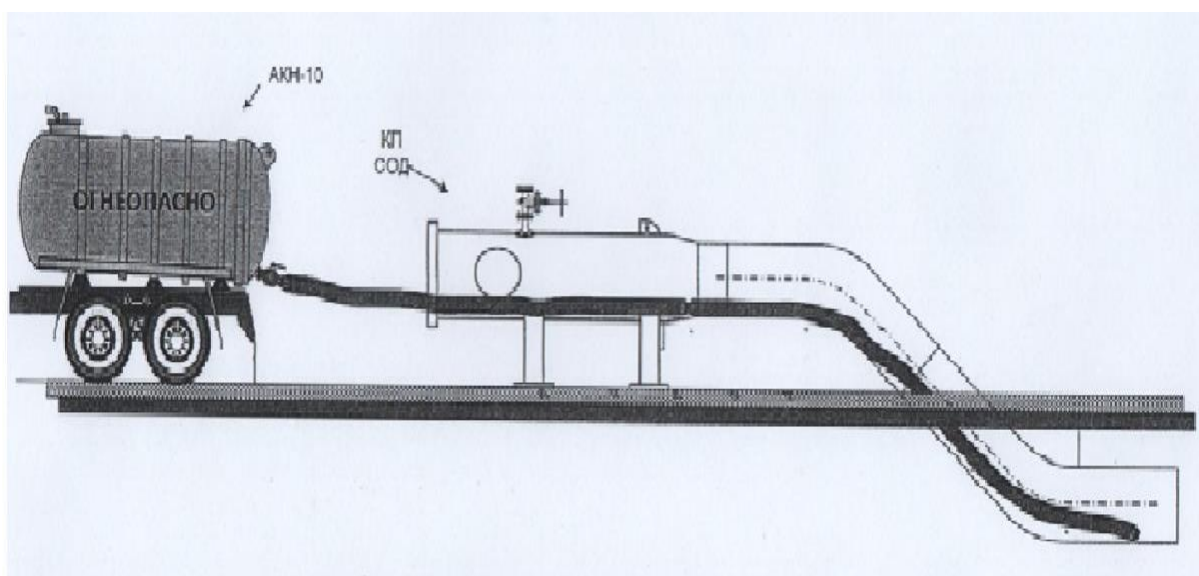
При производстве работ по откачке (дооткачке) нефти должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих ПНУ согласно требованиям ОР-13.040.00-КТН-006-12. Для непрерывного контроля воздушной среды должны применяться индивидуальные газоанализаторы-сигнализаторы, штатные сигнализаторы загазованности вакуумных автоцистерн.

Все исполнители работ по наряду-допуску на газоопасные работы, должны быть обеспечены индивидуальными — газоанализаторами-сигнализаторами. При достижении концентрации газовойоздушной среды уровня ПДВК в непосредственной близости от работающих двигателей внутреннего сгорания ПНУ, вакуумного нефтесборщика лицо, ответственное за проведение работ, немедленно прекращает работу по откачке (дооткачке) нефти, технические средства должны быть выключены (отключены), исполнители должны быть выведены с места проведения работ до

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		36

устранения причин роста загазованности и принятия мер по снижению уровня ниже ПДК.

Откачка нефти из КПП СОД осуществляется через открытый затвор камеры наращенными рукавами до отсекающей задвижки в нефтесборщик АKN-10 с последующим вывозом на НПС.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

Рисунок 2- Схема откачки нефти из КПП СОД

2.4 Сварочно-монтажные (демонтажные) работы

Все сварочное оборудование должно быть аттестовано в соответствии с требованиями РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-007-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Аттестация сварочного производства на объектах организаций системы «Транснефть».

Все сварочные материалы должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-613-03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-007-16.

Применяемые технологии сварки должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-007-16.

При сварке следует использовать управляемые источники сварочного тока и сварочные агрегаты, предусмотренные РД-25.160.00-КТН-037-14 «Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов».

Источники сварочного тока должны быть аттестованы в соответствии с требованиями РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов» и РД-03.120.10-КТН-007-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Аттестация сварочного производства на объектах организаций системы

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		38

«Транснефть и разрешены к применению согласно ОТТ-25.160.00-КТН-010-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование и материалы сварочные. Общие технические требования».

В процессе подготовки к сварке необходимо:

- очистить внутреннюю полость труб и деталей трубопроводов от попавшего грунта, снега и т. п. загрязнений, а также механически очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей трубопроводов, патрубков запорной арматуры на ширину не менее 15 мм;
- осмотреть торцы запорной арматуры и труб. (переходных колец, переходных катушек) Внутренняя поверхность задвижек и обратных клапанов перед началом работ должна быть защищена от попадания грязи, брызг металла, окалины, шлака и других предметов согласно рекомендациям предприятия-изготовителя;
- осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходных колец царапины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки;
- удалить усиление наружных заводских продольных и спиральных швов до величины от 0 до 0,5 мм на участке шириной 15 мм от торца трубы.

Таблица 4.1 -Требования к количеству и протяженности прихваток

№ п/п	Диаметр стыкуемых элементов, мм	Минимальное кол-во прихваток, шт.	Длина прихваток,мм
1	1067 и более	4	От 150 до 200
2	От 820 до 1067 включ.	4	От 100 до150
3	От 426 включ. до 720 включ.	3	От 60 до 100

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		39

4	От 219 включ. до 426	3	От 40 до 60
5	От 159 включ. До 219	2	От 30 до 50
6	От 57 до 159	2	От 10 до 15
7	Менее 57 включ.	1	Не более 1/3 окружности

Операционный контроль сварных стыков трубопроводов производится следующими способами:

- систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопроводов;
- визуальным осмотром и обмером сварных соединений;
- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля;

После выполнения сварочных работ провести визуально-измерительный, ультразвуковой и радиографический контроль качества сварных соединений в объеме 100 %. Качество сварных соединений, выявляемое по результатам неразрушающего контроля физическими методами, должно соответствовать требованиям РД-25.160.10-КТН-016-15.

2.5 Общестроительные работы

2.5.1 Защита от коррозии строительных конструкций

Защиту стальных строительных конструкций от коррозии производить в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 "Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85", ГОСТ 9.402-2004 "Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию" и материалами, разрешенными к применению в ПАО "Транснефть".

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		40

Технологический процесс защиты металлоконструкций от коррозии на стройплощадке включает в себя следующие операции:

1. Подготовка поверхности (очистка поверхности металлоконструкции от окислов, механических, жировых и других загрязнений). Поверхность должна быть сухой, предварительно очищенной от пыли, грязи, жира, ржавчины, окалины, старого лакокрасочного покрытия. Ранее окрашенные поверхности очистить от загрязнений, удалить слабо держащуюся краску металлическими щетками, удалить пыль, обезжирить растворителем.

2. Нанесение грунтовочных слоев. Грунт наносить в два слоя кистью, валиком.

3. Контроль качества выполняемых работ.

2.5.2 Гидравлические испытания на прочность и герметичность

Трубопроводная обвязка с подключенным технологическим оборудованием узлов КПП СОД подвергается испытанию на прочность и проверке на герметичность. Испытание трубопроводной обвязки узлов КПП СОД производится гидравлическим способом на прочность и герметичность в два этапа.

На 1 этапе трубопроводы подвергают гидравлическому испытанию совместно с камерой давлением в верхней точке $1,25P_{раб}$, в любой точке – не более наименьшего из $P_{раб}$ на трубу, арматуру, детали и оборудование в течение 24 часов.

На 2 этапе происходит испытание трубопроводов и оборудования дренажной и газоздушных линий.

До проведения гидравлического испытания камеры приема-пуска, до установки заглушек внутренняя полость трубопроводов должна быть продута воздухом для очистки трубопроводов от окалины, а также случайно попавших при строительстве внутрь трубопроводов грунта и различных предметов.

Гидравлические испытания выполняются этапами:

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		41

Испытания смонтированных камер с технологическими трубопроводами обвязки до присоединения к магистральному нефтепроводу.

Испытания на прочность выполняются давлением, наименьшим из заводских испытательных давлений оборудования (камер), арматуры, труб, деталей. Наименьшее заводское испытательное давление для арматуры составляет 9,45 МПа. Продолжительность испытания на прочность 24 часа.

Испытание на герметичность выполняются давлением 6,3 МПа в соответствии с требованиями РД-75.180.00-КТН-106-18. Продолжительность испытания на герметичность составляет время, необходимое для осмотра, но не менее 12 часов.[3]

2.6 Модернизация существующих КПП СОД.

На данный момент ввиду введения новых стандартов предъявляемых к устройству КПП СОД, а также постоянному развитию и модернизации средств очистки и диагностики, многие камеры становятся ненормативными и нуждаются в реконструкции. Так как процесс реконструкции требует большое количество времени и финансирование, и проводить ее одновременно на всех участках не представляется возможным, предлагается проектирование и сооружение временных конструкций, для удлинения рабочей зоны КПП СОД. Данные конструкции позволят проводить очистку и диагностику на участках МН с ненормативными камерами без проведения их глобальной реконструкции. Предлагается произвести по одному комплекту временных конструкций на каждом диаметр трубы, обслуживаемые компанией.

В целях проведения очистки участка магистрального нефтепровода от парафиновых отложений и последующего проведения диагностики с использованием обновленных ВИП предлагается модернизация существующих КПП СОД путем применения временных конструкций для увеличения рабочей зоны КПП СОД.

					Технологические решения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		42

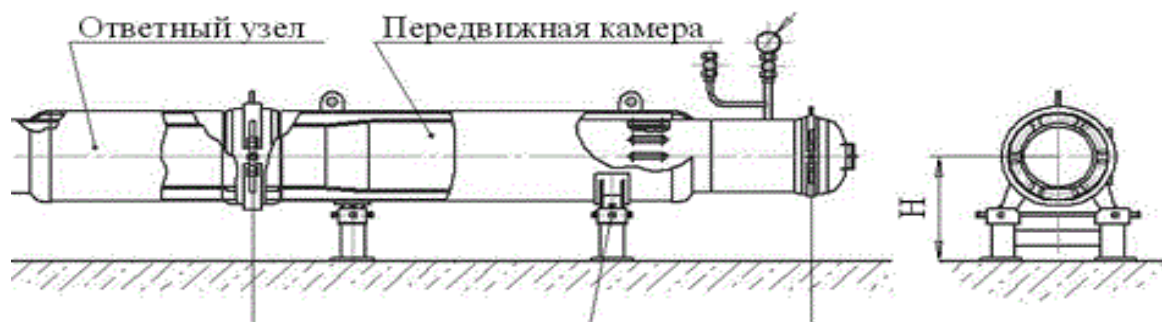


Рисунок 3 - Схема временной конструкции

Данная технологическая схема обеспечит возможность проведения очистки и диагностики с применением обновленных внутри инспекционных приборов, на участках МН с устаревшими КПП СОД без проведения масштабной реконструкции. Мобильность временных приспособлений позволит применять их на разных диагностируемых участках МН.

Для использования временной конструкции демонтируется штатный латок и на его место устанавливается временная конструкция для увеличения рабочей зоны КПП СОД, с использованием опоры рельсового типа.



Рисунок 4 – Опора лотка для приема СОД

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

Со штатного затвора демонтируется крышка затвора и временная конструкция присоединяется к КПП СОД, притягивается хомутами затвора камеры.

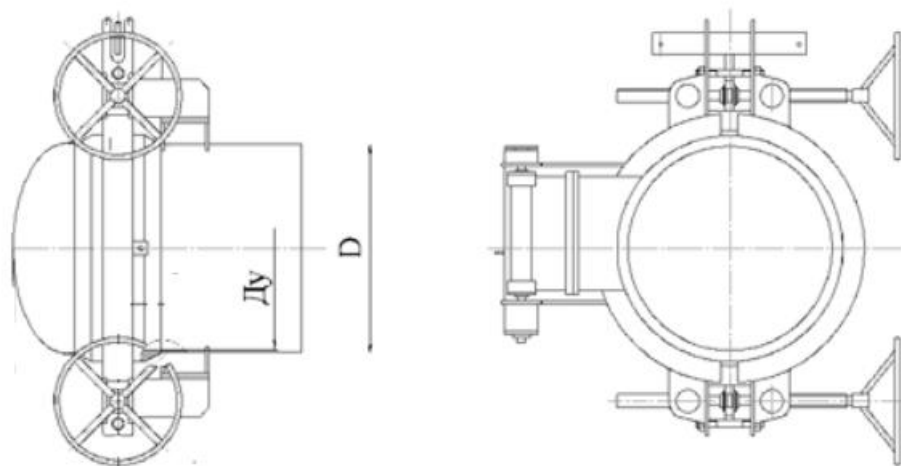


Рисунок 5 - Схема затвора КПП СОД

На лицевой стороне временная конструкция имеет стандартный затвор, такой же как применяется на КПП СОД. Торцевая сторона, соединяющаяся со штатной КПП СОД имеет идентичное строение с ответной частью, и паз с уплотнительной резинкой.

Опорой для временной конструкции предлагается использовать рельсовое основание, идентичное основанию штатного лотка, и устанавливать конструкцию на место штатного лотка.

Для слива и налива КПП СОД на временной конструкции предусматриваем патрубок с обратным фланцем, на который монтируется клиновая задвижка с рабочим давлением 6,3 Мпа, для слива налива нефти через шланг высокого давления, который в свою очередь будет соединяться с существующим дренажным отводом D159, на который предлагается

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

МОНТИРОВАТЬ тройник с подвижной с обратным фланцем.

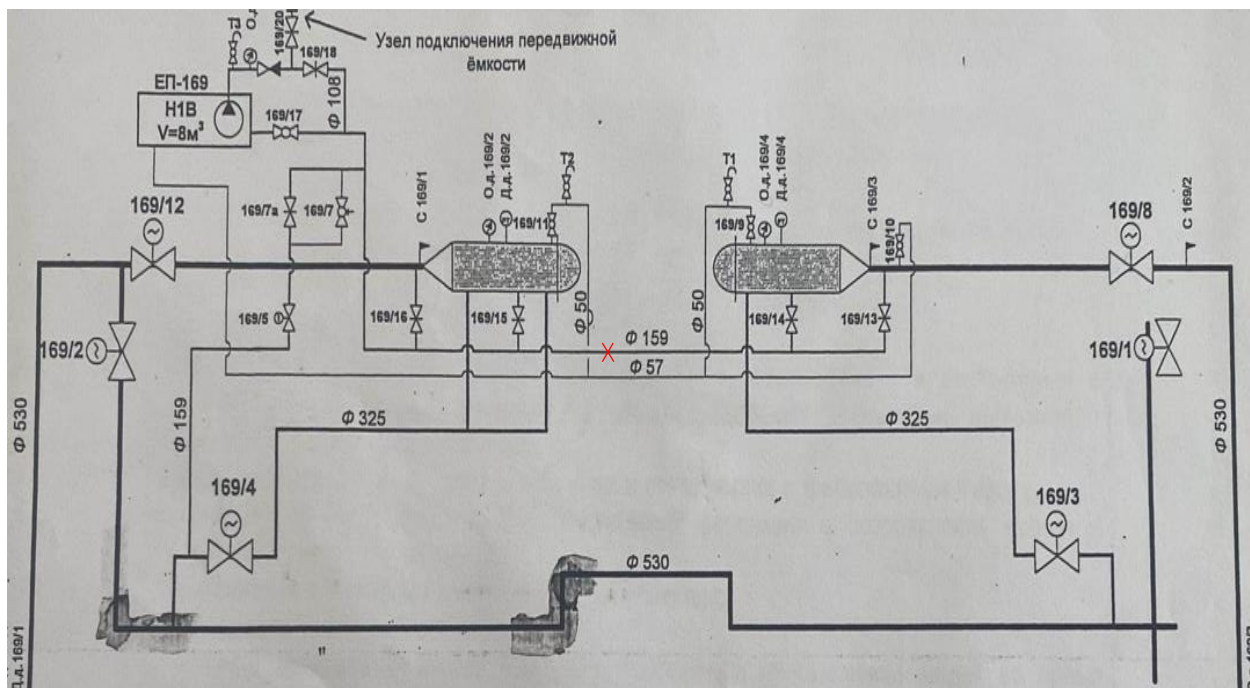


Рисунок 6 – Схема узла КПП СОД

На временной конструкции также предусматривается патрубок для установки манометра.

Ориентировочный вес конструкции длиной 3100 мм, изготовленной из марки стали 09Г2с, с толщиной стенки 15мм и плотностью стали и внешним диаметром 630 мм составит 1100 кг. Объем внутренней полости 0.87 м³. При плотности нефти 810 кг/м³ ее вес составит примерно 710 кг. Общая масса временной конструкции заполненной нефтью составит примерно 1900 кг.

Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

3 Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР

3.1 Предложения по обеспечению контроля качества строительных и монтажных работ, а также поставляемых на площадку и монтируемых оборудования, конструкций и материалов

Строительный контроль осуществляется ООО «Транснефть Надзор» после прохождения организациями процедуры допуска к производству работ в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Строительный контроль за качеством производства работ на объектах ПАО «Транснефть» осуществляется на протяжении всего периода производства работ на основании договоров (контрактов) между Заказчиком и региональным органом строительного контроля (органом СК).

Региональный орган строительного контроля — подразделение (филиал или участок) органа СК, осуществляющий строительный контроль на объекте.

Контроль качества ремонтных работ включает в себя:

— производственный контроль — выполняется собственными силами Заказчика;

— строительный контроль — региональным органом СК.

Органы СК должны отвечать следующим требованиям:

— иметь статус юридического лица и соответствующее свидетельство о допуске, выдаваемое саморегулируемой организацией;

— должны быть укомплектованы персоналом, прошедшим обучение, аттестацию и сертификацию в установленном порядке, а также проверку знаний проектной документации в комиссии Заказчика с привлечением представителей проектной организации;

— иметь и применять поверенное оборудование и средства инструментального контроля по своим техническим характеристикам не ниже,

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Сивуха И.А.</i>						46	129
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							

чем у организации выполняющей работы.

Органы СК осуществляют следующие виды деятельности:

— согласование разработанных строительным подрядчиком «Технологических карт контроля видов и этапов СМР на объектах ОСТ» (не позднее, чем за 7 рабочих дней до начала работ на объекте);

— участие в комиссии по проведению входного контроля качества материалов, изделий и оборудования, поступающих на объекты;

- проверка соответствия процесса производства работ, качества работ и выявление отклонений и несоответствий требованиям проекта и НТД;

- осуществление поэтапной приемки выполненных работ с выдачей разрешения на производство каждого предусмотренного проектом вида работ;

— осуществление приемки скрытых работ с оформлением документации и соответствующих разрешений;

— проведение в рамках строительного контроля сплошного или выборочного контроля качества работ по строительству с использованием визуального, инструментальных и физических методов контроля;

— подтверждение объемов и качества работ, выполненных силами АО «Транснефть- Западная Сибирь» по строительству, в соответствии с требованиями проекта и НТД;

— проверка наличия согласования Заказчиком изменений, вносимых в проект;

— участие в работе рабочих и приемочных комиссий.

Орган СК на протяжении всего периода производства работ отчитывается перед Заказчиком в соответствии с контрактом (договором) по строительному контролю.

Персонал строительного контроля несёт ответственность в соответствии с условиями контракта на предоставление услуг по СК:

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		47

— за несвоевременное и некачественное осуществление строительного контроля в соответствии с нормативными документами и договорными условиями;

— за несвоевременную выдачу замечаний и предписаний при обнаружении отклонений или нарушений требований нормативных документов, допущенных подрядными организациями при производстве СМР;

-- за качество проконтролированных работ, выполненных в соответствии с требованиями проекта и НТД;

- за достоверность и своевременность предоставления отчетов и сведений, связанных с ведением СК по установленным формам и в установленные сроки;

— за несвоевременное информирование Заказчика о допущенных нарушениях, снижающих надежность вводимого в эксплуатацию объекта в части качественного выполнения строительных и монтажных работ;

— за обоснованность своего решения о приостановке работ либо отказе подтверждении их качества.

Производственный контроль качества ремонтных работ включает:

— входной контроль проектной, рабочей документации, конструкций, изделий, материалов и оборудования;

— операционный контроль — контролю подлежит качество выполнения всех видов ремонтных работ;

- приемочный контроль.

При входном контроле проверяется соответствие используемых материалов стандартам, наличие сертификатов, а также проверяется то, что все материалы и оборудование включены в Реестр ОВП.

При операционном контроле проверяется:

-соблюдение последовательности выполнения ремонтных процессов;

— соответствие выполняемых работ рабочим чертежам и стандартам;

— соблюдение заданных технологий ремонтных операций,

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		48

Приборы и инструменты (за исключением простейших щупов, шаблонов), предназначенные для контроля качества материалов и работ, должны быть заводского изготовления и иметь паспорта, подтверждающие их соответствие требованиям Государственных стандартов или технических условий, Марка приборов и инструментов определяется на стадии ППР.

Приемочному контролю подвергаются скрытые работы, законченный ремонт объекта в целом, на все скрытые работы составляются акты:

- — Акт визуального и измерительного контроля качества сварных швов в процессе сварки соединений;
- Акт о контроле сплошности изоляционного покрытия засыпанного трубопровода;
- Акт определения адгезии изоляционных покрытий;
- Акт на скрытые работы при восстановлении контрольно-измерительных пунктов (при выполнении данного вида работ);
- Акт на устранение дефекта.

Контроль за соблюдением проектных решений и качеством производства работ должен осуществляться в соответствии с ОР-03.120.00-КТН-295-19 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок осуществления строительного контроля заказчика при выполнении строительно-монтажных работ на объектах организаций системы "Транснефть" и ОР-91.200.00-КТН-018-19 — «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации и осуществления строительного контроля за соблюдением проектных решений и качеством строительства линейной части магистральных трубопроводов».

При производстве работ по контролю качества следует руководствоваться требованиями СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы, Актуализированная редакция СНиП -42- 80*», ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		49

качества и приемки работ. Часть | и 2», РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».

Каждый производитель работ должен нести ответственность за весь комплекс выполняемых объемов ремонтных работ в соответствии с положениями заключенного с ним договора.

Количество специалистов СКК на объекте строительства рассчитывается выделяется организацией исходя из безусловного обеспечения контроля последовательности и полноты всех технологических операций при выполнении СМР.

Результаты выполнения строительного контроля ежедневно фиксируются в журнале строительного контроля организации, который постоянно находится и хранится на месте производства работ.

Для каждого специалиста службы качества должны быть разработаны должностные инструкции, содержание: обязанности, права, ответственность и подчиненность сотрудников; требования к их квалификации; ссылки на нормативные документы и внутренние процедуры, регламентирующие деятельность сотрудников.

Заказчику необходимо иметь лабораторию неразрушающего контроля, аттестованную и допущенную к работам на объектах ПАО «Транснефть» в соответствии с ПБ 03-372-00 «Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля» и ОР-26.160.40-КТН-064-15 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Положение об аккредитации лабораторий неразрушающего контроля, выполняющих». Аттестация ЛНК и выдача разрешений на право проведения работ по неразрушающему контролю на объектах ПАО «Транснефть» проводится НОАЛ АО «Транснефть — Диаскан».

При производстве земляных работ контролируются на соответствие проекту отметки дна котлована и отметки поверхности засыпки, при обратной засыпке необходимо контролировать нормативное заглубление нефтепровода после ремонта.

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		50

При проведении изоляционных работ необходимо:

— на стадии подготовки металлической поверхности перед нанесением покрытия осуществлять контроль очистки поверхности, согласно ГОСТ 9.402-2004 «Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию» до степени очистки 3;

— при подготовке составов изоляционных материалов осуществляется контроль правильности дозировки компонентов смеси, порядок их введения и качество перемешивания;

— при нанесении покрытия осуществлять последовательный операционный контроль за качеством нанесения изоляции,

— после завершения изоляционных работ проводить приемочные испытания, включающие визуальный контроль, определение толщины покрытия, определение адгезии покрытия к стали. Показатели качества покрытия должны соответствовать нормам, приведенным в нормативной документации и технической сертификации на используемые материалы.

Дефекты на секции, выявленные при производственном или инспекционном контроле качества работ, должны быть в обязательном порядке устранены. На все скрытые работы составляются акты.

Требования входного контроля к материалам, используемым при ремонтных работах, а также технологические карты с включением схем операционного контроля на все виды работ, выполняемых в процессе ремонта, а также приборы, используемые при контроле, должны быть представлены в проекте производства работ.

На все основные виды работ в ППР должны быть разработаны технологические карты.

Земляные работы

В процессе выполнения земляных работ производится контроль соответствия проектному положению; контроль крутизны откосов, отметок дна траншеи, размеров, уклонов котлованов, степени уплотнения грунта,

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		51

толщины слоя подсыпки, засыпки; проверка отметок верха насыпи, ее ширины и крутизны ее откосов.

Контроль качества работ выполняется согласно указаниям СП 45.13330.2012:

- при разработке грунта-и вертикальной планировке
- при возведении насыпей, уплотнении и обратных засыпках

Монтаж трубопроводов и оборудования

Контроль качества монтажа технологических трубопроводов и оборудования (прилегание к дну траншеи, вертикальность установки задвижки и т.д.) выполняются в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014, РД-25.160.00-КТН-037-14 и РД-23.040.00-КТН-064-18, СнИП 3.05.05-84.

Контроль качества сварных стыков

Контроль качества сварных соединений физическими методами должен проводиться в соответствии с РД-25.160.10-КТН-016-15.

Контроль качества сварных соединений нефтепровода выполнить визуально- измерительным контролем и неразрушающими методами (радиографическим и ультразвуковым) в объеме 100%. Сварные стыки трубопроводов категории В дополнительно контролировать 100% радиографическим контролем (дублирующий контроль). Качество сварных соединений, выявляемое по результатам неразрушающего контроля физическими методами, должно соответствовать требованиям РД-25.160.10-КТН-016-15. Критерии допустимости дефектов сварных соединений по результатам контроля приведены в РД-25.160.10-КТН-016-15.

Контроль качества углового сварного соединения патрубка газозащитной линии с трубопроводом выполнить с применением методов визуального и измерительного, ультразвукового и капиллярного контроля в объеме 100 %.

Сварные соединения, в которых по результатам контроля обнаружены недопустимые дефекты (признанные «негодными») подлежат удалению или

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		52

ремонту с последующим повторным контролем в соответствии с требованиями РД-25.160.00-КТН-037-14.

Контроль качества швов заварки технологических отверстий (чопов) производить визуально-измерительным методом и капиллярным методом (ПВК) в объеме 100%.

Изоляционные работы

При выполнении изоляционных работ следует руководствоваться требованиями ВСН 008-88, ГОСТР 51164-98 и ОТТ-25.220.01-КТН-097-16, ОТТ-25.220.01-КТН-113-14.

При производстве работ по изоляции должны контролироваться: качество очистки, равномерность слоя грунтовки, конструкция и параметры изоляционного покрытия; величина нахлеста, отсутствие гофр, адгезия, сплошность покрытия.

Строительные работы

Контроль качества монтажа стальных конструкций и сварочные работы — по разделам 4, 8 и табл.14, 15, 16, 41, 42, 43 СП 70.13330.2012.

7.2 Предложения по организации службы геодезического и лабораторного контроля

Для выполнения геодезических работ в строительстве в соответствии с СП 126.13330.2017. Исполнитель работ создает геодезическую службу. Геодезическая служба осуществляет геодезический контроль в соответствии с РД-91.200.00-КТН-189-17.

Для осуществления контроля всех видов выполняемых строительных работ и испытаний, осуществления входного и строительного контроля заказчик выполняет визуальный и инструментальный контроль, при необходимости создает (привлекает) лабораторию по контролю качества, лабораторию ЛНК. Лаборатории должны быть аттестованы и иметь регистрацию в территориальном органе Ростехнадзора.

Техническая оснащенность службы строительного контроля, лаборатории контроля качества, лаборатории ЛНК на объектах строительства

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		53

организаций системы «Транснефть» производится в соответствии с ОР-91.200.00-КТН-284-09.

7.3 Перечень основных видов строительных и монтажных работ, ответственных конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения, подлежащих освидетельствованию © составлением соответствующих актов приемки перед производством последующих работ и устройством последующих конструкций

В процессе проведения строительного контроля (технического надзора) должна выполняться оценка выполненных работ, результаты которых влияют на безопасность объекта, но в соответствии с принятой технологией становятся недоступными для контроля после выполнения последующих работ.

Результаты приемки работ, скрывааемых последующими работами, оформляются актами освидетельствования скрытых работ.

Проведение последующих этапов работ без освидетельствования предыдущих скрытых работ на объекте запрещено.

Освидетельствование скрытых работ, приемку ответственных конструкций и оформление актов освидетельствования скрытых работ выполнять в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ, РД-11-02-2006, РД 11-05-2007, ОР-91.200.00-КТН-028-18.

В соответствии с ОР-91.200.00-КТН-028-18 при устранении дефектов методом замены участка трубопровода подлежат освидетельствованию с составлением актов на скрытые работы следующие основные виды работ:

Общестроительные работы

1. акт на устройство основания под фундамент.
2. акт на гидроизоляцию подземных конструкций фундаментов.

Земляные работы

1. 1 акт на уплотнение грунта.
2. Контроль уплотнения грунта в пазухах при обратной засыпке;

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		54

Сварочные работы

1. Сварка гарантийного стыка (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.7);
2. Заварка технологических отверстий (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.8);

Изоляционные работы

1. Подготовка трубопровода к производству изоляционных работ. Очистка и огрунтовка. поверхности (участка) трубопровода (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.13);
2. Изоляционно-укладочные работы и ремонт изоляции (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.14);
3. Контроль сплошности изоляционного покрытия засыпанного трубопровода (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.16);
4. Акт определения адгезии изоляционных покрытий (ГОСТ Р 51164 Приложение Б форма Б.1);

Очистка полости и испытания смонтированного узла:

1. Очистка полости и испытание трубопроводов (ВСН 012-88, Ч-2 форма 2.20);
2. Удаление воды после гидравлических испытаний.

Приведенный перечень основных видов строительных и монтажных работ, ответственных конструкций, — участков сетей инженерно-технического обеспечения, подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки перед производством последующих работ и устройством последующих конструкций, уточняется в соответствии с составом проекта.

Акты на скрытые работы могут составляться на иные виды работ, определяемые в ППР, требованиями заказчика, если предыдущие работы (скрывааемые последующими работами) функционально могут повлиять на качественные показатели строительства или эксплуатации объекта на последующих этапах.

общая организационно-техническая подготовка к строительству

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		55

Ремонтные работы в соответствии с ТЗ производятся собственными силами Заказчика,

Общая организационно-техническая подготовка включает в себя:

— обеспечение ремонта в соответствии с проектно-сметной документацией;

— отвод в натуре земельного участка под производство работ;

— оформление финансирования;

— оформление разрешений и допусков на производство работ;

— обеспечение места производства работ подъездными дорогами, системой связи на период выполнения работ;

-- обеспечение бытового и медицинского обслуживания,

До начала производства основных работ необходимо:

— обозначить коммуникации и передать участок работ производителю работ;

— оформить разрешительную документацию на производство ремонтных работ;

— Доставить технические средства, оборудование и строительные материалы;

— организовать систему связи;

— обустроить съезды с существующих дорог (при необходимости).

Детальную организацию санитарно-бытовых условий работающих, (проживание, доставка горячего питания, транспортировка и хранение питьевой воды, медицинское обслуживание, назначение ответственных лиц за организацию санитарно-бытовых условий) организация должна проработать до начала производства работ и отразить в отдельном разделе ППР.

Номенклатура и объемы подготовительных работ уточняются в «Проекте производства работ». Запрещается производство работ без оформления необходимых разрешительных документов на право производства работ в охранной зоне МН и инженерных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающих МН.

					Перечень мероприятий по обеспечению контроля качества СМР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		56

4. Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов

4.1 Внутритрубная диагностики нефтепроводов

Техническое состояние ЛЧ МН характеризуется ее несущей способностью, герметичностью и работоспособностью запорно-регулирующей и предохранительной арматуры. Основными факторами, которые влияют на эксплуатационную надежность, являются: - наличие недопустимых соединительных деталей; - наличие дефектов на внутренней и наружной поверхности трубопровода, а также стенке трубопровода и в местах заводских и монтажных сварных стыков. Для выявления этих дефектов проводится внутритрубная диагностика. В настоящее время основным способом диагностики трубопроводов, находящихся в эксплуатации, является внутритрубная дефектоскопия, осуществляемая специальными внутритрубными инспекционными приборами (далее – ВИП). Основной принцип такого исследования заключается в том, что прибор перемещается по трубе с потоком перекачиваемой нефти и с помощью ультразвукового или магнитного сканирования запоминает полную картину дефектов трубопровода. Для контроля за движением ВИП во время пропуски вдоль НП устанавливаются электронные маркеры. Электронные маркеры устанавливаются над осью НП в местах установки километровых или маркерных знаков, и расстояние между местами их установки должно составлять не более 2 км. Для определения местонахождения ВИП на трассе НП все они снабжены специальными приемо-передатчиками, по сигналам которых фиксируется прохождение прибором маркерных отметок. Проведение диагностики способствует раннему обнаружению дефектов, их своевременному устранению и предупреждению аварийных ситуаций, сокращению трудозатрат и времени необходимых ремонтных работ. Все работы, связанные с подготовкой и эксплуатацией ВИП, проводятся под

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Сивуха И.А.</i>				Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>						57	129
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

контролем специалистов ОАО ЦТД «Диаскан». Для проведения внутритрубной диагностики МН существует две группы устройств внутритрубной инспекции: - калибровочные устройства и профилемеры; - ультразвуковые и магнитные дефектоскопы. Устройства первой группы используют для проверки внутренней геометрии нефтепроводов. Они позволяют с большой точностью обнаруживать и измерять вмятины, овальности и другие аномалии геометрии трубопровода. К данным устройствам относят следующие типы ВИП: - профилемер – предназначен для измерения внутреннего проходного сечения НП, выявления отводов и определения их местоположения; - шаблон профилемера – является габаритно-весовым аналогом профилемера и оснащен механическим измерительным блоком; - скребок-калибр – предназначен для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода; - скребок-калибратор – предназначен для выявления недопустимых сужений НП (менее 85 % номинального наружного диаметра) и оценки возможности пропуска очистных устройств и ВИП по магистральным трубопроводам диаметром 159 и 219 мм; - устройство контроля качества очистки – для проведения контроля качества очистки внутренней полости и стенок НП. Устройства второй группы используют для обнаружения и высокоточного измерения точечной и сплошной коррозии, расслоения, царапин, инородных включений и т.п. К данным устройствам относят следующие типы ВИП: 10 - ультразвуковой дефектоскоп WM – предназначен для определения дефектов стенок методом ультразвуковой толщинометрии; - магнитный дефектоскоп MFL – предназначен для оценки состояния стенок трубопровода и дефектов кольцевых сварных стыков; - ультразвуковой дефектоскоп «Ультраскан CD» – предназначен для обнаружения трещин на стенках трубопровода и сварных швах импульсным эхо-методом. [6]

4.2 Внутритрубная очистка нефтепроводов

В процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности НП, приводящее к снижению эффективности

					Диагностика и очистка магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		58

работы, существенному увеличению затрат на прокачку нефти и ухудшению ее качества из-за загрязнения механическими примесями. Главными причинами, вызывающими уменьшение пропускной способности НП, являются: - накопление отложений парафина; - повышение шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии; - накопление продуктов коррозии и механических примесей; - скопление в низких местах трубопроводов воды, а в верхних точках трубопроводов воздушных пробок. Очистка внутренней полости МН проводится с целью поддержания их пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений. Процесс пропуска очистных устройств по сути аналогичен пропуску ВИП при диагностике, но предназначен для решения задачи очистки НП. Очистные устройства, называемые также скребками, во время движения механическим способом удаляют с внутренних стенок НП продукты, присутствие которых вызывает уменьшение пропускной способности. 11 Для получения качественной информации при проведении внутритрубной диагностики необходимо обеспечить максимальную площадь контакта датчиков ВИП со стенками НП. С этой целью перед проведением внутритрубной диагностики проводится преддиагностическая очистка МН. Внутритрубная очистка МН выполняется разрешенными к применению очистными устройствами, имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации: - разрешение Ростехнадзора России на применение; - заключение о взрывобезопасности; - паспорт; - формуляр; - руководство по эксплуатации; - инструкция по монтажу; - ведомость ЗИП; - ведомость эксплуатационных документов. Все очистные устройства оснащаются передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые совместно с низкочастотными локаторами позволяют контролировать прохождение очистного устройства по НП.[6]

4.3 Средства очистки и диагностики МТ

					Диагностика и очистка магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		59

В настоящее время в качестве СОД на МТ применяется комплект устройств, из которых выделяют:

- очистные устройства типа СКР4;
- скребки магнитные очистные типа СКР.15;
- поршни-разделители типа ПРВ1;
- поршни-разделители типа ПРВ2;
- скребки-калибры типа СКК;
- устройства калибровочные типа ВКУ;
- устройства контроля очистки типа УКО;
- снаряды-шаблоны типа СНШ;
- профилемеры типа ПРН;
- внутритрубные инспекционные приборы (ВИП) типов WM, MFL, CD, TFI, ОДП, в том числе комбинированные.

Скребки магнитные очистные типа СКР.15 предназначены для очистки внутренней поверхности трубопроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), ферромагнитных предметов и продуктов коррозии перед пропуском дефектоскопов, имеющих в своем составе магнитную секцию.

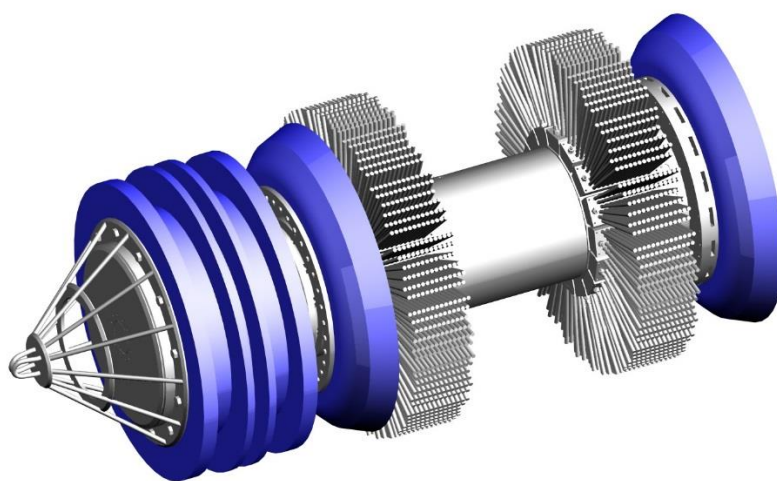


Рисунок 7 – Общий вид скребка магнитного очистного типа СКР.15

Основой конструкции является магнитопровод, в передней и задней части которого установлены передняя и задняя опора. На опорах установлены фланцы, которые после закрепления на шпильках опор фланцев имеют возможность перемещаться вместе с закрепленными на них манжетами в поперечном направлении относительно продольной оси скребка.

На магнитопроводе по окружности закреплены два пояса пластин щеточных вместе с блоками магнитов. Бампер вместе с шипованным диском крепится на фланце.

Полиуретановые манжеты предназначены для приведения в движение скребка в трубопроводе потоком перекачиваемого продукта, байпасные отверстия в манжетах служат для распределения давления между ними. Манжеты плотно прижимаются к внутренней поверхности трубопровода и обеспечивают перемещение скребка в потоке перекачиваемого продукта. Манжеты, в сборе с фланцами, перемещаясь в поперечном направлении относительно продольной оси скребка при прохождении поворотов в трубопроводе, перекрывают сечение трубы, значительно уменьшая переток нефтепродукта через скребок.

Магнитная система создаёт в теле трубы магнитное поле (аналогичное по мощности и направлению магнитному полю дефектоскопа соответствующего типоразмера) и обеспечивает сбор ферромагнитных предметов и продуктов коррозии.

Чистящими элементами скребка являются намагниченные щетки пластин щеточных. Под воздействием упругих сил и магнитного поля щетки постоянно контактируют с внутренней стенкой трубы. Такое сочетание чистящих элементов скребка позволяет эффективно осуществлять очистку трубопровода от асфальтосмолопарафиновых отложений, ферромагнитных предметов и продуктов коррозии.

Очистные скребки типа СКР.15 имеют типоразмеры под диаметр трубопроводов от 159 до 1220 мм, длину от 900 до 2700 мм, массу от 30 до 3400 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

					Диагностика и очистка магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		61

Магнитные дефектоскопы серии МСК (с носителями датчиков TFI) предназначены для контроля трубопроводов методом определения утечки магнитного потока при поперечном намагничивании в материале трубопровода и продольных сварных швах при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.

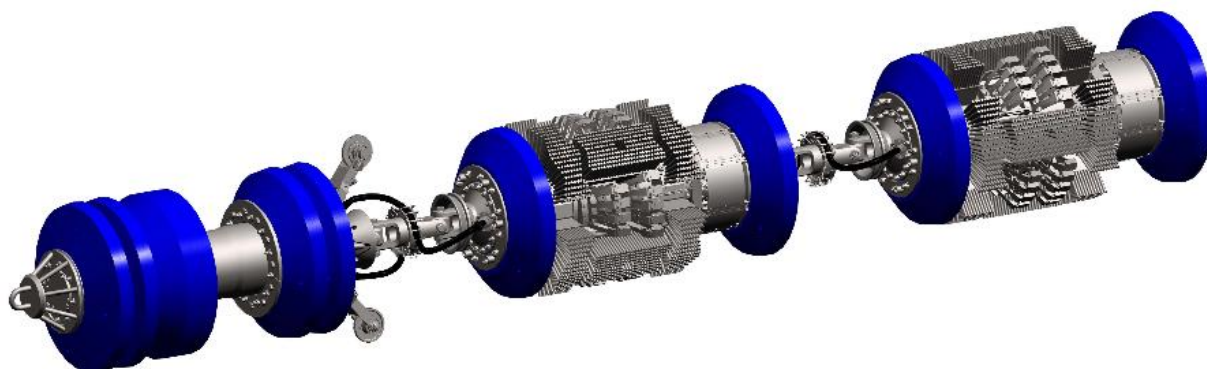


Рисунок 8 – Общий вид внутритрубного инспекционного прибора типа TFI

Дефектоскоп МСК (TFI) определяет дефекты продольных сварных швов (несплошности, трещины, аномалии, поры, утяжины, подрезы, смещения, непровары).

ВИП МСК имеет типоразмеры под диаметр трубопроводов от 159 до 1220 мм, длину 6062мм (для МН D530 до 5694мм), массу от 100 до 4600 кг (в зависимости от диаметра трубопровода).

Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы (MFL+WM+CD) предназначены для неразрушающего контроля трубопроводов методом ультразвукового (WM+CD) и магнитного (MFL) сканирования материала трубы и сварных швов при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат



Рисунок 9 – Общий вид внутритрубного инспекционного комбинированного магнитно-ультразвукового дефектоскопа

Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы (MFL+WM+CD) объединяют преимущества отдельных ультразвуковых и магнитных дефектоскопов. Позволяют за один пропуск ВИП провести диагностику различными видами неразрушающего контроля (ультразвуковой и магнитный) для поиска дефектов материала трубы, поперечных и продольных сварных швов.

Внутритрубные инспекционные ультразвуковые дефектоскопы для выявления произвольно-ориентированных дефектов (WM+CD) предназначены для неразрушающего контроля трубопроводов методом ультразвукового сканирования (с различным углом ввода ультразвукового луча) материала трубы при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат



Рисунок 10 – Общий вид внутритрубного инспекционного ультразвукового дефектоскопа для выявления произвольно-ориентированных дефектов

Внутритрубные инспекционные ультразвуковые дефектоскопы для выявления произвольно-ориентированных дефектов (WM+CD) предназначены для обнаружения произвольно ориентированных трещин и рисок в основном металле трубы и сварных швах.[7]

4.4 Организация, подготовка и проведение очистки и диагностики магистральных трубопроводов

Для сохранения пропускной способности МТ и подготовки участка МТ к внутритрубному диагностированию проводят очистку участков МТ. Устанавливают следующие виды очистки участков МТ:

- периодическая (плановая);
- внеочередная (внеплановая);
- пред диагностическая.

Периодическую (плановую) очистку участков МТ выполняют при текущей эксплуатации с целью удаления отложений для обеспечения плановых показателей пропускной способности МТ и энергозатрат на перекачку нефти/нефтепродукта, удаления скоплений воды, с целью предупреждения развития внутренней коррозии трубопровода.

Внеочередную (внеплановую) очистку участков МТ выполняют при увеличении энергозатрат, уменьшении пропускной способности и уменьшении эффективного диаметра трубопровода по сравнению с плановыми.

Пред диагностическую очистку участков МТ выполняют для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости МТ для проведения внутритрубного диагностирования.

Периодичность плановой очистки участков МТ определяется в зависимости от содержания в перекачиваемом продукте парафинов, асфальтенов, смол, вязкости нефти, диаметра участка, скорости перекачки. Максимальный период между пропусками ОУ на МН составляет 90 дней, МНПП – 6 месяцев.[8]

Пред диагностическую очистку участков МН, осложненных парафиноотложением, проводят с применением ОУ и вводом ингибитора парафиноотложения в участки МН.

Внутритрубное диагностирование участков МН, осложненных парафиноотложением, проводят в период с 01 мая по 30 сентября при температуре окружающей среды не ниже 15 °С и установившейся положительной температуре грунта

Периодичность внутритрубной диагностики определяется исходя из нескольких факторов. Первичное внутритрубное диагностирование проводят в срок не более 3 лет со дня ввода участка трубопровода в эксплуатацию. Далее периодичность ВТД должна соответствовать периодичности ВТД в срок до 6 лет. При этом периодическое ВТД ВИП ДКК (комбинированный диагностический прибор с носителями датчиков WM, CD и MFL) проводят в срок 6 лет и ВИП ДМК (комбинированный прибор с носителями датчиков MFL и TFI) в срок 3 года от даты предыдущего ВТД.[9]

Очистка и диагностика магистральных трубопроводов выполняется силами персонала линейных аварийно-эксплуатационных служб, с привлечением персонала диагностической организации.

Для выполнения работ, на каждый участок внутритрубной диагностики разрабатывается отдельная «Инструкция по организации и проведению работ по очистке внутренней полости и внутритрубной диагностике», учитывающая конструктивные особенности конкретных узлов пуска и приема СОД. Такие инструкции содержат следующие разделы:[10]

- Технологические переключения, проверка на полное открытие/закрытие задвижек КПСОД при подготовке участка МТ к проведению очистки;
- Технологические переключения, промывка внутренней полости задвижек КПСОД, в случае их негерметичности;
- Порядок допуска СОД к проведению очистки;
- Режимы работы нефтепровода при пропуске СОД;
- Требования к технологическим переключениям запорной арматуры;
- Меры по предотвращению гидравлического удара;
- Технологические переключения при пуске СОД;
- Контроль прохождения СОД по участку нефтепровода;
- Порядок действия в случае застревания СОД на участке;
- Технологические переключения при приеме СОД;
- Порядок взаимодействия в случае несрабатывания сигнализатора прохождения СОД;
- Безопасность производства работ и охрана труда при проведении работ;
- Погрузочно-разгрузочные работы.

Для подготовки к пропуску СОД в обязательном порядке необходимо:

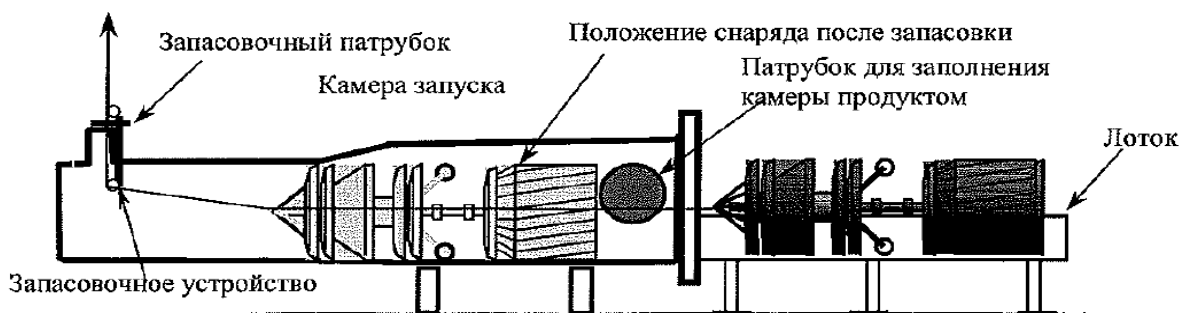
- проверить исправность всех узлов и устройств КПП СОД,

					Диагностика и очистка магистральных	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		66

положение задвижек и сигнализатора;

- проверить работоспособность и закрытие задвижки на дренажной линии КПП СОД;
- проверить наличие патрубков для удаления воздуха на КПП СОД и в конце прямолинейного участка до секущей задвижки;
- произвести опробование задвижек КПП СОД на полное открытие и закрытие;
- проверить работоспособность сигнализаторов на КПП СОД;
- убедиться в отсутствии нефти в камере пуска через дренажную задвижку;
- проверить герметичность задвижек на обводных линиях камер пуска, приема СОД;
- проверить работу средств телемеханики;
- провести контрольное обследование участка трассы с целью проверки состояния готовности нефтепровода к пропуску;
- проверить работоспособность передатчика, низкочастотного и акустического локатора, маглоггеров, магнитометра;
- проверить наличие связи с диспетчером РНУ по трассе резервной нитки;
- закрыть все задвижки трубопроводов обвязки камеры пуска;
- освободить камеру пуска от продукта.

Средство очистки и диагностики запасовывается в камеру запуска подъемным краном с помощью троса, проходящего через запасовочное устройство.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

Рисунок 11 – Схема запасовки средства очистки и диагностики в камеру запуска. Передняя манжета ведущей секции вошла в номинальную часть камеры

Запасовка СОД осуществляется таким образом, чтобы манжеты или диски переднего блока уплотняющих элементов первой секции СОД или первая секция СОД целиком (в зависимости от типа СОД и типоразмера трубопровода) были введены в часть камеры с номинальным диаметром. Только такое положение СОД обеспечивает начало движения потоком перекачиваемого продукта из КПП СОД в трубопровод.

Заполнение КПП СОД продуктом перекачки из МТ, до начала пуска ОУ и ВИП, проводится через систему дренажных и вспомогательных трубопроводов. Приём ОУ и ВИП в стационарные узлы приёма СОД выполняется в заполненную продуктом перекачки КП СОД, с соблюдением последовательности операций, изложенной в вышеуказанной «Инструкция по организации и проведению работ по очистке внутренней полости и внутритрубной диагностике».

5. Расчетная часть

Для расчета зададимся следующими исходными данными, представленными в таблице 2.

Характеристики стали согласно ГОСТ 5520-79 «Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия» [11].

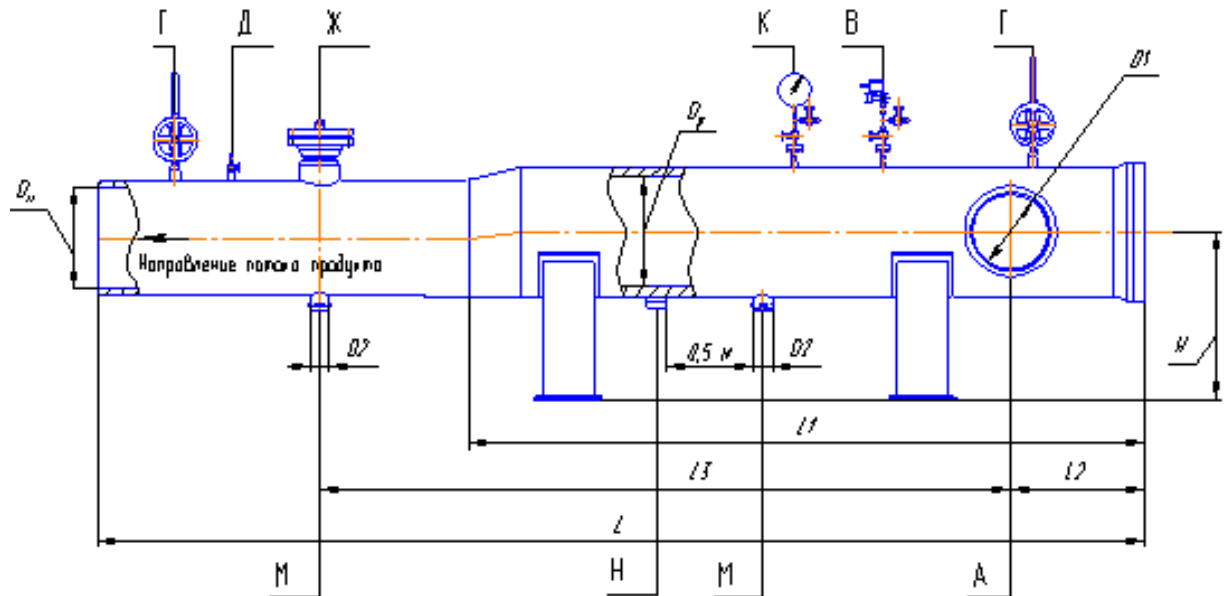


Рисунок 12 – Камера запуска СОД

А – патрубок подвода продукта; В – патрубок для датчика давления; Г – патрубки для присоединения трубопроводов газозвушной линии; Д – патрубки для подачи пара или инертного газа; Ж – патрубок для установки запасовочного устройства; К – патрубок для установки манометра; М – патрубки для присоединения дренажных трубопроводов; Н – датчик контроля герметичности.

Коэффициент условий работы трубопровода и коэффициенты надежности согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [1].

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	<p style="text-align: center;">Расчетная часть</p>					
Разраб.	Сивуха И.А.							Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.								69	129
Рук. ООП	Шадрина А.В.							Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Расчетное давление	p , МПа	9,45
Номинальный диаметр КПП СОД	D_n , мм	500
Номинальный диаметр расширенной части камеры	$DH_{расш}$, мм	600
Номинальный диаметр технологических патрубков	$DH_{п}$, мм	300
Номинальный диаметр патрубков дренажных трубопроводов	$DH_{др}$, мм	150
Номинальный диаметр патрубка газовой линии	$DH_{гв}$, мм	50
Номинальный диаметр днища камеры	$DH_{гв}$, мм	600
Марка стали	$DH_{д}$, мм	09Г2С
Предел текучести	$\sigma_{т}$, Н/мм ²	305
Временное сопротивление	$\sigma_{в}$, Н/мм ²	460
Коэффициент условий работы трубопровода	m	0,825
Коэффициент надежности по материалу	k_1	1,47
	k_2	1,15
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	k_n	1,1
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению	n	1,1

5.1 Расчет сопротивлений растяжению и сжатию

Расчетные сопротивления растяжению и сжатию определяются по формулам

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m_0}{k_2 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где R_1, R_2 – расчетные сопротивления металла растяжению и сжатию соответственно, МПа;

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности, МПа;

R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу текучести, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода; m

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчетное сопротивление растяжению по формуле (1)

$$R_1 = \frac{460 \cdot 0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 234,7 \text{ МПа}$$

Расчетное сопротивление сжатию по формуле (2)

$$R_2 = \frac{305 \cdot 0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 198,9 \text{ МПа}$$

5.2 Расчет толщины стенки камеры

Определим расчетную толщину обечайки по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (3)$$

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

P , МПа – рабочее давление в трубопроводе Мпа;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		71

D_H , мм – наружный диаметр обечайки, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (2).

Расчетная толщина обечайки по формуле (3)

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,530}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 11,2 \text{ мм.}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{\text{расш}} = 13,2$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{\text{расш}} = 14$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_H = \frac{2 \cdot \delta \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_H - 2 \cdot \delta} \geq p \quad (4)$$

где δ – то же, что и в формуле (3);

R_2^H – то же, что и в формуле (2);

D_H – то же, что и в формуле (3);

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (4)

$$p_H = \frac{2 \cdot 14 \cdot 0,95 \cdot 305}{530 - 2 \cdot 14} = 16,1 \text{ МПа,}$$

$16,1 \geq 9,45$ МПа – условие выполняется.

5.3 Расчет толщины стенки расширенной части камеры

Определим расчетную толщину обечайки расширенной части камеры по формуле

$$\delta_{\text{расш}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{H\text{расш}}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (5)$$

где n – то же, что и в формуле (3);

p – то же, что и в формуле (3);

$D_{H\text{расш}}$ – наружный диаметр обечайки расширенной части камеры, мм;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72

R_1 – то же, что и в формуле (2).

Расчетная толщина обечайки расширенной части камеры по формуле (5)

$$\delta_n = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,630}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 13,4 \text{ мм},$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{\text{расш}} = 15,4$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{\text{расш}} = 16$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$P_{\text{н расш}} = \frac{2 \cdot \delta_{\text{расш}} \cdot 0,95 \cdot R_2^{\text{H}}}{D_{\text{н расш}} - 2 \cdot \delta_{\text{расш}}} \geq p \quad (6)$$

где $\delta_{\text{расш}}$ – то же, что и в формуле (5);

R_2^{H} – то же, что и в формуле (2);

$D_{\text{н расш}}$ – то же, что и в формуле (5);

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (4)

$$P_{\text{н}} = \frac{2 \cdot 16 \cdot 0,95 \cdot 305}{630 - 2 \cdot 16} = 15,5 \text{ МПа},$$

$15,5 \geq 9,45$ МПа – условие выполняется

5.4 Расчет технологических патрубков КПП СОД

Расчетная толщина патрубков подвода- отвода нефти определяется по формуле:

$$\delta_{\text{п}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{н п}}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (7)$$

где n – то же, что и в формуле (3);

p – то же, что и в формуле (3);

$D_{\text{н п}}$ – наружный диаметр стенки технологических патрубков, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (2).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		73

Рассчитаем толщину стенок для патрубка подвода-отвода нефти по формуле (7)

$$\delta_n = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,325}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 6,9 \text{ мм},$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_n = 8,9$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_n = 9$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$P_{нп} = \frac{2 \cdot \delta_n \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{нп} - 2 \cdot \delta_n} \geq p \quad (8)$$

где δ_n – то же, что и в формуле (7);

R_2^H – то же, что и в формуле (2);

$D_{нп}$ – то же, что и в формуле (7);

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (8)

$$P_{нп} = \frac{2 \cdot 9 \cdot 0,95 \cdot 305}{325 - 2 \cdot 9} = 16,9 \text{ МПа}$$

$16,9 \geq 9,45$ МПа – условие выполняется

5.5 Расчет толщины стенки патрубков газовоздушной линии

Расчетная толщина стенки патрубков газовоздушной линии определяется по формуле:

$$\delta_{гв} = \frac{n \cdot P \cdot D_{н гв}}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (9)$$

где n – то же, что и в формуле (3);

p – то же, что и в формуле (3);

$D_{н гв}$ – наружный диаметр стенки патрубков газовоздушной линии, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (2).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		74

Рассчитаем толщину стенок для патрубка газозадушной линии по формуле (9)

$$\delta_n = \frac{1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,05}{2 \cdot (218,6 \cdot 10^6 + 1 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 1 \text{ мм},$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_n = 3 \text{ мм}$

Согласно РД 75.180.00-КТН-057 – 12 «Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов», минимальная расчетная толщина стенки трубы номинальным диаметром $DH = 50 \text{ мм}$, изготовленной из стали 09Г2С, при $p = 8,0 \text{ МПа}$ для I категории трубопроводов составляет $\delta_{\min} = 4 \text{ мм}$.

Так как расчетное значение толщины стенки получилось меньше минимально допустимого, принимаем $\delta_{гв} = 4 \text{ мм}$.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{н гв} = \frac{2 \cdot \delta_{гв} \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{н гв} - 2 \cdot \delta_{гв}} \geq p \quad (10)$$

где δ_n – то же, что и в формуле (9);

R_2^H – то же, что и в формуле (2);

$D_{н расч}$ – то же, что и в формуле (9);

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (10)

$$p_{н гв} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 0,95 \cdot 305}{50 - 2 \cdot 9} = 55,2 \text{ МПа}$$

$55,2 \geq 9,45 \text{ МПа}$ – условие выполняется

5.6 Расчет толщины стенок днища камеры

Определим расчетную толщину обечайки расширенной части камеры по формуле

(11)

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		75

$$\delta_d = \frac{n \cdot P \cdot D_{Hd}}{2(R_1 + n \cdot P)}$$

где n – то же, что и в формуле (3);

p – то же, что и в формуле (3);

D_{Hd} – наружный диаметр стенки днища камеры, мм;

R_1 – то же, что и в формуле (2).

Расчетная толщина обечайки расширенной части камеры по формуле (11)

$$\delta_d = \frac{1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6 \cdot 0,630}{2 \cdot (234,7 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,45 \cdot 10^6)} = 13,4 \text{ мм,}$$

С учетом прибавки для компенсации коррозии (2 мм) получаем значение $\delta_{расш} = 15,4$ мм.

Выбираем ближайшее значение по сортаменту, тогда $\delta_{расш} = 16$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, которое определяется по формуле

$$p_{Hd} = \frac{2 \cdot \delta_d \cdot 0,95 \cdot R_2^H}{D_{Hd} - 2 \cdot \delta_d} \geq p \quad (7)$$

где $\delta_{расш}$ – то же, что и в формуле (5);

R_2^H – то же, что и в формуле (2);

$D_{Hрасш}$ – то же, что и в формуле (5);

p – то же, что и в формуле (3).

Величина нормативного давления по формуле (4)

$$p_{Hd} = \frac{2 \cdot 16 \cdot 0,95 \cdot 305}{630 - 2 \cdot 16} = 15,5 \text{ МПа,}$$

$15,5 \geq 9,45$ МПа – условие выполняется

5.7 Гидравлический расчет магистрального нефтепровода

Целью гидравлического расчета магистрального нефтепровода является определение суммарных потерь напора в магистральном

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		76

нефтепроводе и полного напора, необходимого для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу, т.е. гидравлического сопротивления нефтепровода.

Пропускная способность магистрального нефтепровода – это максимальное количество нефти, которое может быть перекачено по нефтепроводу при экономически оптимальном использовании принятых расчетных параметров и установившемся режиме.

Данные для расчета:

Годовая пропускная способность нефтепровода – 4,13 млн. т/год;

Плотность перекачиваемой нефти – 870 кг/м³;

Протяженность трассы – 397 км;

Разность отметок начала и конца трубопровода – 25 м.

Наружный диаметр трубопровода-530мм

$$Q_c = \frac{Q_2}{N_2 \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с}$$

где Q_2 – годовая пропускная способность нефтепровода, млн. т/год;

N_2 – расчетное число суток работы нефтепровода (350 сут);

24 – число часов в сутках;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³.

$$Q_c = \frac{4130000}{350 \cdot 24 \cdot 0,870 \cdot 3600} = 0,16 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 8 = 514 \text{ мм} = 0,514 \text{ м}$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		77

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,16}{3,14 \cdot 0,514^2} = 0,77 \text{ м/с}$$

Проверка режима течения

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{0,77 \cdot 0,514 \cdot 10^4}{0,55} = 7196$$

$Re > Re_{кр} = 2320$, режим течения нефти турбулентный. Находим Re_I и Re_{II} .

Если $Re < 2300$, то режим течения ламинарный.

Если $Re > 2300$, то режим течения турбулентный.

Поскольку $Re > 2300$ режим течения жидкости в нефтепроводе турбулентный.

Ламинарное движение – это движение жидкости, наблюдаемое при малых скоростях, при котором отдельные струйки жидкости движутся параллельно друг другу и оси потока.

Турбулентное движение – это движение жидкости при больших скоростях, при котором в движении жидкости нет видимой закономерности и отдельные частицы, перемешиваясь между собой, движутся хаотично.

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \varepsilon = \frac{e}{d},$$

где ε - относительная шероховатость труб.

Определяем зону трения при турбулентном режиме.

Определяем первое переходное число Рейнольдса

$$\varepsilon = \frac{0,2}{514} = 0,0003891; Re_I = \frac{10}{0,0003891} = 25700;$$

Поскольку $Re < Re_{Iпер}$, то течение жидкости происходит в зоне гидравлически гладких труб.

$2320 < Re < Re_I$ – зона гидравлически гладких труб (зона Блазиуса).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		78

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется для зоны гидравлически гладких труб по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{0,3164}{25700^{0,25}} = 0,025.$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,025 \cdot 0,77^2}{0,514 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0015$$

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{mp} = i \cdot L = 0,0015 \cdot 397 \cdot 10^3 = 595,5 \text{ м}$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 2300 = 11,9 \text{ м}$$

Полные потери напора в трубопроводе:

Вычислим гидравлическое сопротивление нефтепровода (полную потерю напора):

$$H_0 = h_{тр} + h_{м} + h_{г} + h_{и}$$

где $h_{и}$ – геодезическая высота, м.

Геодезическая высота равна разности нивелирных отметок между конечной и начальной точками трассы:

$$h_{г} = \Delta z$$

где $h_{и}$ – требуемый избыточный напор в конце магистрального нефтепровода, м.

Для магистральных нефтепроводов величина избыточного напора часто очень мала по сравнению с другими слагаемыми, тогда ею можно пренебречь, то есть принять $h_{и}=0$

$$H_0 = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 595,5 + 11,9 + 25 = 632,4 \text{ м}$$

Гидравлическое сопротивление нефтепровода H_0 равно полному напору, необходимому для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		79

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В магистерской диссертации рассматривается эффективность применения различных вариантов приведения КПП СОД в нормативное состояние проведения очистки и диагностики с применением модернизированных ВИП большей длины.

В данном разделе проекта произведены расчеты затрат на модернизацию КПП СОД путем применения временных конструкций для увеличения их рабочей длины и затраты на проведение полной реконструкции КПП СОД

6.1 Обоснование потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах. Расчет затрат на оборудование.

Потребность в основных строительных машинах и механизмах для производства работ определена согласно организационно-технологической схемы производства работ, исходя из объемов работ, темпов строительства, производительности машин и механизмов. Потребность в основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Ед.	Цена ед., руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	№, %	Сумма амортизации, руб.(год)
Бульдозер КОМАТСУ D85	1	9200000	28000	84500	1,6	1766400
Экскаватор НИТАСИ ZX200	1	13800000	39000	93000	1,6	2649600
Автокран КС 45717-1	1	4600000	34300	68900	2	1104000
Автосамосвал УРАЛ 583100	1	3400000	32800	64000	2	816000

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Сивуха И.А.				ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТ Ь И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.						80	129
Рук. ООП	Шадрина А.В.					Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

Наименование	Ед.	Цена ед., руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	№, %	Сумма амортизации, руб.(год)
Бортовая машина УРАЛ 4320	1	2800000	29000	57200	2	672000
Пожарная машина АЦ-60	1	5100000	32200	61300	1,6	979200
Откачка нефти ЦНС-150/50	1	3650000	12600	39800	2	876000
Установка ПНУ- 2	1	16200000	36000	58600	2	3888000
Оборудование для размагничивания трубопровода	1	650000	7230	11300	1,6	124800
Машина безогневой резки труб	2	325000	10450	22700	2,2	85800
Сварочный агрегат двухпостовой	2	220000	13000	18800	2	52800
Переносной рентгеновский аппарат постоянного потенциала	1	470000	11100	22000	1,6	90240
Прибор ультразвукового контроля	2	264000	9300	23550	1,6	50688
Лаборатория для контроля сварных соединений УРАЛ-4320 МАКАР	1	6040000	36000	57620	2	1449600
Трал	1	3300000	32200	65000	1,6	633600
Вахтовая машина	1	4750000	34200	71500	1,6	912000
Трубоукладчик	1	10900000	41100	83000	2	2616000
Итого	20	Σ				18766728

Нормы амортизации выбираем согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1) [2].

Рассчитаем количество машино-часов за операцию и за год (259 рабочих дней при 8-часовой смене), что позволит в дальнейшем рассчитать сумму амортизационных затрат на оборудование за период проведения реконструкции.

Определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \cdot K \quad (6.1)$$

где D – продолжительность периода (выделяется 90 суток при 8 часовой рабочей смене = 720ч)

K – количество машин.

$$M_{об} = 720 \cdot 20 = 14400 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 \cdot 8 \cdot 20 = 41440 \text{ маш.-час.}$$

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \cdot M_{об} = 62160 \quad (6.2)$$

где $A_{год}$ – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{год}$ – машино-часы, отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$ – машино-часы, отработанные оборудованием за время ремонта.

$$A_{об} = \frac{18766728 \cdot 14400}{41440} = 6521256,83 \text{ руб.}$$

Итого с учетом трудоемкости работ, амортизационные отчисления составят 6521256,83 руб. за 90 дней

6.2 Обоснование потребности строительства в кадрах

Выполнение работ по текущему ремонту Объекта предусмотрено собственными силами предприятия.

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Фонд оплаты труда

Профессия	Кол-во работников	Тарифная ставка, руб.	Премия, руб.	Основная ЗП, руб.	Доп. ЗП, руб.	Сев. и район. коэф. (50% + 30%)	Рабочее время, час	Итого фонд ЗП, руб.
Машинист трубоукладчика	1	190,31	95,155	285,465	57,093	228,372	720	411070
Машинист крана	1	163,25	81,625	244,875	48,975	195,9	720	352620
Машинист бульдозера	1	161,44	80,72	242,16	48,432	193,728	720	348710
Машинист экскаватора	1	164,82	82,41	247,23	49,446	197,784	720	356011
Трубопроводчик линейный	6	153,1	45,93	199,03	39,806	159,224	720	2364476
Электрогазосварщик ручной сварки	2	171,23	51,369	222,599	44,5198	178,079	720	641085
Дефектоскопист	1	166,36	49,908	216,268	43,2536	173,014	720	311426
Монтажник строительных конструкций	2	147,9	44,37	192,27	38,454	153,816	720	553738
Электромонтажник	2	152,47	45,741	198,211	39,6422	158,569	720	570848
Машинист насосных установок	2	158,65	47,595	206,245	41,249	164,996	720	593986
	Итого							8056279

Допускается совмещение профессий на этапе проведения работ. Совмещение профессий оформляется локальными нормативными актами организации, осуществляющей СМР.

6.3 ЗАТРАТЫ НА СТРАХОВЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при проведении реконструкции КПП СОД.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		83

Таким образом страховые отчисления составляют: в Пенсионный фонд России 22%, в фонд социального страхования – 2,9%, фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%, страхование от несчастных случаев – 0,9%.

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды, который составляет 30,9% (таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Расчет суммы страховых отчислений

Технология ремонта	Затраты на оплату труда, руб.	Сумма страховых отчислений, руб.
Реконструкция	8056279	2489390,21

6.4 Расчет затрат на контрагентные услуги (строительный контроль)

Весь период строительства должен сопровождаться контролем качества строительно-монтажных работ (СМТ), для этого заказчиком привлекается подрядчик.

Таблица 6.4 – Расчет затрат на строительный контроль

№	Перечень выполняемых работ	Исполнители	Кол-во дней присутствия на проведение строительного контроля	Стоимость чел. Дня руб.	Затрат, всего руб.
		Кол-во чел. Осуществляющих строительный контроль			
1	2	3	4	5	6
1	Контроль за выполнением работ	1 (Попеременно со сменщиком, вахтовым методом)	90	15300	1377000
	Итого затраты на технадзор				1377000

6.5 РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

Далее определим стоимость основного оборудования (таблица 6.5) и материалов таблица 6.6.

Таблица 6.5 – Затраты на основное оборудование

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		84

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во.	Цена за ед, руб.	Общая стоимость руб.
1	Камера приема СОД для нефтепровода КП-500-6,3-С0-Б-Л-ХЛ1, условным проходом 500 мм с рабочим давлением 6,3 МПа, сейсмостойкостью С0, блочного исполнения, с левым расположением патрубков отвода нефти, климатическим исполнением ХЛ1. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16	Компл.	1	29 975 126,00	29 975 126,00
2	Камера запуска СОД для нефтепровода КЗ-500-6,3-С0-Б-П-ХЛ1, условным проходом 500 мм с рабочим давлением 6,3 МПа, сейсмостойкостью С0, блочного исполнения, с правым расположением патрубка подвода нефти, климатическим исполнением ХЛ1. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16	компл.	1	29 896 770,00	29 896 770,00
3	Задвижка шиберная DN 500 на PN 6,3МПа, перепад рабочего давления на затворе ΔР - 5,0 МПа, присоединение к трубопроводу - сварное, класс герметичности затвора - А по ГОСТ 9544-2015, под электропривод ЭПЦ 4000 Г.18, по сейсмостойкости С0, вид климатического исполнения ХЛ1, присоединяемая труба 530х8,0 с классом прочности К56 по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15, рабочая среда - нефть, установка подземно. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14	шт.	4	8 432 000,00	33 728 000,00
4	Задвижка шиберная DN 300 на PN 6,3МПа, перепад рабочего давления на затворе ΔР - 5,0 МПа, присоединение к трубопроводу - сварное, класс герметичности затвора - А по ГОСТ 9544-2015, под электропривод ЭПЦ 1000 В.20, по сейсмостойкости С0, вид климатического исполнения ХЛ1, присоединяемая труба 325х7,0 с классом прочности К56 по ОТТ-23.040.00-КТН-135-15, рабочая среда - нефть, установка подземно. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14	шт.	2	5 782 000,00	11 564 000,00
5	Задвижка клиновая DN 150, PN 6,3 МПа. Перепад рабочего давления на затворе – 6,3 МПа. Под фланцевое соединение с трубопроводом. В комплекте с ответными фланцами, прокладками, крепежными изделиями. Класс герметичности затвора А по ГОСТ 9544-2015. Ручное управление. В несейсмо-стойком исполнении С0. Вид климатического исполнения ХЛ1. Вид установки - надземно. Присоединяемая труба - 159х6,0 с классом прочности К48. Рабочая среда - нефть. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16	шт.	10	456 700,00	4 567 000,00

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Лист

85

6	Электропривод мощностью 2,4 кВт для шиберной задвижки DN 500, PN 6,3 МПа с перепадом рабочего давления на затворе при открытии/закрытии задвижки не более 5,0 МПа. Во взрывозащищенном исполнении	компл.	4	2 333 500,00	9 334 000,00
7	Электропривод мощностью 2,4 кВт для шиберной задвижки DN 300, PN 6,3 МПа с перепадом рабочего давления на затворе при открытии/закрытии задвижки не более 5,0 МПа. Во взрывозащищенном исполнении	компл.	2	1 010 000,00	2 020 000,00
8	Тройник штампованный равнопроходной для присоединения с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности K56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа	шт.	1	514 586,00	514 586,00
9	Тройник штампосварной для присоединения по магистрали с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 8 мм, класса прочности K56, по ответвлению – с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности K56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа	шт.	2	520 000,00	1 040 000,00
10	Тройник штампосварной равнопроходной с решеткой для присоединения с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности K56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа	шт.	2	635 000,00	1 270 000,00
11	ТМ(2)-1-530x159-УХЛ	компл.	2	735 000,00	1 470 000,00
12	ТМ(1)-1-530x219-УХЛ	компл.	1	812 000,00	812 000,00
13	ТМ(1)-1-530x159-УХЛ	компл.	1	710 000,00	710 000,00
14	Труба 530x8,0-K56-2, АКП тип 1	м	112	191 400	21 434 800,00
15	Труба 325x7,0-K56-2, АКП тип 1	м	44	144 560	6 360 640,00
16	Опора скользящая диэлектрическая Dтр 530	компл.	2	155 000,00	310 000,00
17	Узел заземления трубопровода	компл.	9	193 700,00	1 743 300,00

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Лист

86

18	Затвор обратный DN 150, PN 6,3 МПа. Под фланцевое соединение с трубопроводом. В комплекте с ответными фланцами, прокладками, крепежными изделиями. Класс герметичности затвора "А" по ГОСТ 33423-2015. В несейсмостойком исполнении С0. Вид климатического исполнения ХЛ1. Вид установки - надземно. Присоединяемая труба - 159х6,0 с классом прочности К48. Рабочая среда - нефть. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16	компл.	1	2 650 000,00	2 650 000,00
19	Герметизатор резинокордный ГРК - 500	шт.	4	205 500,00	822 000,00
Итого					160 222 222,00

Таблица 6.6 – Затраты на материалы

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во.	Цена за ед, руб.	Общая стоимость руб.
1	Отвод гнутый с углом поворота 61°, с радиусом поворота 5DN, со строительными длинами 2150, для присоединения с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 8 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа	шт.	2	88 000,00	176 000,00
2	Отвод гнутый с углом поворота 45°, с радиусом поворота 5DN, со строительными длинами 1700, для присоединения с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 9 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 12,9 МПа	шт.	2	79 000,00	158 000,00
3	Отвод крутоизогнутый с радиусом поворота 1,5DN, с углом поворота 90°, для присоединения с трубой диаметром 530 мм, с толщиной стенки 8 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 Мпа	шт.	2	96 300,00	192 600,00
4	Отвод крутоизогнутый с радиусом поворота 1,5DN, с углом поворота 90°, для присоединения с трубой диаметром 325 мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности К56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по	шт.	8	64 200,00	513 600,00

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Лист

87

	ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа				
5	Отвод П 90-159х6-09Г2С	шт.	17	16 592,00	282 064,00
6	Тройник 159х6-09Г2С	шт.	5	41 000,00	205 000,00
7	Труба бесшовная 159х6,0-К48-2-1	м	56	88 670	4 965 520,00
8	Труба 57х4 ГОСТ 8732-78*/В 09Г2С ГОСТ 8731-74* со 100 % контролем сплошности металла неразрушающими методами	м	0,15	5500,00	5500,00
9	Заглушка фланцевая 2-200-6,3-09Г2С	шт.	1	4 050,00	4 050,00
10	Заглушка фланцевая 2-150-6,3-09Г2С	шт.	2	2 975,00	5 950,00
11	Прокладка фланцевая армированная терморасширенного графита с наружным и внутренним обтюратором размерами 285х260х3 DN200	шт.	1	5 800,00	5 800,00
12	Манжета термоусаживающаяся для изоляции стыков труб и деталей или арматуры (тип 1) шириной не менее 450 мм толщиной 2,0 мм	компл.	30	9 100,00	273 000,00
13	АКП С4 (П) в составе: - грунтовка 1 слой - краска 1 слой	м2	111	2 250,00	249 750,00
14	Шунтирующая перемычка для фланцевых соединений в составе: 1. Кабель гибкий с медной многопроволочной жилой с резиновой изоляцией в резиновой маслостойкой оболочке марки КГН сечение 1х16 мм 2. Медные кабельные наконечники типа П16-6-МХЛ1 3. Болт М6х20.58.089 4. Гайка М6.7Н.5.089 5. Шайба А6.01.089	компл. м шт. шт. шт. шт.	2	780,00	1 560,00
15	Днище штампованное эллиптическое для присоединения с трубой диаметром 530мм, с толщиной стенки 8мм, класса прочности К56, на рабочее давление 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 11,5 МПа	шт.	2	25 000,00	50 000,00
16	Накладка усиливающая диаметром 360 мм толщиной 8 мм с технологическим отверстием диаметром 159 мм, изготовленная из трубы диаметром 530мм из стали класса прочности не менее К56	шт.	5	16 000,00	80 000,00
17	Шаровой кран запорный DN 50, PN 6,3 МПа, тип присоединения к трубопроводу – комбинированное, класс герметичности затвора – А по ГОСТ 9544-2015, тип управления – ручной, сейсмостойкость исполнения – С0, вид климатического	шт.	1	35 000,00	245 000,00

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист 88
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

	исполнения по ГОСТ 15150 – ХЛ1, вид установки – надземно, присоединяемая труба – 57х4 с классом прочности К48, рабочая среда – нефть. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТГ-25.220.01-КТН-097-16				
18	Кислород (баллон)	шт.	10	14 000,00	140 000,00
19	Пропан (баллон)	шт.	4	5 100,00	20 400,00
20	Шлиф. круги	компл.	3	487,00	1 461,00
21	Отрезные круги	компл.	3	518,00	1 554,00
22	электроды ОК74/70 4,0	кг.	130	830,00	107 900,00
23	электроды LB-52U 3,2	кг.	30	766,00	22 980,00
24	ГСМ	т.	30,21	57800,00	1 746 138,00
Итого					9 453 827,00

Суммарные затраты на оборудование складываются из таблиц 6.6, 6.7

Таблица 6.7 – Общие расходы на оборудование и материалы

Затраты на основное оборудование	160 222 222,00
Затраты на материалы	9 453 827,00
Итого	169 674 049,00

6.6 НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ

Накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 15 %.

$$Z_{\text{накл}} = (Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5) \cdot 0,15$$

$$Z_{\text{накл1}} = (169676049 + 1377000 + 2489390,21 + 8056279 + 6521256,83) \cdot 0,15 = 28217996,3 \text{руб.}$$

6.7 РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ВРЕМЕННОЙ КОНСТРУКЦИИ.

Производить временные конструкции для увеличения длинны рабочей зоны КПП СОД предлагается на собственных заводах компании, в таблице приведены примерные цены необходимого оборудования и цена производства.

Таблица 6.8 – Расчет стоимости оборудования

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во.	Цена за ед, руб.	Общая стоимость руб.
1	Тройник штампованный равнопроходной для присоединения с трубой диаметром 150мм, с толщиной стенки 7 мм, класса прочности K56, на рабочее давление в трубопроводе 6,3 МПа при коэффициенте условий работы 0,825, климатическое исполнение ХЛ по ГОСТ 15150-2015. Гарантированное давление гидроиспытаний не менее 16,6 МПа	шт.	1	180 640,00	180 640,00
2	Задвижка клиновая DN 150 мм, PN 6,3 МПа. Перепад рабочего давления на затворе 6,3 МПа. Комбинированное соединение с трубопроводами: под приварку к трубе со стороны магистрального нефтепровода, с другой фланцевое, с ответным фланцем, крепежными деталями и прокладочным материалом. Герметичность затвора по классу "А" по ГОСТ 9544-2005. С ручным управлением. Не сейсмостойкого исполнения С0. Вид климатического исполнения ХЛ1. С заводским антикоррозионным покрытием	шт	2	850 125,00	1 700 250,00
4	Затраты на производство	-	-	3 350 000,00	3 350 000,00
5	Затвор концевой быстродействующий хомутового типа, ТУ У 00217432.010-2001 PN 6,3 Мпа Класс герметичности затвора "А" по ГОСТ 33423-2015. В несейсмостойком исполнении С0. Вид климатического исполнения ХЛ1. Вид установки - надземно. С заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-097-16	шт	1	3 156 000,00	3 156 000,00
6	Труба 630x14-K56-2, АКП тип 1	м	15	312 000,00	936 000,00
				ИТОГО	9 322 890,00

Таблица 6.9– Расчет стоимости материалов

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во.	Цена за ед, руб.	Общая стоимость руб.
1	Металлорукав высокого давления с фланцем	шт.	2	60 000,00	120 000,00
2	Накладка усиливающая диаметром 360 мм толщиной 8 мм с технологическим отверстием диаметром 159 мм, изготовленная из трубы диаметром 530мм из стали класса прочности не менее К56	шт.	4	16 000,00	64 000,00
3	Заглушка фланцевая 2-150-6,3-09Г2С	шт.	2	2 975,00	5 950,00
4	Труба бесшовная 159х6,0-К48-2-1	м	10	88 670	354 680,00
5	Пропан (баллон)	шт.	4	5 100,00	20 400,00
6	Невосполнимые материалы				
7	Кислород (баллон)	шт.	2	14 000,00	28 000,00
8	Пропан (баллон)	шт.	1	5 100,00	5 100,00
9	Шлиф. круги	компл.	1	487,00	487,00
10	Отрезные круги	компл.	1	518,00	518,00
11	электроды ОК74/70 4,0	кг.	20	830,00	16 600,00
12	электроды LB-52U 3,2	кг.	5	766,00	3 830,00
				ИТОГО	619 565,00

Таблица 6.10 – Общие расходы на оборудование и материалы

Расчет стоимости оборудования	9 322 890,00
Расчет стоимости материалов	619 565,00
Итого	9 942 455,00

6.8 Итоговая стоимость

Таким образом, конечная приблизительная стоимость проведения работ по реконструкции КПП СОД в течении 90 дней (720 ч.) будет равна (Таблицы 6,5,4,3,2; накладные расходы, амортизационные отчисления):

Таблица 6.11 – Итоговая стоимость

Затраты на основное оборудование	160 222 222,00
Затраты на материалы	9 453 827,00
Расчет затрат на строительный контроль	1 377 000 руб.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист 91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Фонд оплаты труда	8 056 279 руб.
Расчет суммы страховых отчислений	2 489 390,21 руб.
Расчет амортизационных отчислений	6 521 256,83 руб.
Накладные расходы	28 217 996,3
Итого	216 337 971 руб.

6.9 Технологическая эффективность

Так как технологический процесс не стоит на месте и средства очистки и диагностики модернизируются, появляются новые блоки, увеличивается их длина, становится невозможно проводить очистку и диагностику так как существующие КПП СОД не позволяют пропустить модернизированные ВИП увеличенной длины. В виду того, что очистка и диагностика магистрального нефтепровода является неотъемлемой частью его надежного и безопасного функционирования, а на участке МН расположено несколько КПП СОД (на примере МН И-Т-П, 9 КПП СОД приблизительная стоимость реконструкции всех = 1.95 млрд. руб.), проведение их единовременной реконструкции невозможно ввиду больших финансовых затрат и длительного времени на подготовку и производство работ, применение временных конструкций позволит производить очистку и диагностику на нереконструированных КПП СОД что позволит постоянно контролировать состояние труб, электрохимической защиты и изоляции, своевременно определять и ликвидировать их повреждения, объективно оценивать эффективность противокоррозионных мероприятий и принимать решения о объеме и сроках ремонта, до момента пока не начнутся работы по реконструкции, а временная конструкция может быть перемещена на другую КПП СОД для проведения диагностики.

Вывод по разделу

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		92

Проведенные расчеты подтверждают, что временные конструкции позволят проводить очистку и диагностику на ненормативных КПП СОД (примерная сумма затрат на производство 9 942 455 руб.) до момента проведения их реконструкции (примерная сумма затрат на реконструкцию одного узла камер 216 337 971 руб.), так как единовременная реконструкция всех ненормативных камер невозможна, а система диагностического обслуживания МТ является основой комплексной системы обеспечения надежности транспортной трубопроводной системы, технологический эффект от применения временных конструкций очевиден.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		93

7 Социальная ответственность

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах НПС, а также соблюдению условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования магистерской работы являются ненормативные камеры пуска приема средств очистки и диагностики нуждающиеся в реконструкции для проведения внутритрубной очистки и диагностики.

В магистерской диссертации рассматривается реконструкция ненормативных камер пуска приема средств очистки и диагностики для проведения диагностики модернизированными ВИП и предлагается наиболее ресурсоэффективный вариант проведения диагностики не требующий реконструкции КПП СОД.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня; в местностях,

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Социальная ответственность		
Разраб.	Сивуха И.А.						
Руковод.	Брусник О.В.						
Рук. ООП	Шадрина А.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						94	129
						Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01	

приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней, согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [20]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

Рабочей зоной являются полевые условия на производственном объекте. Эргономические требования к рабочему месту на рассматриваемых площадках регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.049-80 [21] при работе с производственным оборудованием и ГОСТ 12.2.033-78 [22] при выполнении работ стоя.

7.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

В таблице 5.1 представлены опасные и вредные факторы при проведении работ по реконструкции КПП СОД. На подготовительном этапе

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [23].

Таблица 7.1– Возможные опасные и вредные производственные факторы

Н я е	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
		Подготовительный этап	Реконструкция КПП СОД	

Т					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		95

1. Повышенный уровень шума;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
2. Повышенный уровень общей вибрации;	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
4. Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны;	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
5. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм;	+	-	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

7. Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте.	+	+	ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
--	---	---	---

7.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Повышенный уровень шума

Основным источником шума и вибрации при ремонте и реконструкции КПП СОД являются машины по разработке грунта и крупногабаритная техника: бульдозер, экскаватор, автокран, трубоискатель, дробеструйная установка, компрессор, стягивающее устройство, электростанция, вахтовая машина, трал.

Основными характеристиками шума являются частотный спектр интенсивности звука и звуковое давление. В зависимости от длительного и интенсивного воздействия шума происходит большее или меньшее снижение чувствительности органов слуха, выражающееся временным смещением порога слышимости, которое исчезает после окончания воздействия шума.

К индивидуальным мероприятиям для снижения вредного влияния шума согласно [24, 25] можно отнести: наушники, противошумные вкладыши, шлемы и каски.

К методам и средствам коллективной защиты можно отнести изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения (экраны, перегородки, кабины и т.п.), поглощающие или ослабляющие звуковое излучение.

2. Повышенный уровень общей вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, при зачистке наружной и внутренней поверхности свариваемых труб от ржавчины и загрязнений, подъемных, спусковых и цементировочных

агрегатах, при спуске и подъеме катушек труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0/28 мм [25].

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии – вибрационной болезни. Одним из основных ее синдромов является вестибулопатия, которая проявляется главным образом вестибуло-вегетативными расстройствами: головокружением, головными болями, гипергидрозом и т. д.

При превышении локальной вибрации на рабочем месте установленного уровня вводится ограничение времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами
- до 6 дБ – 60-80 мин;
- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;
- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

Индивидуальные СИЗ от вибрации согласно [5, 6]:
виброизолирующая обувь, подметки и специальные стельки, прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием

3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Рабочее освещение нормируется по СП 52.13330.2016 [26]. Для площадок, выделенных для размещения оборудования, необходимого для проведения работ по реконструкции, проведения диагностики и очистки необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

4 Повышенная влажность и загазованность рабочей зоны

Повышенная загазованность рабочей зоны связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в котловане, а также с выхлопами двигателей работающей техники.

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H₂S - 0.1 м²/м³ по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88 [27].

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		100

воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Таблица 7.2– Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO ₂	10	III
Сероводород H ₂ S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Углерода оксид CO	20	IV

5 Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм

Нефть, химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), относятся к веществам 3 класса опасности [28] и являются легковоспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии.

Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/ м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;

- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м³.

Для индивидуальной защиты необходимо использовать перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь.

Для коллективной защиты в помещении должна быть предусмотрена вытяжка или вентиляция. Перед началом работы с вредными химическими реагентами проводится инструктаж.

6 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках оборудования, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

В целях избегания возникновения опасных ситуаций предусмотрены необходимые меры безопасности:

- оборудование, трубопроводы, применяемые на производстве, полностью герметичны;
- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		102

ГОСТ 12.1.038-82 [32]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Основные средства индивидуальной защиты: изолирующая подставка, резиновый коврик (дорожка), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты [11].

8 Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте

Технологические процессы проведения реконструкции КПП СОД или применение временных конструкций для увеличения длины ее рабочей зоны, относятся к взрывопожароопасным. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.044-2018 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

Основные опасности производства обусловлены возникновением пожаров, которые могут возникнуть в следствии нарушения технологических процессов и неисправности оборудования, в частности несвоевременный ремонт оборудования, нарушение технологических инструкций, введение в технологию производства материалов без учета их пожароопасных свойств, образование значительных электростатических зарядов. Наиболее пожароопасными являются технологические процессы, связанные с проведением огневых работ (сварка и резка металла, паяние). Пожарная опасность трубопроводов с горючими газами, работающих под давлением, обусловлена возможностью выхода горючих продуктов наружу из-за образования не плотностей и повреждений.

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой). В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь. Все принимающие непосредственное участие в огневых работах

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		103

должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

Основным средством тушения пожаров являются воздушно-механические пены. Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших, локальных очагов горения, а также в комбинации с пенными средствами:

- основное тушение пеной общей площади пожара, с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения;
- основное тушение порошком небольших очагов горения, затем подача пены для предотвращения повторного воспламенения участков.

Расчет устройства защитного заземления

Рассчитать сопротивление защитного заземления для переносной электропитающей установки FUBAG WHS 210 DC мощностью 3 кВт, распределяющей энергию напряжением 380/220В. Электропитающая установка размещена на земле. Грунт – суглинок. Климатическая зона – вторая.[26]

В руководстве сказано для заземления использовать медный провод сечением 10 мм², который следует соединить с точкой заземления установки и со штырем заземления из оцинкованной стали, углубленным на 1 метр в землю.

1. Требуемое сопротивление защитного заземления в соответствии с Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 N 6 (ред. от 13.09.2018) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» [15] не должно превышать:

$$R_z = \frac{250}{I_p} = \frac{250}{200} = 1,25 \text{ Ом}$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		104

2. Определяем расчетное удельное сопротивление грунта (для суглинок $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, сезонный повышающий коэффициент $k = 1,65$):

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k = 100 \cdot 1,65 = 165 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (1)$$

3. Принимаем сопротивление естественных заземлителей равным $R_e = 5 \text{ Ом}$.

4. Определяем предварительно конфигурацию заземлителя с учетом возможности размещения его на отведенной территории участка. Выберем контурное размещение заземлителей. Контурный заземлитель размещается по небольшому периметру, длина которого $L_{\Gamma} = 1 \text{ м}$.

5. В качестве искусственных вертикальных заземлителей выбираем медные стержни длиной $L = 1 \text{ м}$, диаметром $d = 6 \text{ мм}$, верхние концы которых соединяются медной проволокой сечением 10 мм^2 , уложенной в грунт (суглинок), при глубине заложения $t_0 = 1,0 \text{ м}$.

6. Определяем сопротивление растеканию тока с одного заземлителя R_1 по соответствующей формуле, приведенной в табл. 6.:

$$R_1 = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi L} \cdot \left(\ln \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + L}{4t - L} \right) = \frac{165}{2 \cdot 3,14 \cdot 1} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 1}{0,006} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1 + 1}{4 \cdot 1 - 1} \right) \\ = 159 \text{ Ом}$$

7. Определяем требуемое сопротивление искусственного заземляющего устройства:

$$R_{\text{итр}} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{5 \cdot 1,25}{5 - 1,25} = 1,67 \text{ Ом}$$

8. Определим предварительно необходимое количество вертикальных заземлителей n , приняв расстояние между ними:

$$\alpha = 2L = 2 \cdot 1,0 = 2 \text{ м}$$

$$n = \frac{L_{\Gamma}}{\alpha} = \frac{2}{2} = 1 \text{ штука}$$

9. Определяем сопротивление растеканию тока с горизонтального заземлителя по формуле, приведенной в табл. 6:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{рас}}}{2\pi L_{\Gamma}} \cdot \ln \frac{2L_{\Gamma}^2}{0.5 * b * t_0} = \frac{165}{2 * 3,14 * 1,0} \cdot \ln \frac{2 * 1,0^2}{0.5 * 0.0004 * 0.5} = 260 \text{ Ом}$$

10. Коэффициент использования вертикальных и горизонтальных электродов соответственно $\eta_{\text{в}} = 1$ и $\eta_{\Gamma} = 1$.

11. Сопротивление растеканию группового искусственного заземлителя определяем по формуле:

$$R'_{\text{у}} = \frac{R_{\text{в}} * R_{\Gamma}}{R_{\text{в}} * \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} * \eta_{\text{в}} * n} = \frac{159 * 260}{159 * 1 + 260 * 1 * 1} = 98,66 \text{ Ом}$$

12. Общее сопротивление (действительное) заземляющего устройства:

$$R_{\text{з\у}} = \frac{R_{\text{е}} \cdot R'_{\text{у}}}{R_{\text{е}} - R'_{\text{у}}} = \frac{98,66 * 5}{98 - 5} = 5,26 \text{ Ом}$$

$R_{\text{з\у}} > R_{\text{тр}}$, заземление выполнено правильно.

7.4 Экологическая безопасность

Для защиты селитебной зоны атмосферы, гидросферы и литосферы от негативного воздействия используются следующие основные меры.

1 Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [29] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.200-03 [30]) – 1000 м.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		106

Источником загрязнения являются бытовые отходы производства.

При проведении работ по реконструкции КПП СОД образуются следующие виды опасных отходов:

- Нефтешлам очистки трубопроводов и подземных емкостей, используемых для хранения учтенной и неучтенной нефти;
- Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате утечек нефти, при ремонте оборудования, при зачистке трубопроводов;
- Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%), образуется при ремонтных работах, обслуживании нефтепромыслового и технологического оборудования;

2 Защита литосферы

Аварии на нефтепроводе сопровождаются разливом нефти. Нефть при попадании в почву оказывает влияние на водно-физические свойства почв. Они ухудшают свойства почв из-за цементации порового пространства, что ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок.

Для предотвращения загрязнения почвы и растительности предусматривается устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и приямками у технологического оборудования для сбора, разлитого при ремонтных работах продукта. Для максимального уменьшения потерь от разлива нефти предусматривается секционирование линейной части нефтепровода на участках 20-30 км электроприводными дистанционно управляемыми задвижками. При прорыве нефтепровода аварийный участок отсекается дистанционно из диспетчерского пункта с одновременным прекращением работы НПС.

К мероприятиям по защите литосферы можно отнести внесение минеральных удобрений, известки, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		107

Загрязненный грунт, если таковой имеется следует собрать и увезти с территории на специально отведенное место согласно ГОСТ Р 53692-2009 Обращение с отходами [31].

3 защита гидросферы

В общем случае причинами аварийных разливов нефти на линейных трубопроводах могут являться:

- разгерметизация трубопроводов;
- разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти
- наружная и внутренняя коррозия;
- разрушения под воздействием температурных деформаций.

В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.

Мероприятия по защите гидросферы:

- Применение нефтесборщиков;
- Сорбентов;
- боновых заграждений.

Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [32] и поверхностных вод ГОСТ 17.1.3.13-86 [33].

4 Защита атмосферы

Атмосферный воздух рабочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [34].

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		108

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек нефти и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- выполнение герметичных сварных швов;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;

7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [35].

Перечень возможных ЧС:

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

Наиболее распространенной ЧС при ремонтных работах на нефтепроводе является разливы нефти и нефтепродуктов.

При возникновении аварийных разливов нефти возможны:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		109

- загрязнение почвы на значительной территории;
- воздушная ударная волна при взрыве газовой среды;
- термическое воздействие пожара при возгорании вытекающей из трубопровода нефти;
- загазованность территории.

Оперативные действия при ликвидации аварийных разливов нефти:

- сообщить мастеру участка по обслуживанию нефтепровода (мастеру по добыче нефти и газа) об аварии;
- прекратить транспортировку нефти по трубопроводу;
- вызвать аварийную бригаду;
- вызвать пожарную часть;
- принять меры к недопущению возгорания и растекания нефти;
- обозначить зону загазованности. Выставить в наиболее опасных местах посты для предупреждения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;
- организовать сбор разлившейся нефти до максимально достижимого уровня;
- произвести размещение собранной нефти для последующей утилизации, исключающей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды;
- произвести завершающие работы по ликвидации последствий разливов нефти, реабилитации загрязненных территорий.

Эти операции проводить в соответствии с проектами (программами) рекультивации земель и восстановления водных объектов. Полученное положительное заключение государственной экологической экспертизы указывает на качество проведенных работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		110

Вывод по разделу

В данном разделе были рассмотрены и проанализированы потенциальные вредные и опасные производственные факторы, которые могут привести к ЧС на производстве и нанести ущерб окружающей среде и здоровью человека

Работы по реконструкции ненормативных КПП СОД для проведения очистки и диагностики с использованием модернизированных ВИП большей длины, или применение временных конструкций для увеличения рабочей зоны КПП СОД включают работу с источниками вредного и опасного воздействия на человека. Для снижения риска угрозы жизни и здоровья сотрудника на производстве принят ряд мер социальной ответственности.

С целью обеспечения безопасности сотрудника производится контроль за источниками негативного воздействия, за соблюдением основных правил и использованием индивидуальных и коллективных средств защиты. Также все сотрудники должны регулярно проходить проверку знаний правил безопасности и поведения в ЧС, а на кустовых площадках должны присутствовать ответственные за безопасность производства работ.

Кроме того, в работе приведены факторы возможного негативного воздействия на окружающую среду и рассмотрен комплекс природоохранных мероприятий.

Заключение

В ходе магистерской диссертации был изучен ряд нормативно-технических документов в области проектирования КПП СОД, обеспечения контроля качества и приемки работ, проведения внутритрубной диагностики. Произведен анализ энерго- и ресурсоэффективности технологических процессов.

Разработка перечня организационных и технических мероприятий по оптимизации процесса реконструкции КПП СОД для проведения очистки и диагностики с применением модернизированных ВИП. Разработка перечня организационных и технических мероприятий по обеспечению контроля качества СМР по реконструкции КПП СОД.

Обоснован предложенный методы оптимизации реконструкции и обеспечения контроля качества СМР.

Технологическая эффективность/значимость работы: заключается в возможности запуска и приема средств очистки и диагностики через КПП СОД несоответствующей длины.

В ходе Выпускной квалификационной работы магистра были получены результаты, которые можно будет применить в рамках оптимизации процесса реконструкции и обеспечению контроля производства работ на реальном производстве.

Все вышеизложенное дает право утверждать, что предложенные мероприятия по повышению эффективности контроля эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода.

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сивуха И.А.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					111	129
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

Список использованных источников:

1. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2);
2. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями N 1, 2);
3. 8-19-51-ПЗ Проектная документация АО «Транснефть – Центральная Сибирь»;
4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2);
5. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1);
6. ОР-75.180.00-КНТ-018 – 10 Отраслевой регламент, Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), документ разработан ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Диаскан». 2009г;
7. Средства очистки и диагностики [Электронный ресурс] // Энциклопедия технологий «ПАО Транснефть». – Режим доступа: <http://discoverrussia.interfax.ru>;
8. ОР 13.01-60.30.00-КТН-012-1 – 01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» специальными очистными устройствами (скребками) Введ. впервые; дата введ. 02.11.2001. М.: ГУП Издательство "Нефть и газ", 2001;
9. ОР-19.100.00-КТН-010-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Внутритрубное диагностирование магистральных трубопроводов»;

					Обеспечение контроля выполнения работ по реконструкции камеры запуска и приема для использования обновленного оборудования для очистки и диагностики магистральных трубопроводов		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Список использованных источников		
<i>Разраб.</i>	<i>Сивуха И.А.</i>						
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>					112	129
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>				Отделение нефтегазового дела гр. 2БМ01		

10. 19.053 -Профессиональный стандарт

11. ГОСТ 5520-79 «Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия»;

12. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;

13. ОР-91.200.00-КТН-018-19 — «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации и осуществления строительного контроля за соблюдением проектных решений и качеством строительства линейной части магистральных трубопроводов».

14. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы, Актуализированная редакция СНиП -42- 80*», ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемки работ. Часть | и 2», РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».

15. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

16. РД-75.180.00-КТН-106-18 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов;

17. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемки работ

18. СП 48.13330.2011 Свод правил. Организация строительства;

19. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;

20. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;

21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		113

22. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
23. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;
24. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;
25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
27. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.;
28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
29. ГОСТ 12.4.183-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Материалы для средств защиты рук. Технические требования;
30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
31. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
32. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
33. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»
34. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
35. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		114

Приложение А

Приложение А – Pig trap station reconstruction to conduct purge and diagnostics

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Сивуха Игорь Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		

Консультант-лингвист ОИЯ ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.филолог.н.		

Diagnostics of the linear part of the trunk oil pipelines

Diagnostics of the linear part of the trunk oil pipelines complicated by asphalt-resin-paraffin deposits, like many engineering structures, are subject to high standards of operational safety. The safety of their operation is monitored by various institutions on the part of the operator, including supervisory authorities, such as the Technical Inspection Department. Safe operation requires knowledge of their technical condition and trends. One of the important sources of information about the condition of pipelines is their periodic inspection, carried out with the help of so-called “smart pigs”. As a result of the inspection, the operator expects an answer to the following questions: what is the condition of the pipeline under study; where and what metal losses occur during its construction; what are the dangers that cause these damages for the safety of the pipeline operation; what is the rate of increase in the size of metal losses in the pipeline wall. Cleaning methods and optimization of diagnostic methods are of great importance.[1]

Pipeline Pig Traps (Receivers and Launchers)

Pig launchers and receivers

Pig launchers are essentially vessels used for launching a pipe pig or a pig tool into the pipeline for cleaning or inspection purpose. After being launched into the pipeline, the pig tool is pushed through the pipeline by a driving fluid. The pipeline is cleaned along the way by brushing action from the pig. On the other end the pig tool is received by a pig receiver. A pig receiver is also a vessel used for receiving the pipe pig tool. Pig launchers and receivers are designed to meet the specific requirements of a pipeline.[4]

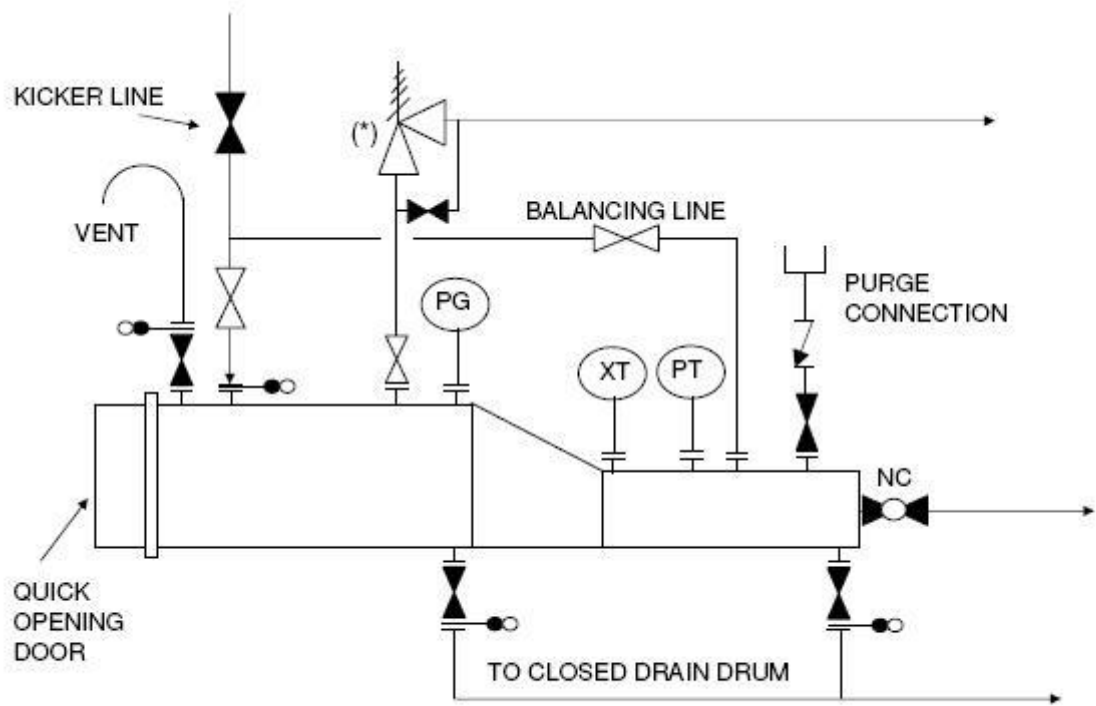


Fig 1 - Pig trap station

Pig traps can be of horizontal, vertical or inclined type. For ease of operation, horizontal pig traps are preferred. When space constraints become critical, vertical or inclined pig traps are installed instead of horizontal.

Fig 1 shows the schematic of a horizontal pig launcher. A horizontal pig receiver would be almost identical to this schematic, except for the position and size of certain nozzles such as a drain, a kicker line and PSV nozzle.

Structure of pig receiver / launcher

For any pig trap, be it horizontal, vertical or inclined pig launcher or receiver, basic structure is similar and consists of:

1. A major barrel which is larger than the pipeline size;
2. A minor barrel which matches with the pipeline size;
3. A reducer barrel connecting the major and minor barrels;

4. A quick-opening door at the end of the main barrel of the pig trap;

5. A full bore ball valve at the end of the small barrel of the pig trap.

6. The following attachments are the discharge line, discharge line, pressure gauges on the small and main trunk, an alarm on the small trunk, a blowdown vent, an air vent and drains.

7. As a safety measure, quick opening door should be mechanically interlocked with isolation valves on kicker line and main line, so that the door cannot be opened when pig trap is still connected to these pressurized lines. This safety precaution can also be accomplished by interlocking the door with the vent or depressurizing line, so that the door can be opened only when the pig trap is depressurized.

Important details and dimensions for design of a pipeline pig trap

Following certain dimensions are important for pig trap design and have to be specified in the pig trap datasheet, before sending it to the supplier.

1. Major barrel size and length;
2. Minor barrel length and size (same as pipeline size);
3. Reducer barrel length;
4. Inclination type of pig trap (horizontal or vertical);
5. Slope in case of horizontal pipeline pig trap;
6. Location of certain nozzles such as a kicker line, a relieving line, a drain, a vent, a pig signaler.

Pipeline pigging

Pipeline pigging, a form of flow assurance in oil and gas pipelines and flow lines, ensures that the line runs smoothly. While accumulations in a pipeline can cause transmission slowdowns or even blockages in the pipeline, cracks or defects in the pipeline can lead to catastrophic consequences.

In the context of pipelines pigging refers to the practice of using devices known as “pigs” to perform various pipeline maintenance operations. This takes place without stopping the pipeline. Pigs are introduced into the pipeline through a pig launcher, which includes a launcher and a receiver. Under the influence of the product flow, the pig moves without interrupting it, also the pig can be towed by another device or cable. Typically, cylindrical or spherical pigs clean a pipeline by scraping the sides and pushing debris forward. As they move through the pipeline, the pig can perform a number of functions, from line cleaning to interior inspection.

The paper focuses on understanding the theoretical and practical aspects of crude oil trunkline pigging. An OLGA model is used to predict the wax deposition mass, peak thickness, average pig velocity and pig travel time. The model is based on actual pipeline condition, fluid parameter and previous pigging data. Actual data results and real time monitoring were found in agreement with the OLGA model. The OLGA model predicted nearly 110 kg of dissolved wax and in actual nearly 40 kg of wax was obtained after pigging the trunkline. The model also accurately calculated the pig velocity considering the backpressure and completed the run in nearly 42.5 hours. This shows that the model developed by the researchers is competent enough to predict the trunkline behavior. Fine tuning and history matching more accurate results are possible in near future.[6]

Pipelines represent a considerable investment on behalf of the operators and can often prove strategic to countries and governments. It is an effective method of transporting liquids over long distances. Pigging is one of the maintenance tools to protect these valuable investments.

Pigging is a widely utilized process which is the act of propelling a properly sized spherical or cylindrical device through the interior of a pipeline by manipulating the pressure and flow of the existing media, or by artificially introduced media or by mechanically pulling the device through the pipeline for the specific purpose of cleaning, inspecting or distributing inhibitor throughout the

pipeline. A pig is a device inserted into a pipeline which travels freely through it, driven by the product flow to do a specific task within the pipeline.

In-line inspection devices

Magnetic inspection tools MSK series (TFI).

The tool is designed for pipeline control using the magnetic flux leakage determination technique with transverse magnetization in pipeline material and longitudinal welds while the inspection tool is moving along the transferred product flow (Fig. 2).

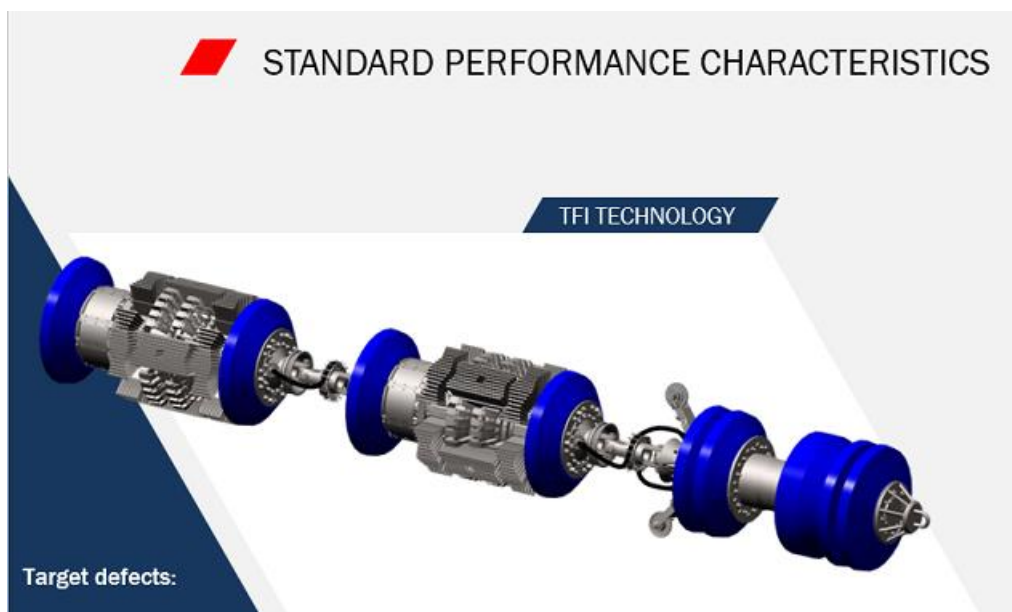


Fig 2 - Magnetic inspection tools MSK series (TFI).

MSK (TFI) flaw detector detects defects of longitudinal welds (discontinuities, cracks, anomalies, pores, dredges, undercuts, displacements, non-piercing). Inline inspection tool MSC has standard sizes for pipeline diameter from 159 to 1220 mm, length from 900 to 3400 mm, weight from 100 to 4600 kg (depending on the pipeline diameter).

Inspection tools for detection of insulation disbondment of TPP series pipelines

The tool is designed to detect the peeling of the insulation coating of pipelines by the electromagnetic-acoustic method when the inspection tool moves in the flow of the pumped product (Fig. 3).



Fig 3 - Inspection tools for detection of insulation disbondment of TPP series pipelines

Inspection tools for multi-angle examination of pipe wall

The tool is designed for the detection of randomly oriented defects in pipe walls and welds (longitudinal, girth and spiral). It employs two high-resolution ultrasonic measurement systems (Fig. 4).



Fig 4 - Inspection tools for multi-angle examination of pipe wall

Inline inspection tool ultrasonic flaw detectors for detection of randomly oriented defects (WM+CD) are designed to detect randomly oriented cracks and risks in the pipe base metal and weld seams. [2]

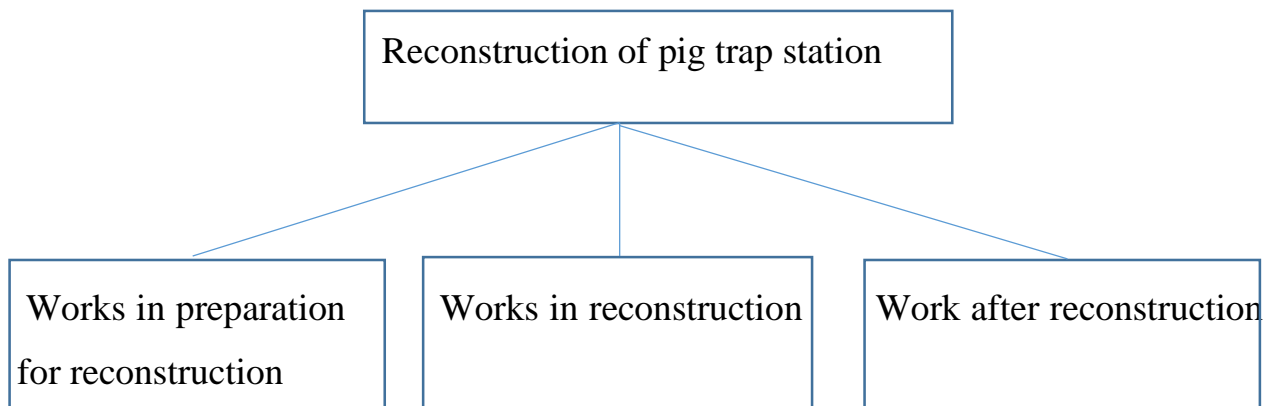
Reconstruction of the linear part in main oil pipelines.

Reconstruction is the process of updating an obsolete object to use it in a new environment. Reconstruction of the pig trap station large involves a multitude of activities. The reconstruction of each site is carried out simultaneously using working groups with appropriate qualifications. Crews are assigned to areas according to their duties. Crews rotate with each other as they complete their tasks of the pig trap station construction process.

Many surveys, studies, and plans are required to be completed before the reconstruction of pig trap station starts. A comprehensive plan addressing the societal, developmental, environmental, and safety considerations are prepared to reconstruction the pig trap station.

Pig trap station reconstruction steps

Reconstruction of pig trap station is a multi-step process. Prior to the actual pig trap station construction phase, planning and surveys are conducted. Reconstruction steps can broadly be classified into the following three categories:



Works in preparation for reconstruction of pig trap station:

Pig trap station reconstruction preparatory work for the reconstruction activities shall include the following:

- Reconnaissance Survey;
- Detailed Engineering Survey;
- Permits and Clearance;
- Cadastral Survey;
- Acquisition of Right of Way (ROW) ;
- Acquisition of Land for Repeater Stations and Block Valves;
- Approval of QA/QC procedure.

Back End activities of pig trap station reconstruction:

The back-end pig trap station reconstruction activities are:

- Tie-ins;
- Crossings;
- Hydrotesting;
- Valves installation;
- Final cleanup and restoration;
- Installation of pipeline markers;
- Documentation;
- Clearing and grading works;
- Stacking of right-of-way;
- Marking of right-of-way boundaries;

- Clearing of trees, crops, farm crops, undergrowth, as well as routes, electrical and telephone poles that fall within the 18 m wide right-of-way;
- Grading of the right-of-way sufficient to meet the maximum allowable bend radius of the pipe;
- Providing ramps, diversion at road crossings culverts to maintain water flow across the right-of-way. [2]

Pig trap station Post-Reconstruction Activities

Post **reconstruction** activities of pig trap station **reconstruction** shall include the following:

- Caliper survey;
- Line preservation;
- Cathodic Protection;
- Commissioning.

Ensuring quality control of construction and installation work

The construction control is carried out after the organizations pass the procedure of admittance to work in accordance with the requirements of the current regulatory documents. The construction control over the quality of work at the sites is carried out during the entire period of work on the basis of agreements (contracts) between the customer and the regional construction control body. The regional body of the construction control is a subdivision (branch or site) of the body of the construction control, carrying out the construction control at the object.

Quality control of repair work includes:

- Production control – carried out by the customer’s own forces;
- Construction control – by the regional construction control unit.

Construction control agencies are to meet the following requirements:

- have the status of a legal entity and an appropriate certificate of admission issued by a self-regulating organization;
- be staffed with the personnel trained and certified in the established order, as well as tested their knowledge of the design documentation in the customer's commission with the involvement of design organization representatives;
- have and use verified equipment and means of instrumental control by their technical characteristics not lower than those of the organization performing the work.

The Construction Control Body shall report to the client during the whole period of work execution in accordance with the contract (agreement) on construction control. The construction control bodies shall carry out coordination of "Technological Control Charts" developed by the construction contractor (no later than 7 working days prior to the start of work at the site).[5]

The construction control personnel shall be liable in accordance with the terms and conditions of the contract for the provision of construction control services:

- for untimely and substandard implementation of construction control in accordance with regulatory documents and contractual terms and conditions;
- for failure to issue timely comments and instructions in case of detection of deviations or violations of the requirements of regulatory documents admitted by contractors in the course of works;
- for the quality of the monitored work performed in accordance with the requirements of the project;

- for reliability and timeliness of submission of reports and information related to construction control in accordance with the established forms and within the established deadlines;

- for failure to timely inform the client about any violations that affect the reliability of the construction and erection works being put into operation;

- for the validity of his decision about the suspension of work or refusal to confirm its quality.

Production quality control of repair work includes:

- incoming inspection of design, working documentation, structures, products, materials and equipment;

- operational control - the quality of execution of all types of repair work is subject to control;

- acceptance control.

During the incoming inspection it is checked if the used materials correspond to standards, availability of certificates.

During the operational control the following is checked:

- compliance with the sequence of repair processes;

- compliance with working drawings and standards;

- compliance with the specified technology of repair operations,

Devices and tools (except for the simplest gauges), designed to control the quality of materials and works must be factory made and have datasheets.

Acceptance control shall be subject to hidden work, completed repair of the facility as a whole, for all hidden works are drawn up acts:

- Act of visual and dimensional quality control of welds in the process of welding joints;
- The act of checking the integrity of the insulation coating of the backfilled pipeline;
- The act of determining the adhesion of insulating coatings;
- Act on the hidden works on the restoration of control and measuring points (in the case of this type of work);
- Act to eliminate the defect.

Each manufacturer shall be responsible for the entire range of repair work in accordance with the provisions of the contract concluded with him. The number of specialists on the construction site is calculated by the organization on the basis of unconditional control of the consistency and completeness of all technological operations during the construction and assembly work. The results of construction control execution are recorded every day in the construction control register of the organization, which is always located and kept at the place of work execution. Job descriptions must be developed for each specialist of the quality service, the content: duties, rights, responsibilities and subordination of employees; requirements for their qualifications; references to regulatory documents and internal procedures governing the activities of employees.

New technologies for in-line inspection of pipeline defects

Domestic and foreign scientific and technical personnel are constantly researching new defects in pipelines to improve the accuracy of pipeline defect control inspection methods, including Pulse echo (PE) composite control technologies, laser-ultrasonic, magnetostrictive and other non-contact control

technologies, which have great potential for application in the long-distance transport pipeline girth weld defect inspection.

Composite Materials Ultrasonic Inspection

Statoil has developed a new composite ultrasonic inspection technology, i.e. pulse echo composite inspection (PE)/TOFD, to detect defects in subsea pipeline weld seams. This technology consists of a TOFD inspection unit and a PE inspection unit, which combine the rapid detection of PE inspection with the crack defect sizing of TOFD. For a crack defect, the depth control accuracy is 1 mm, the minimum crack length is 10 mm, and the detection rate is 90%, which meets the expectations of industrial applications. TOHO, a Japanese company and Tianjin University have taken the composite aperture focusing ultrasonic imaging technique as an ultrasonic processing method, and used a point-to-point focusing method to achieve no change in image resolution depending on location and depth. When the same array element sensor carrier of converter is employed, the composite aperture focusing method is utilized to obtain the rebuilt images with higher resolution, to provide a more reliable basis for determining the nature and size of the defect.[7]

Magnetostriction Inspection

Magnetostriction is an innate feature of ferromagnetic materials. The magnetostriction effect and its inverse effect can be used to generate and receive ultrasonic guided waves inside a ferromagnet. The magnetostrictive sensor can be used to detect cracks, corrosion and other defects in rope, metal bar, pipe and sheet metal. Recently, more and more scientists in the field of nondestructive testing pay attention to magnetostriction, because it allows to control and quickly identify cracks in pipelines at the same sensitivity to defects on the inner and outer surfaces, and good characteristics of transmission

Since the magnetostriction effect is very strong at the end of a crack, a magnetostrictive sensor can transmit and detect directional waves even if the air gap between the test probe and the pipe surface under test.

Conclusion

Nowadays ensuring reliable and safe operation of main oil pipelines for a long period of operation is one of the defining requirements. In-line cleaning and diagnostics are inseparably connected with these requirements, as well-organized diagnostics of line part of trunk pipelines allows constantly control condition of pipes, electrochemical protection and isolation, timely determine and liquidate their damages, objectively estimate efficiency of anticorrosion measures and make decisions on volume and terms of repair.

The pig trap station is used to clean the oil pipeline from paraffin deposits and to diagnose the condition of oil pipes. The pig trap station is designed to launch and receive the cleaning and inspection means during operation of a pipeline.

At the moment, in connection with modernization, increase in size, cleaning and diagnostic means inside inspection devices, it is impossible to use them at the existing non-standard pig trap station without reconstruction.

References

1. Anand Gupta, Anirbid Sircar. Introduction to Pigging & a Case Study on Pigging of an Onshore Crude Oil Trunkline - 2016
2. Anup Kumar Dey. Pipeline Construction Stages -2017
3. Transneft Diascan, JSC. In-line inspection tools -2021
4. Pipeline Pig Traps (Receivers and Launchers) Encyclopediac-2018
5. Qingshan Feng, Liu Shucong. Theory and Application of In-Line Inspection Technologies for Oil and Gas Pipeline Girth Weld Defection -2016
6. I.V. Stolyarova, G.V. Timashkova . Oil and gas pipelines-2018
7. Kenneth Alasdair Macdonald, Oyvind Hoie/ Pipeline Repair Technology Damage and repair assessment of pipelines with high residual stresses.