

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 151000 «Технологические машины и оборудование»
Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Подбор очистного и диагностического оборудования для нефтегазопроводов

УДК 622.691.4-963

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Алексеев Баясхалан Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пашков Е.Н.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Штейнле В.В.	К.М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	К.П.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
151000
Технологические машины и оборудование

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания для разработки оборудования нефтяных и газовых промыслов.	Требования ФГОС (ПК-19, ПК-20, ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P2	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового производства для решения междисциплинарных инженерных задач	Требования ФГОС (ПК-16, ОК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.2, п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P3	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с разработкой и эксплуатацией нефтегазопромыслового оборудования, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3; ПК-10; ОК-2, ОК - 6), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P4	Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование нефтяных и газовых промыслов, конкурентоспособных на мировом рынке машиностроительного производства.	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-6; ПК-9;
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового производства.	ПК -23, ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.3; п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEAN
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать нефтегазопромысловое оборудование, обеспечивать его высокую эффективность работы, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на нефтегазовом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС (ПК-19; ПК-20; ПК-21, ПК-24, ОК-6; ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.6; п. 5.2.7), согласованный с требованиями международных

		стандартов EUR-ACE и FEANI
<i>Универсальные компетенции</i>		
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.	Требования ФГОС (ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-9; ПК-7, ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-5; ОК-Ю; ПК-6, ПК-17, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.	Требования ФГОС (ПК-22, ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4, п. 5.2.5; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.6; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 150302 Технологические машины и оборудование
Отделение нефтегазового дела

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
4Е41	Алексееву Баясхалану Сергеевичу

Тема работы:

Подбор очистного и диагностического оборудования для нефтегазопроводов	
Утверждена приказом директора	34/с 10.01.18

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.18
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Магистральный газопровод "САЦ 1 - САЦ 2 на участке КС "Александров Гай" - КС "Приволжская" Диаметр трубопровода- $D_n = 1220$ мм; Внутреннее давление - $p = 5,4$ МПа; Марка стали – 17Г1С-У, Температура стенки трубы при эксплуатации – $t_s = 20$ °С, Температура фиксации расчетной схемы трубопровода – $t_\phi = -28$ °С
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	• Расчет толщины стенки трубопровода; • Проверка прочности и устойчивости трубопровода; • Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода; • Расчет толщины обечаек КПП СОД; • Расчет технологических патрубков КПП СОД; • Расчет толщины стенок тройника КПП СОД; • Расчет толщины стенок днища КПП СОД. • Расчет фланцевого соединения насадки очистного скребка
Перечень графического материала	• Очистной скребок СКР 3 • Насадка типа паук
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Черепанова Наталья Владимировна, к.ф.н.
Социальная ответственность	Штейнле Александр Владимирович, к.м.н.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пашков Евгений Николаевич	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Алексеев Баясхалан Сергеевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки Технологические машины и оборудование
Профиль подготовки Машины и оборудования нефтяных и газовых промыслов
Уровень образования Бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
1.05.2018	<i>Введение, Обзор литературы</i>	20
8.05.2018	<i>Теоретический раздел</i>	20
15.05.2018	<i>Расчетная и аналитическая часть</i>	20
20.05.2018	<i>Результаты проведенного исследования</i>	20
25.05.2018	<i>Заключение</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пашков Евгений Николаевич	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель отделения	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 95 страниц, 17 рисунков, 17 таблиц и 36 источников использованной литературы.

Ключевые слова: очистные устройства, скребок, дефектоскоп, ультраскан, камера пуска-приема, производственная безопасность, экономическая эффективность.

Объектом исследования являются очистные и диагностические устройства.

Цель работы: сравнение и дальнейший выбор типа очистного устройства промысловых трубопроводов, а также выбор диагностического оборудования для определения срока эксплуатации трубопровода.

В процессе написания работы были рассмотрены виды, назначения и конструкции очистных устройств, применяемые при внутритрубной очистке трубопроводов. Также были рассмотрены основные виды и способы применения диагностического устройства. Расчетная часть выпускной квалификационной работы содержит расчет параметров магистрального трубопровода и определение размеров частей камеры пуска-приема.

Термины и определения

- **вмятина:** локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси трубопровода;
- **гофр:** чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода;
- **овальность:** дефект, при котором сечение трубы имеет отклонение от цилиндрической формы, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях;
- **потеря металла:** изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления;
- **риска (царапина, задир):** потеря металла, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении;
- **расслоение:** несплошность металла стенки трубы; расслоение с выходом на поверхность (закат, плена прокатная) – расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы;
- **расслоение в околошовной зоне:** расслоение, примыкающее к сварному шву;
- **трещина:** дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы;
- **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;
- **профилемер:** внутритрубный инспекционный прибор, предназначенный для измерения внутреннего проходного сечения

трубопровода, выявления отводов трубопровода и определения их местоположения;

- магистральный газопровод: технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенный для транспортировки подготовленной в соответствии с требованиями национальных стандартов продукции (природного газа) от объектов добычи и/или пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта/или хранения.

Сокращения

ВТУ – внутритрубное устройство;

ОС- очистной скребок;

МД- магнитный дефектоскоп;

ВТД – внутритрубная дефектоскопия;

ЛПУ – линейно – производственное управление;

ЛЧ – линейная часть;

МГ – магистральный газопровод;

УЗПЗ- устройство запуска;

УЗПП – устройство приема;

ЛЭС – линейно – эксплуатационная служба;

ЕСУОТиПБ – единая система управления охраной труда и
промышленной безопасности;

ГРС – газораспределительный пункт;

Нормативные ссылки

В настоящих требованиях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины;

СТО Газпром 2-2.3-173-2007 Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением;

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов;

ВРД 39-1.10-032-2001 Инструкция по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности

ГОСТ 21105- 87. «Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод»

ГОСТ 25225-82 Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов. Магнитографический метод

ГОСТ 26697-85 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы магнитные и вихретоковые. Общие технические требования;

ГОСТ 26697-85 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы магнитные и вихретоковые. Общие технические требования;

ГОСТ Р 51164 – 98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

Руководство по эксплуатации камеры запуска и приема;

Правила эксплуатации магистральных газопроводов СТО Газпром 2-3.5-454-2010;

Типовая инструкция выполнения работ по пропуску очистных устройств и средств внутритрубной дефектоскопии с использованием временных узлов пуска и приема СТО Газпром 2-3.5-034-2005;

Правила безопасности при эксплуатации МГ;

Правила охраны магистральных трубопроводов;

Регламент по безопасной эксплуатации КЗПОУ с быстросъемными крышками (затворами);

Утилизация отходов очистки природного газа на компрессорных станциях и магистральных газопроводов СТО Газпром 2-3.5-529-2011;

8.22 СНиП 2.05.06-85*.

Содержание

Введение.....	15
Обзор литературы.....	17
1. Магистральные трубопроводы.	22
1.1. Основные способы прокладки трубопровода.....	22
1.2. Основные виды коррозии нефтегазопроводных труб.....	24
2. Анализ технологии очистки и диагностики трубопроводов	27
2.1. Назначение очистных устройств	27
2.2. Типы внутритрубной очистки.....	27
2.3. Анализ технологии внутритрубной очистки нефтегазопроводов	28
2.4. Состав очистного оборудования.....	30
2.5. Очистные устройства для очистки внутренней полости применяемые на магистральных нефтепроводах	31
2.6. Назначение, устройство и технические характеристики очистных скребков типа СКР	32
2.7. Технические характеристики поршня-разделителя типа ПРВ1	39
2.8. Технические характеристики скребка-калибра типа СКК.....	41
2.9. Эксплуатация камер пуска и примера средств очистки и диагностики. 42	
2.10. Подбор очистного оборудования для нефтегазопроводов.....	44
2.11. Диагностирование линейной части трубопроводов	47
2.12. Методы и технические средства внутритрубной диагностики трубопроводов	47
3. Расчетная часть.....	60
3.1. Проверка прочности и устойчивости трубопровода	67
3.2. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода	68
3.3. КПП СОД. Расчет толщины обечаек.....	70
3.4. Расчет технологических патрубков КПП СОД	72
3.5. Расчет толщины стенок тройника.....	73
3.6. Расчет толщины стенок днища	74
3.7. Расчет фланцевого соединения насадки очистного скребка	75

ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	77
4.1. Обоснование потребности в материально-технических и трудовых ресурсах, календарный план работ.....	77
4.2. Матрица SWOT.....	78
4.3. Определение оптимальной периодичности очистки	80
4.3.1. Затраты на материалы и топливо.....	83
4.3.2. Затраты на оплату труда	84
4.3.3. Отчисления на страховые взносы.....	85
4.3.4. Амортизационные отчисления.....	85
4.4. Техничко-экономические показатели	86
ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	89
5.1. Производственная безопасность.....	90
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	95
5.2. Экологическая безопасность.....	97
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	100
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	103
5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	103
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	104
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	108

Введение

Современное общество невозможно представить без нефтяной и газовой промышленности. Вот, уже на протяжении почти 2 веков нефтегазовая отрасль играет ключевую роль в мировой экономике. Именно данная отрасль является одной из самых ключевых с точки зрения внедрения технологий.

Безусловно, существует обилие технологических проблем, однако стоит выделить именно повреждение трубопроводов, как один из самых проблемных сегментов отрасли. В настоящее время на территории Российской Федерации эксплуатируется около 350 тыс. км. промысловых трубопроводов. Ежегодно на нефтегазопромысловых трубопроводах происходит около 50-70 тыс. отказов. 90% отказов являются следствием коррозионных повреждений.

Так, одной из самых эффективных технологий очистки и диагностики 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.

Основной целью дефектоскопов является определение формы поперечного сечения трубопроводов, а также выявления трещин, вмятин, гофр, уменьшений стенки трубы, внутренней и наружной коррозии.

Магнитные дефектоскопы и очистные скребки перемещаются по нефтегазопроводу транспортируемым потоком добываемого продукта. Важно отметить, что данные устройства оснащены специальными приборами для определения положения данного устройства в трубопроводе.

Преимуществом внутритрубного способа диагностики является отсутствие необходимости установки приборов постоянного контроля вдоль трубопровода, а также точная оценка местоположения дефекта вместе с размерными характеристиками. Это, в свою очередь, ведет к снижению риска пропуска дефекта в трубопроводе, а значит к более точной дефектоскопии.

Преимуществом внутритрубной очистки является более качественное удаление внутренних отложений, таких как: парафин, песок, соли, асфальтены и др.

А также качественная внутритрубная очистка нефтегазопровода ведет к более точной последующей диагностики трубопровода.

Целью работы является сравнение и дальнейший выбор типа очистного и диагностического устройства трубопроводов для очистки и диагностики трубопровода

Актуальность работы заключается в решении проблемы подбора очистного и диагностического оборудования для качественной очистки и диагностики трубопровода, что приводит к снижению риска аварии на нефтегазопроводе.

Обзор литературы

При написании выпускной квалификационной работы бакалавра была использована следующая научная литература:

Научная статья «Анализ методов и средств очистки внутренней полости магистральных газопроводов» // Молодой ученый. -2015. -№7.- 216-219. Чурикова Л.А. и Смагулов М.Б. рассмотрели наиболее эффективные методы применения очистки магистральных газопроводов, а также выбор средств очистки трубопроводов.

Авторы Крылов В. Г., Салюков В. В., Отт К. Ф., Смирнов В. А., Стояков В. М. в работе Очистка линейных участков магистральных газопроводов // Газовая промышленность, 2000, № 11. исследовали методы и средства подготовки и принятия технологических решений применением информационных технологий для обоснования процессов капитального ремонта магистральных газопроводов.

Научная статья «Способ геодезической привязки результатов внутритрубной дефектоскопии на основе геоинформационных технологий» // Горный информационно-аналитический бюллетень. -2009 Распутин А.Н показал возможности геоинформационных технологий для геодезической привязки результатов дефектоскопии. Также в работы были продемонстрированы способы повышения точности привязки, а также области применения данного способа.

Авторы Бархатов А.Ф., Федин Д.В., Вазим А.А в работе «Расчет эффективности внедрения внутритрубной очистки ингибирования для промысловых трубопроводов» // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. -2010, №6 установили, что наиболее эффективным способом повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов является комплексное применение технологии внутритрубной очистки и ингибирования. Также был проведен экономический расчет затрат средств на установку очистки и диагностики на напорном

нефтепроводе при ценах 2010 года. В ходе вывода данной работы, авторы научной статьи пришли к выводу, что применение технологии внутритрубной очистки вместе с ингибированием на примере ООО «РН- Пурнефтегаз» даст наряду с большей эффективностью большую экономическую выгоду на обслуживании трубопровода.

Байназаров Р.Ф. в научной диссертации «Методика оценки и прогнозирования технического состояния нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики» // Тюмень. -2003 сделал вывод, что существует необходимость разработки новых методов оценки и прогнозирования технического состояния нефтепроводов по результатам их диагностики. Среди методов решения поставленных задач использовали метаматические и итерационные методы, классические методы теории вероятности и математической статистики, а также теории энергетических систем. В ходе научной новизны автор Байназаров выделил следующие:

1. Предложение комплексного показателя оценки технического состояния линейных магистральных нефтепроводов
2. Получение зависимости, описывающей скорость коррозии выявленных внутритрубными снарядами дефектов в условиях эксплуатации.
3. Разработка методики оценки и прогноза технического состояния линейных участков нефтепроводов в условиях ограниченной информации по данным внутритрубной диагностики и экспертных заключений.

Научная диссертация автора Баренбойм И.И. «Совершенствование системы оценки технического состояния и оптимизации ремонтов на основе результатов внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов» // Москва. -2003 , где была разработана система усовершенствования оценки технического состояния и оптимизации ремонтов МГ по результатам диагностики на основе качественного и количественного анализа параметров поврежденности трубопровода. Также были развиты: методы расчета эксплуатационной прочности при локальных ремонтах, алгоритмы и процедуры

расчета параметров технологий ремонтов и моделей оптимизации стратегий ремонтно-восстановительных работ.

Лобач И.А. в научной статье «Проведения внутритрубной диагностики промыслового конденсатопровода в условиях отсутствия основного перекачиваемого продукта» // Инженерный вестник Дона. -2014 рассмотрел разработки сценария проведения внутритрубной диагностики промыслового конденсатопровода в случае отсутствия перекачиваемого продукта по причине остановки промысла. Основной идеей данного сценария является создание из двух отсеченных участков эффекта противодействия на основном трубопроводе. За счет разницы перепада давлений автор планировал осуществить движение снаряда вдоль исследуемого трубопровода.

Алтынова Р.Р. в научной диссертации «Влияние постоянного магнитного поля на безопасность эксплуатации магистральных нефтепроводов после проведения магнитной дефектоскопии» // Уфа. -2007 провела следующие исследования:

- влияние постоянного магнитного поля на прочность и пластичность стали 17Г1С;
- определение параметров циклической трещиностойкости стали 17Г1С при одновременном воздействии постоянного магнитного поля.
- влияние постоянного магнитного поля и термомагнитной обработки на скорость коррозии стали 17Г1С;
- определить ресурс безопасной эксплуатации магистрального нефтепровода из стали 17Г1С после проведения магнитной дефектоскопии.

Бабинцева Т.В. в работе «Использование гидромоторов в устройствах для очистки трубопроводов» // Вестник Иркутского государственного технического университета. -2012. Рассмотрела существующие методы очистки трубопроводов, а также предложила гидромеханические устройства для очистки внутренней поверхности трубопроводов диаметром от 80 до 200 мм. Принцип

работы данного устройства заключается в создании крутящего момента с помощью энергии жидкости.

Научная диссертация Лоскутова В.Е. «Магнитный дефектоскоп для обнаружения продольных трещин в магистральных газопроводах» // Екатеринбург. -2004. В ходе которой была выполнена следующая работа:

- расчет намагничивающейся системы дефектоскопа, обеспечивающую поперечное намагничивание внутренней полости трубы, с целью поиска стресс-коррозионных и продольных трещин;
- разработка компоновки намагничивающихся элементов дефектоскопа и последующее размещение первичных преобразователей, обеспечивающих надежное выявление полей рассеивания от дефектов газопровода;
- тестирование комплекса внутритрубной дефектоскопии на действующих участках МГ и сравнение свойств выявленных дефектов с дефектами, обнаруженными при шурфовке трубопровода;
- проведение аналитического расчет магнитного поля кольцевого стыкового шва трубопровода, компьютерное моделирование магнитного поля сварного шва, которое позволило выявить основные закономерности его формулирования.

Автор Коваленко А.Н. «Теоретические и экспериментальные исследования магнитных полей дефектов конечных размеров и создание специализированных сканеров для дефектоскопии трубопроводов» // Москва. -2010. В своей диссертации вел работу по разработке комплекта магнитных сканеров СКМ, позволяющие решать задачи по контролю РВС. Помимо этого, Коваленко А.Н. создал комплект магнитных сканеров СКМ-Т, целью которых является наиболее точное решение задачи по контролю трубопроводов диаметром от 114мм до 1620мм.

Автор Гребнев В.Д. «Устройство для очистки промысловых и магистральных нефтепроводов» // Вестник Пермского национального

исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. -2006. Провел исследование способа модернизации очистного устройства для устранения АСПО, механических и других отложений из нефтепроводов.

Авторы Габдрахманов Н.Х., Мингулов Ш.Г., Стрижнев В.А., Каримов Р.Д. в работе «Диагностика промысловых трубопроводов как средство повышения надежности трубопроводных систем» // Записки Горного института. -2005. Данные авторы рассмотрели вопросы обеспечения безопасности и надежности эксплуатации промысловых трубопроводов, методы контроля промысловых трубопроводов- осмотр, ревизия и диагностика.

1. Магистральные трубопроводы.

1.1. Основные способы прокладки трубопровода

Магистральные трубопроводы- это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на продолжительный срок эксплуатации, целью которых является бесперебойная транспортировка природных и искусственных газов (в сжиженном и газообразном состоянии), нефтепродуктов, воды, твердых и сыпучих тел, взвешенных в потоке воздуха или воды, от мест их добычи, переработки, забора (начальная точка трубопровода) к местам потребления (конечная точка). [1]

На сегодняшний день существует 4 основных способа прокладки трубопроводов:

- надземная;
- подземная;
- наземная;
- подводная.

Однако в данной работе будут рассмотрены только первые три способа прокладки трубопровода, в виду тематический неактуальности последнего.

Надземный способ прокладки трубопровода- используется в районах с сильной обводнённостью, либо с высоким уровнем заболоченности. Важной особенностью использования данного метода является малая несущая способность верхнего слоя грунта.

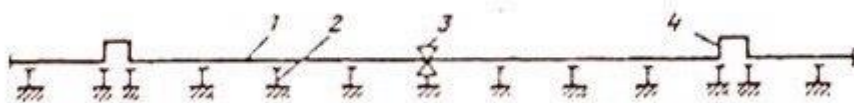


Рисунок 1 - Надземный способ прокладки трубопровода: 1- трубопровод с компенсатором, 2- промежуточная продольно-подвижная опора; 3- неподвижная опора; 4- П-образный компенсатор.

Данный способ прокладки трубопровода рекомендуется использовать в горных, болотистых или пустынных местностях, либо в районах многолетней мерзлоты. [16]

Подземный способ прокладки трубопровода является наиболее распространенным и достигает около 98% от общей протяженности трубопровода. Данный способ подразумевает прокладку трубопровода на глубину, большую диаметра трубопровода. Преимуществом данного способа укладки является максимальная механизация работ всех видов, отсутствие загромождения территории, а также отсутствие влияния солнечной радиации и атмосферных осадков. Однако в случае прокладки в участках многолетней мерзлоты, либо в болотистых местностях данный способ является экономически невыгодным в виду высокой стоимости земляных работ и необходимостью применения балластировки на определенных участках с высоким стоянием грунтовых вод.

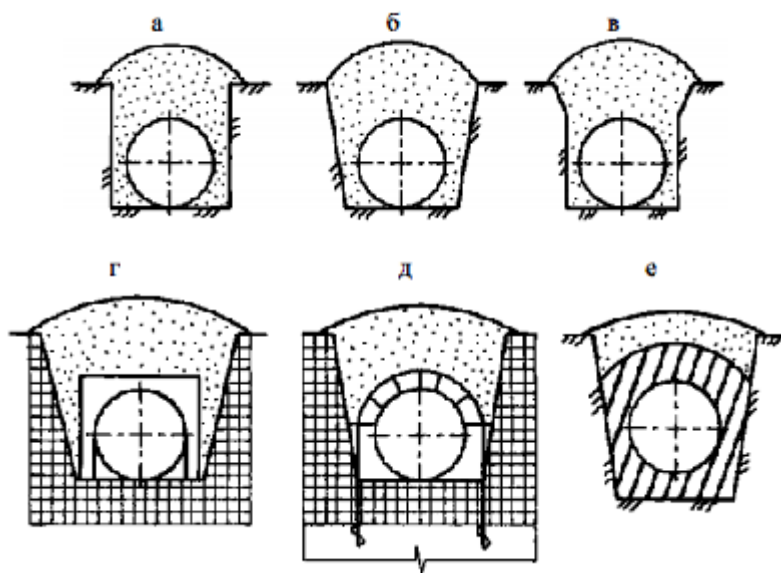


Рисунок 2 - Подземные схемы прокладки трубопровода: а- прямоугольная форма траншеи; б- трапецидальная форма траншеи; в- смешанная форма траншеи; г- укладка с балластировкой седловидными

пригрузами; д- укладка с использованием винтовых анкеров для закрепления против всплытия; е- укладка в обсыпке из специально обработанных грунтов.

Наземная схема прокладки используется преимущественно в сильно заболоченных либо обводненных территориях. Недостатком данного метода является низкий уровень устойчивости грунта насыпи, также необходимость сооружения обилия водопропускных сооружений.

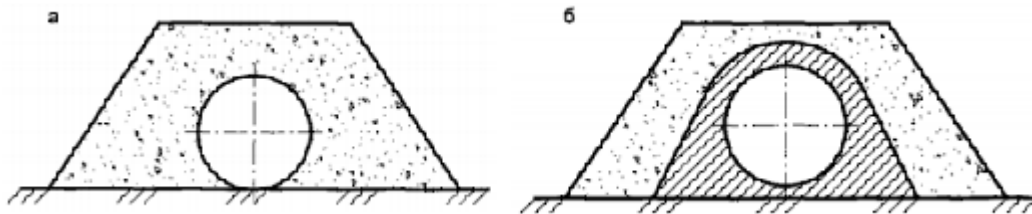


Рисунок 3 - Наземная схема укладки : а- с обсыпкой минеральным грунтом; б- с обсыпкой гидрофобизированным грунтом.

Выбор того или иного способа прокладки определяется рельефными особенностями территории, либо экономическими соображениями.

1.2. Основные виды коррозии нефтегазопроводных труб

Коррозией называется процесс разрушения металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

Продуктом газовых и нефтяных скважин является многокомпонентная смесь, состоящая из газа, нефти, воды и различных примесей. В ходе движения данной многокомпонентной смеси по трубопроводу происходят различные физико-химические процессы, такие как:

- отложение парафинов;
- отложение солей;
- абразивный износ;
- коррозионное разрушение поверхности;

результатом чего является нарушение нормальной работы трубопровода. Следовательно, для обеспечения нормальной работы трубопровода

необходимо вести тщательную работу по предотвращению развития данных процессов.

В настоящее время основными видами коррозии нефтегазопроводных труб являются: коррозия с потерей массы (канавочная коррозия, язвенная и общая), а также сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением. Именно сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением является наиболее опасным, так как данный вид коррозии проявляется в сероводородсодержащей среде. Результатом реакции взаимодействия сероводородсодержащей среды со сталью является атомарный водород, который проникает вглубь металла и отрицательно влияет на прочность, следствием чего является растрескивание по всему объему. Дефекты и трещины, которые образуются под влиянием атомарного водорода имеют микроскопические размеры. В течение некоторого времени количество данных дефектов и трещин растет, что, собственно, ведет к слиянию трещин и образованию макротрещины. Так как сталь в ходе реакции с водородом имеет склонность к охрупчиванию, макротрещины часто развиваются мгновенно по хрупкому механизму. Разрушение нефтегазотрубопроводов сопровождается раскрытием трубы на несколько метров, в результате именно сульфидного коррозионного растрескивания. [2]

Разрушение труб в следствие канавочной коррозии происходит в несколько стадий. Сначала вдоль нижней образующей трубы за счет механико-коррозионного износа образуется канавка. Это приводит к увеличению нагрузок в области канавки, ее интенсивному насыщению водородом и образованию множественных микротрещин. С течением времени количество и длина микротрещин растут, что приводит к их объединению между собой. Это и вызывает разрушение трубы. Стоит отметить, что разрушение трубы по описанному выше механизму происходит и на месторождениях с малым содержанием сероводорода в добываемой среде.

Для язвенной коррозии характерно глубокое поражение участка поверхности ограниченной площади. Как правило, язва находится над слоем продуктов коррозии.

Одним из факторов, определяющих аномально высокую скорость коррозии является присутствие в стали особого типа неметаллических включений, которые называли условно корозионноактивными неметаллическими включениями (КАНВ). Выделяют два типа КАНВ - первый и второй. КАНВ первого типа представляет собой неметаллические включения на основе алюминатов кальция, иногда с добавками оксидов магния и кремния, КАНВ второго типа - неметаллические включения, имеющие ядро из алюминатов кальция и окруженные оболочкой из сульфида кальция. Большая часть таких включений имеет размер 5...10 мкм.

2. Анализ технологии очистки и диагностики трубопроводов

2.1. Назначение очистных устройств

Основной целью внутритрубных очистных устройств является очистка внутренней полости трубопровода от различных отложений, таких как:

- парафино-смолистые отложения;
- остатки глиняных тампонов, оставшиеся после ремонта трубопровода;
- камни, песок;
- скопления воды и газа, а также посторонние предметы.

2.2. Типы внутритрубной очистки

Существует несколько типов внутритрубной очистки исходя из цели проведения работы.

- периодическая — с целью удаления парафиновых отложений; скоплений газа и воды, чтобы предотвратить снижение пропускной способности трубопровода; предупреждение появления и развития внутренней коррозии трубопровода;
- целевая — с целью очистки остатков гермитизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов;
- внеочередная — в случае снижения пропускной способности нефтегазопровода в период между периодическими очистками на 2 % и более;
- преддиагностическая — с целью обеспечения необходимого уровня внутритрубной очистки, согласно техническим характеристикам перед запуском внутритрубных инспекционных приборов.

Очистка внутренней полости трубопровода производится в соответствии с разработанными и утверждёнными главным инженером эксплуатирующей организации инструкциями для каждого участка магистральных нефтепроводов. Преддиагностическую и периодическую очистку трубопровода рекомендуется осуществлять пропуском не менее двух очистных устройств. Периодичность между запуском очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями и запуском очистного устройства с открытыми байпасными отверстиями не должна превышать 24 часа. В случае целевой очистки трубопровода рекомендуется проводить запуском одного очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями. Организация очистки трубопровода проводится путём составления годового и месячных планов работ с учетом: требований периодической очистки; годового плана внутритрубно́й диагностики; необходимости целевой очистки трубопровода после проведения ремонтных работ.

2.3. Анализ технологии внутритрубно́й очистки нефтегазопроводов

Одной из основных целей внутритрубно́й очистки нефтегазопроводов является повышение пропускной способности, а также повышение уровня надежности магистральных нефтегазопроводов. Существуют несколько способов осуществления данной технологии:

- продувка магистрального газопровода потоком газа с помощью продувочных свеч;
- очистка внутренней полости трубопровода с помощью внутритрубно́х очистных устройств (очистной поршень, скребок, поршень-разделитель);
- ввод ингибиторов.

Важным этапом эффективного проведения внутритрубно́й очистки является выбор очистного устройства. Методика выбора зависит от типов загрязнений магистрального трубопровода.

Основная деятельность скребков заключается в очистке внутренней полости от остатков мусора в ходе капитального ремонта на магистральном трубопроводе. Таким мусором может быть: шлак, электроды, ветошь, и т.д.)

Очистные поршни применяются после окончания пуско-наладочных работ, а также в процессе эксплуатации. Данные очистные поршни обладают специальными манжетами, выполненные из полиуретана, а также дисками, цель которых заключается в снижении нагрузки на поршень со стороны внутренней стенки трубопровода.

Самым эффективной способом является продувка магистрального трубопровода с пропуском очистных устройств. Движение очистных устройств обусловлено давлением газа. Данные очистные устройства разделяются на:

- манжетные поршни;
- эластичные цилиндрические разделители;
- шаровые разделители;
- скребки с режущими очистными инструментами (лезвиями или ножами);
- щеточные скребки с круглыми щетками – ерши.

Схема поршня для очистки полости трубопровода от твёрдых загрязнений и воды показана на рисунке 4.

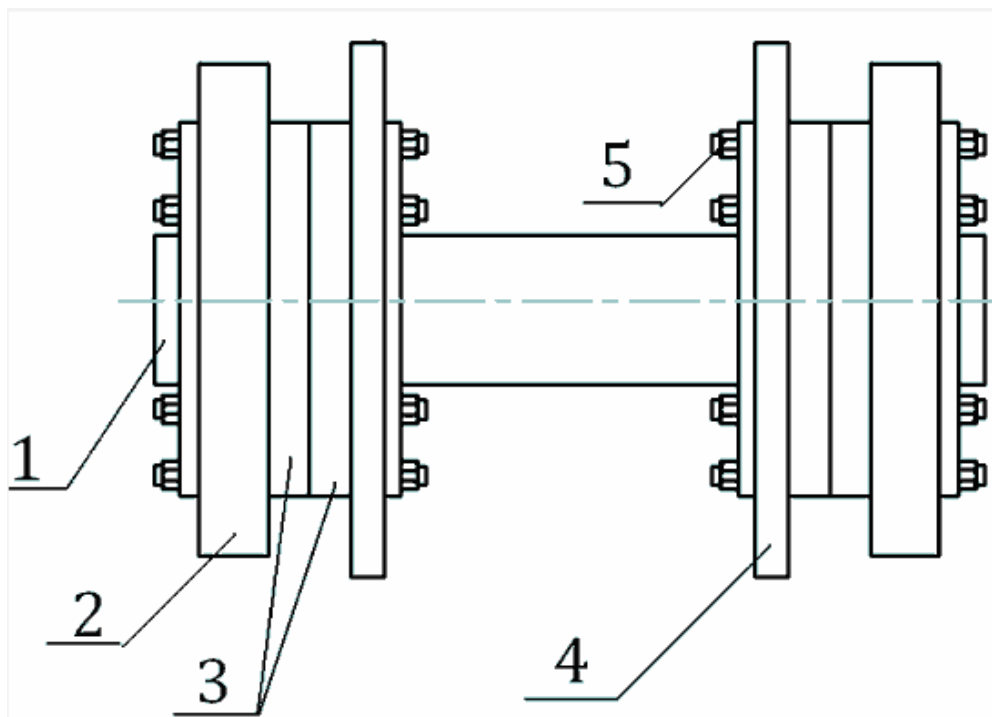


Рисунок 4 - Схема очистного поршня: 1- металлический корпус; 2- диск полиуретановый ведущий; 3- диски проставочные; 4- диск полиуретановый чистящий; 5- крепежные болты.

2.4. Состав очистного оборудования

В современном процессе транспорта нефти по трубопроводу меняются не только технологии перекачки, но и условные диаметры трубопроводов. В настоящее время система функционирующих трубопроводов включает в себя широкое разнообразие диаметров от 159 мм до 1220 мм. И каждая организация, должна иметь соответствующее оборудование для обслуживания имеющихся у них трубопроводных систем. Отсюда и возникает различная классификация и виды очистных устройств.

В состав очистного оборудования МН, как правило, входят следующие внутритрубные снаряды:

- очистные скребки;
- скребки-калибры;
- поршни-разделители внутритрубные.

Важно отметить, что существует широкий выбор очистных устройств, однако в данном случае мы выделили наиболее используемые.

2.5. Очистные устройства для очистки внутренней полости применяемые на магистральных нефтепроводах

На практике используются следующие типы очистных скребков: СКР1, СКР1-1, СКР2, магнитные скребки СКР3, и с недавнего времени новые СКР-4. Скребки данных этих видов имеют применение для внутритрубной очистки нефтепровода от глиняных тампонов, появившихся при ремонте трубопровода, посторонних предметов, парафиносмолистых отложений, а также перед запуском внутритрубных инспекционных приборов. Качественная очистка является необходимым условием получения достоверных данных при пропуске дефектоскопа.

Важным условием запуска очистного устройства является минимальное проходное сечение трубопровода, которое должно составлять 85% от наружного диаметра трубопровода.

Скребки оборудуются передатчиками ПДС14-02. Передатчика ПДС служат генератором электромагнитных сигналов в диапазоне приема наземного локационного оборудования. [3] Корпус передатчика выдерживает внутреннее давление взрыва 0,75 МПа и исключает передачу взрыва в окружающую взрывоопасную среду. Специальный вид взрывозащиты обеспечивается герметизацией антенны терморезистивным герметиком.

Также используются поршни-разделители типа ПРВ1, предназначенные для удаления отложений со стенок трубопровода (вариант исполнения с чистящими дисками)

Минимальное проходное сечение трубопровода необходимое для пропуска поршней-разделителей типа ПРВ1, составляет 85% от наружного диаметра трубопровода D_n .

Поршни-разделители типа ПРВ1 также оборудуются передатчиками ПДС. Подъем и перемещение ПРВ1 производится за кольцо на бампере или за корпус.

2.6. Назначение, устройство и технические характеристики очистных скребков типа СКР

Основные очистные скребки - типа СКР1, которые применяются для периодической очистки нефтепровода от парафиносмолистых отложений, а также перед пропуском внутритрубных инспекционных приборов, представлены на рисунке 5.

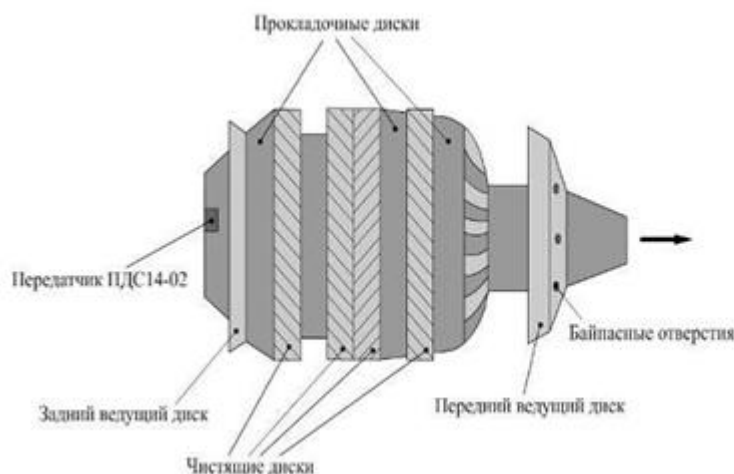


Рисунок 5 - Скребок типа СКР1

Корпус скребка СКР1 является стальной полый конструкцией. Приваренные в задней и средней части корпуса фланцы, выполняют функцию крепления на двух ведущих и четырех чистящих дисках. [4]

Байпасные отверстия находятся на переднем торце скребка. Ось байпасных отверстий направлена под углом к стенке трубопровода. Назначение байпасных отверстий заключается в размыве отложений, которые скребок в ходе движения по трубопроводу сгребает с внутренней поверхности и толкает впереди себя. Передатчик для скребка устанавливается в задней части скребка.

Таблица 1- Технические характеристики скребков СКР1

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной	Мин. Радиус отвода	Диапазон рабочих
-----	-------------------------	--------------	------------	-------------------	-----------------------	---------------------

				диаметр трубопровода, %D _н	трубопровода на 90%	скоростей пропуска, м/с
48- СКР1	1220	2384	1185	85	1,5D _н	0,2...5
40- СКР1	1020	2030	787			
32- СКР1	820	1725	395			
28- СКР1	720	1505	323			
20- СКР1	530	1267	135			
16- СКР1	426	967	64		1,5D _н *(2D _н)	
14- СКР1	377	914	56		1,5D _н *(2,5D _н)	
12- СКР1	325	856	46		1,5D _н *(3D _н)	

Чистящие и щеточные диски располагаются в особенной комбинации для наиболее эффективного очищения внутренних стенок нефтепровода, а также очистки коррозионных углублений в стенках трубопровода. Работа щеточного очистного скребка СКР1-1 показана на рисунке 6.

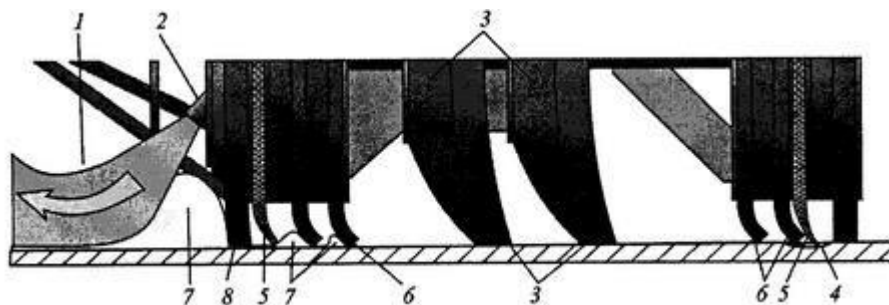


Рисунок 6 – Работа щеточного очистного скребка СКР1-1: 1 – струя продукта перекачки; 2 – сопло для размыва отложений; 3 – манжеты; 4 – раковина в стенке трубы; 5 – диск щеточный; 6 – диск чистящий; 7 – отложения; 8 – диск ведущий.

Перед запуском внутритрубного дефектоскопа, на последнем этапе очистки трубопровода возможно использование называется скребка типа СКР1-1, конструктивные особенности которого заключается в том, что устанавливается щеточный диск на передней и задней части скребка. Также на данном этапе имеет место запуск двухсекционного скребка СКР2. Изображения СКР1-1 и СКР2 представлены ниже.

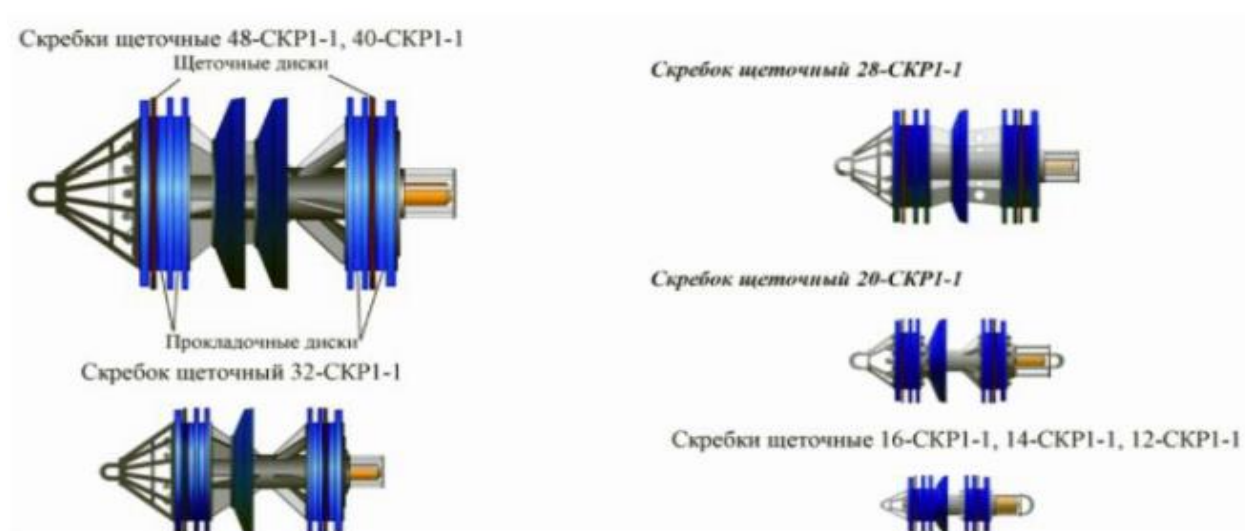


Рисунок 7 - щеточные скребки СКР1-1

Скребок типа СКР2 представляет из себя головную и хвостовую секцию, соединенную карданным шарниром. Секции скребка состоят из двух блоков полиуретановых дисков и полого блока, находящегося в передней и задней части секции, цель данного блока заключается в очистке внутренней полости трубопровода. Система дисков представляет из себя набор чистящих, ведущих, прокладочных и щеточных дисков. В передней и задней секции скребка устанавливаются щеточные диски. [5] Щеточные диски представляют из себя прокладочный диска. На головной и хвостовой секции передние блоки дисков

содержат чистящие диски. Задние и передние блоки дисков на головной и хвостовой содержат ведущие диски с байпасными отверстиями. Головная секция скребка состоит из рычагов с металлическими щетками, с шарнирным способом закрепления. В головную часть секции устанавливается прокладка с пазами и бампер. Важно отметить такой компонент, передатчик для скребка, в задней части хвостовой секции, который защищает бампер от возможных механических повреждений.

Данный тип скребка перемещается вдоль трубопровода с помощью перекачиваемого продукта. Полиуретановые чистящие диски выполняют функцию очистки внутренней стенки трубопровода.

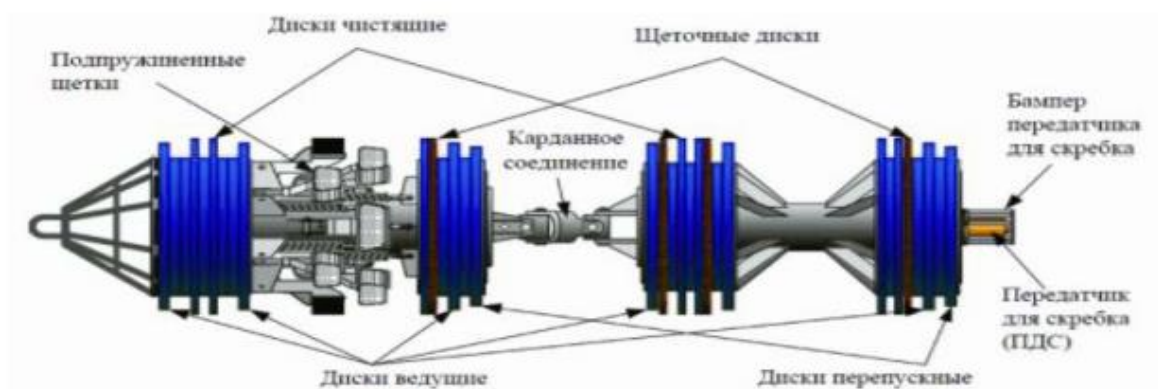


Рисунок 8 - Двухсекционный скребок типа СКР2

Таблица 2- Технические характеристики скребка СКР2

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %D _н	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90%	Диапазон рабочих скоростей пропуски, м/с
СКР2 48-01	1220	5110	2470	85	3D _н	0,5...5
СКР2 40-01	1020	4571	1736			
СКР2 32-00	820	3675	1000			

СКР2 28-00	720	3369	500			
СКР2 20-00	530	2424	300			

Рассмотрим скребок типа СКР3, функция которого заключается в очистки нефтепровода от парафинсодержащих отложений, посторонних предметов, а также от продуктов коррозии.

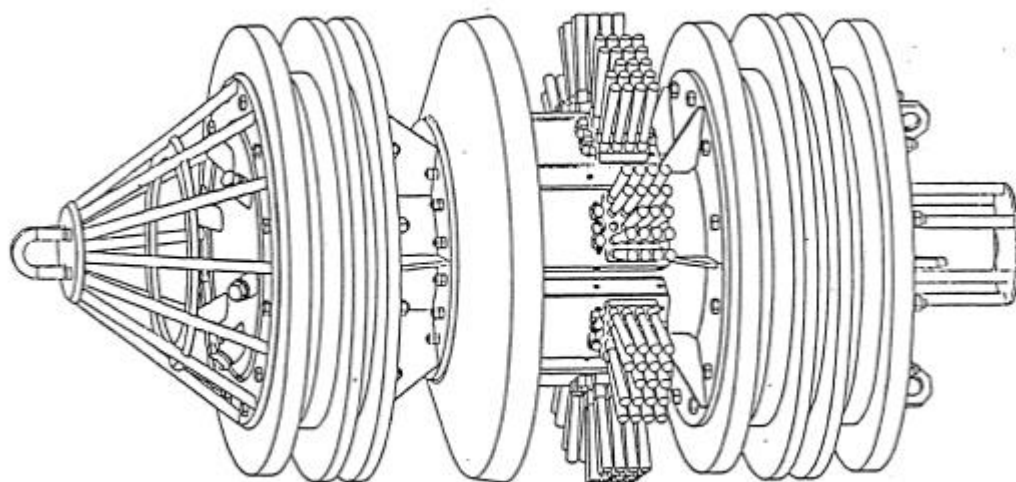


Рисунок 9 – Магнитный скребок типа СКР3

Скребок типа СКР 3 является односекционным магнитным скребком, в котором благодаря блоку магнитном происходит процесс намагничивания пластин.

Движение скребка вдоль трубопровода движением потока перекачиваемого продукта. Полиуретановые диски и манжеты в данном типе скребка не только центрируют устройства, также способствуют преодолению скребком задвижек и тройников. [6] Процесс очищения металлических предметов заключается в первоначальной очистке щеточными пластинами и последующей сборке на блоках магнитов. А очистка парафинсодержащих отложений происходит посредством полиуретановых дисков.

Таблица 3 - Технические характеристики скребков СКР3

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %Dн	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90%	Диапазон рабочих скоростей пропуска, м/с
СКР 3 48-01	1220	2579	1640	85	3Dн	0,2 ... 5
СКР 3 40-01	1020	2270	1170			
СКР 3 32-01	820	1891	629			
СКР 3 28-01	720	1794	503			
СКР 3 20-01	530	1284	175			

Скребок типа СКР 3 состоит из корпуса, переднего бампера, блоков дисков, также блоков магнитов. Корпус скребка состоит из труб, ребер жесткости и фланцев, в передней и задней части корпуса расположены блоки полиуретановых дисков. Данные блоки полиуретановых дисков состоят из чистящих, ведущих, прокладочных дисков. Головной блок дисков прижимается бампером передним, хвостовой блок дисков - фланцем или бампером задним. В середине корпуса скребка расположен блок магнитов, который крепится болтами вместе с металлическими пластинами щеточными.

ПДС обычно устанавливается в задней части скребка. Способ крепления ПДС- болты и шайбы. Функция заднего бампера заключается в

защите ПДС от механических повреждений. Также одна из функций ПДС-контроль прохождения контрольных пунктов в трубопроводе.

На смену старым скребкам СКР1, СКР1-1 и СКР2 пришёл новый скребок СКР-4 с большим уровнем износостойкости, а также с дополнительной возможностью очистки внутренней полости трубопровода от ферромагнитных предметов и твердых отложений.



Рисунок 10 - Очистной скребок СКР4

Основная функция скребка типа СКР4 направлена на очистку внутренней поверхности трубопровода от асфальтенопарафинистых отложений, продуктов коррозии, мусора и металлических предметов. Движения скребка вдоль трубопровода обусловлено потоком перекачиваемого продукта. [7]

Скребок типа СКР4 является односекционным скребком с повышенным уровнем эффективности очистки четвертого конструктивного ряда с подпружиненными рычагами. Центрирование данного скребка при движении в трубопроводе обеспечено наличием манжет. Очистка же внутренней полости трубопровода осуществляется полиуретановыми манжетами, расположенными на подпружиненных рычагах, а также с помощью стальных щеток. С помощью байпасных отверстий, расположенных на переднем бампере, происходит переток нефти, а также промывка скребка при движении по трубопроводу. Площадь байпасных отверстий составляет 5% от всей площади поперечного сечения. В

условиях низкой скорости перекачки, байпасные отверстия скребка должны быть закрыты заглушками.

Таблица 4- Технические характеристики скребков СКР4.

Наименование параметра	Значение
Рабочая среда эксплуатации	Нефть, вода, природный газ, нефтепродукты, 2-х фазная среда (нефть с включением газа)
Температура среды эксплуатации °С	От минус 15 до плюс 50
Скорость движения скребков в трубопроводе, м/с	От 0,2 до 5
Наименьший радиус поворота строительной оси трубопровода на 90°, проходимый скребками	1,5D _y
Наименьший внутренний диаметр трубопровода, проходимый скребками в местах местных сужений	85%
Максимальное давление рабочей среды эксплуатации, МПа	14

2.7. Технические характеристики поршня-разделителя типа ПРВ1

Назначение поршня-разделителя типа ПРВ1 связано с удалением различных отложений с внутренней стенки трубопровода.

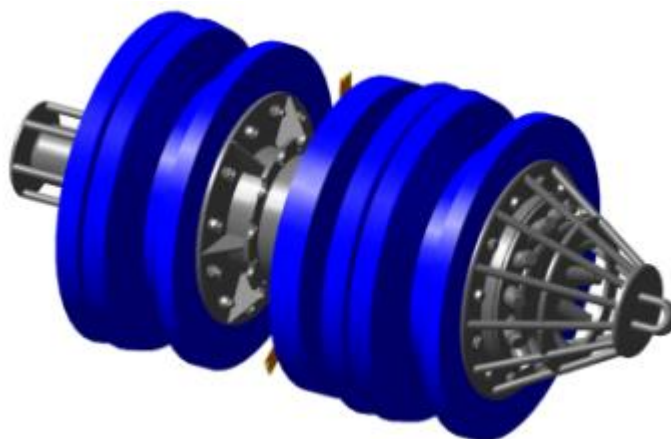


Рисунок 11- Поршень разделитель ПРВ1

Поршень разделитель ПРВ1 перемещается вдоль трубопровода благодаря потоку перекачиваемого продукта

Таблица 5- Технические характеристики поршней разделителей типа ПРВ

Тип	Диаметр трубопровода	Длина, мм	Вес, кг	Мин. Проходной диаметр трубопровода, %D _н	Мин. Радиус отвода трубопровода на 90%	Максимальное давление среды эксплуатации, МПа
48- ПРВ1	1220	2373	1011	85	1,5D _н	14
42- ПРВ1	1067	2244	686			
40- ПРВ1	1020	2244	639			
32- ПРВ1	820	1699	379			
28- ПРВ1	720	1471	302			
20- ПРВ1	530	1188	144			
16- ПРВ1	426	1002	67			
14- ПРВ1	377	935	58			
12- ПРВ1	325	634	34			8
10- ПРВ1	273	608	23			
219- ПРВ1	219	447	15			

Внутритрубная очистки смолистых и парафинсодержащих отложения обеспечивается благодаря наличию полиуретановых чистящих дисков. Центрирование при движении поршня в трубопроводе осуществляется с помощью манжет. [8]

Для промывки ПРВ1 при движении по трубопроводу и удалении шлама и парафина, на переднем бампере размещены байпасные отверстия, через которые происходит переток нефти.

Контроль прохождения контрольных пунктов трубопровода осуществляется благодаря датчикам на поршне-разделителе.

2.8. Технические характеристики скребка-калибра типа СКК

Скребок-калибр типа СКК направлен на оценку минимальной величины проходного сечения трубопровода, определяемой перед запуском внутритрубных инспекционных приборов или очистных скребков. Технология определения минимального проходного сечения трубопровода обусловлена деформацией лепестков измерительных дисков скребка при прохождении преград или сужений. По данной деформации лепестков происходит определение минимального проходного сечения трубопровода.

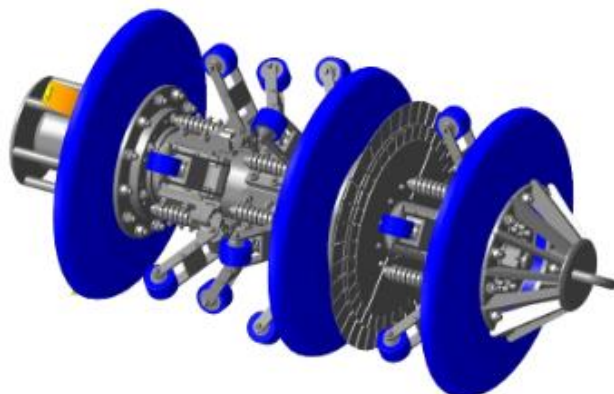


Рисунок 12- Скребок калибр типа СКК

Таблица 6 - Технические характеристики скребка калибра типа СКК

Технические характеристики	
Диаметры приборов	6"-48"
Продукт в трубопроводе	Нефть, вода, природный газ, нефтепродукты, 2-х фазная среда (нефть с включением газа)
Температура рабочей среды эксплуатации, °C	От минус 15 до плюс 50
Максимальное давление рабочей среды эксплуатации, МПа	14
Рабочий диапазон скорости, м/с	От 0,2 до 5
Минимальный радиус отвод	1,5D _y

2.9. Эксплуатация камер пуска и примера средств очистки и диагностики.

Устройства камер приёма и пуска очистных и диагностических устройств предназначены для периодического запуска в трубопровод и приёма из трубопровода очистных поршней, магнитных дефектоскопов, скребков-разделителей и других устройств.

Камера пуска и приёма очистных и диагностических устройств представляет из себя тупиковый участок трубопровода с концевым затвором, внутренний диаметр которого больше внутреннего диаметра трубопровода.

Лоток для посадки внутритрубного устройства размещается внутри камеры. Грузоподъемность данных лотков может достигать 9 тонн, благодаря материальному исполнению роликов и их осей из термообработанной стали. С целью понижения контактных напряжений, направляющие роликов выполняются из квадрата, а сами ролики из нержавеющей стали с целью искробезопасности.

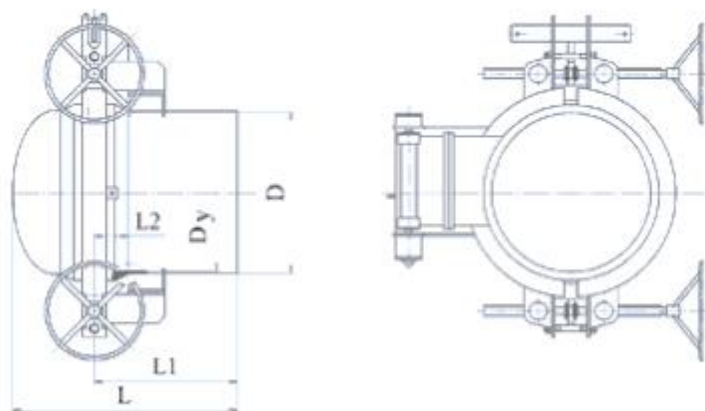


Рисунок 13- Схема затвора КПП СОД

Камеры пуска и приема очистных и диагностических устройств весьма удобны в эксплуатации. С целью выдвижения лотка из камеры и обратно используется устройство извлечения (для камер приема) и устройство запасовки (для камер запуска). Длина лотка обеспечивает применение любых современных внутритрубных устройств. [9] Перемещается лоток благодаря тяговому устройству (лебедки) с ручным приводом. Также в комплект устройства запасовки входит толкатель для запасовки первой манжеты внутритрубного устройства в магистральный патрубок. Дальнейшее перемещение осуществляется за счет разницы давлений до и после внутритрубного устройства. Камеры также оснащены телескопическими толкателями, обеспечивающие удобство запасовки внутритрубного оборудования. За счет бока, расположенного на конце толкателя, усилие запасовки в два раза больше, чем создает тяговое устройства (лебедка).



Рисунок 14 - КПП СОД

2.10. Подбор очистного оборудования для нефтегазопроводов

В процессе внутритрубной очистки нефтегазопроводов применяются разные виды очистных устройств. Подбор того или иного типа обусловлен видом загрязнений, находящихся внутри трубопровода. К числу очистных устройств относятся:

- скребки;
- поршни-разделители;
- очистные поршни.

Скребки применяются в период окончания строительно-монтажных работ на трубопроводе для дальнейшей очистки от строительного мусора. Следующим этапом являются гидравлические испытания с целью вытеснения жидкости, реализация данного этапа происходит благодаря поршням-разделителям.

Заключительный этап включает в себя очистку внутренней полости трубопровода с помощью очистных поршней. Очистка внутренней полости осуществляется благодаря наличию специальных манжет.

Наименее эффективным устройством для очистки внутренней полости трубопровода является скребок из пеноматериалов (пенопласт, поропласт, пенорезина). Следующим является манжетный скребок. В первом и во втором случае устройство очищает большую часть твердых элементов, но, стоит отметить, что скребок при движении вдоль трубопровода только разносит элементы по всей длине трубопровода и вталкивает их в коррозионные язвы (в стенках трубопровода). Поэтому, наиболее эффективным устройством для внутритрубой очистки является скребок Vi-Di. Данный скребок обладает кистевыми щетками, которые конструктивно представляют собой проволочные щетки. Плоские проволочные щетки обычно слишком большие и жесткие, чтобы обеспечить наиболее эффективную очистку язв.

Современные внутритрубные очистные устройства не обладают возможностью эффективно проходить изгибы во внутренней полости трубопровода и места, оснащенные приборами или датчиками. Также они не обладают возможностью длительной поддержки герметичности на определенных участках с большой протяженностью. Решением вышеописанных проблем является технология гелеобразных поршней,

Основные достоинства гелеобразных поршней:

- способность к самовосстановлению формы;
- мобильность при передвижении сквозь сужения трубопровода;
- высокая степень очистки.

Гель обладает высокой адгезионной способностью к загрязняющим материалам. Данные материалы захватываются и переносятся в центральную часть гелевого поршня. (рисунок 15)

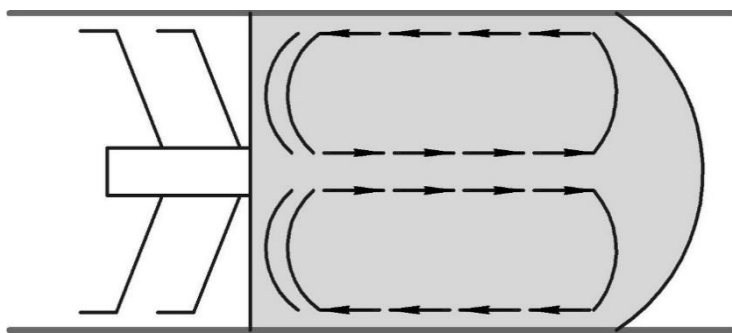


Рисунок 15 - Механизм переноса загрязняющего материала в очистном поршне из геля

Технология очистки внутренней стенки связана с растворением или выносом мусора по мере движения поршня. Современный способ очистки с помощью гелевых поршней подобен механическому скребку, который движет внутритрубные загрязнения вдоль днища трубопровода. [10]

Гели обладают упругими свойствами, сохраняют форму, а весьма эластичны. При эксплуатации газопроводов гели используются для следующих целей:

- очистка внутренней полости трубопровода;
- удаление конденсата;
- прокачка ингибиторов коррозии;
- удаления механических скребков, застрявших в трубопроводах.

Можно предположить, что выбор скребков для очистки трубопровода в 90 % случаев сводится к применению скребков с использованием щеток. Наличие на скребке кистевых щеток может способствовать сокращению издержек на уретан на 50 %, поскольку значительно упадет необходимость в их использовании. Данная комбинация может оказаться наиболее эффективной. Также имеет место применение гелеобразных проталкивающих поршней, которые по составу совместимы с проталкивающим газом. В структуру геля данного дополнительного поршня можно ввести ингибитор коррозии. Комбинация механических поршней, гелевых поршней и проталкивающего газа,

может осушить и очистить внутреннюю полость трубопровода от воды. А значит, значительно сократить финансовые и временные затраты.

2.11. Диагностирование линейной части трубопроводов

Суть технической диагностики заключается в получении и дальнейшей обработке информации о состоянии той или иной технической системы с целью обнаружения неисправностей, либо в нахождении элемента, чьё неправильное функционирование повлекло (может повлечь) к появлению неисправностей.

Техническая диагностика трубопроводов с технологической точки зрения включает в себя:

- 1) Поиск дефектов трубопровода.
- 2) Контроль технологических параметров транспортировки нефти.
- 3) Оценку работоспособности трубопроводов, прогнозируемый сроков службы трубопровода и остаточный ресурс.
- 4) Анализ изменений проектного положения, деформаций и напряженного состояния трубопровода.
- 5) Оценку уровня коррозионного состояния трубопровода и степень защищенности трубопроводов от коррозии.

2.12. Методы и технические средства внутритрубной диагностики трубопроводов

При дефектоскопии трубопроводов используют различные физические методы и приборные средства неразрушающего контроля. Ранее основными видом контроля трубопроводов был контроль кольцевых сварных швов в период строительства трубопровода, либо его ремонта. Также среди основных видов контроля выделяют контроль герметичности и прочности трубопровода, выполняемые в период гидравлических испытаний повышенным давлением.

Однако случаи разрушения трубопроводов в результате различных дефектов в период нормативного срока эксплуатации показали многие недостатки данного контроля. [11]

Для того, чтобы провести приборный контроль подземного трубопровода, необходим был доступ к его наружной поверхности, что приводило к необходимости шурфовки, экскавации трубопровода, определяло ограниченность объемов и, следовательно, низкий уровень информативности данного метода контроля. В настоящее время, когда основными методами контроля трубопроводов стала внутритрубная дефектоскопия, осуществляемая путем сканирования их внутренней поверхности, контроль со стороны наружной поверхности стали применять только для дополнительной проверки уточнения параметров дефектов перед проведением ремонта трубопровода по результатам внутритрубной дефектоскопии. Такой контроль получил название дополнительного дефектоскопического контроля.

Благодаря внутритрубным приборам-дефектоскопам появилась возможность проведения сплошного контроля трубопровода в период всего эксплуатации. [12] Важно отметить, что расширился спектр контролируемых параметров. Помимо дефектов в кольцевых сварных швах внутритрубная дефектоскопия обладает возможностью контроля наличия дефектов в заводских сварных швах; дефектов стенки трубопровода коррозионного и механического происхождения; дефектов геометрии- вмятины, гофры.

Более эффективный контроль нефтегазопроводов на наличие дефектов проводится с помощью внутритрубных устройств, которые сочетают в себе различные виды неразрушающего контроля. Также данные внутритрубные устройства диагностируют размеры и местоположение дефектов с высоким уровнем точности.

Ввиду данных параметров, экскавация в процессе ремонта необходима только для тех дефектов, которые представляют реальную опасность для нормальной работы трубопровода.

С целью получения наиболее полной информации о дефектах, необходима реализация 4-уровневой системы диагностирования с целью определения:

- продольных трещин в теле трубы, продольных трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах;
- дефектов потери материала, отрицательно влияющих на толщину стенки трубопровода (царапин, коррозионных язв, взрывов металла и т.п.), а также включений и расслоений;
- дефектов геометрии трубы: гофры, вмятины, овальности поперечного сечения, ведущие к снижению проходного сечения;
- поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах, а также поперечных трещин в теле трубы.

На **первом уровне** диагностики необходимо получить информацию о свойствах и дефектах геометрии трубопровода, влияющих на уменьшение проходного сечения. Для данной цели рекомендуется использование комплекса технических средств в составе скребка-калибра и снаряда-профилемера. [13]

Назначение снарядов-калибров заключается в определении минимального проходного сечения обследуемого участка трубопровода. На различных секциях снаряда располагаются калибровочные диски, содержащие в себе пластины, которые подвергаются деформации при наличии в трубопроводе опасных сужений. После извлечения из камеры приёма снаряда-калибра, согласно величине загиба металлических лепестков калибровочного диска, ведется оценка проходного сечения трубопровода.

После успешного пропуска скребка-калибра, иными словами, подтверждения безопасного проходного сечения трубопровода для дальнейшего запуска ВИП, осуществляется запуск снаряда-профилемера с целью определения дефекта геометрии и особенностей положения трубопровода (радиус кривизны углов поворота трубопровода в плане и

профиле). **Минимальное** проходное сечение трубопровода, необходимое и достаточное для движения профилемера по трубопроводу равно 70 % внутреннего диаметра трубопровода. Отслеживание геометрии трубы связано с непосредственным контактом щупов профилемера и внутренней поверхности трубопровода.

Профилемеры - электронно-механическое устройство, обладающее большим количеством щупов. Отслеживание геометрии трубы связано с непосредственным контактом щупов профилемера и внутренней поверхности трубопровода. [14] Движения всех щупов переходят в электрический сигнал, который в последствии регистрируется в запоминающем устройстве.

В приборе предусмотрено устройство для определения местной вертикали для определения положений геометрической особенности по окружности трубопровода. Данный прибор часто реализуется в виде механического маятника с датчиком угла поворота.

Внутритрубный профилемер состоит из двух стальных герметичных корпусов, соединенных карданным соединением. Манжеты для центрирования и приведения в движение прибора установлены в передней и задней части первого стального корпуса. Коническая манжета, установленная на передней секции, направлена на предупреждение остановки прибора в трубах с тройным разветвлением. В передней части первой секции расположен бампер, который защищает антенну приемопередатчика. На задней части первой секции, на подпружиненных рычагах, расположены одометрические колеса. Данные колеса используются для измерения пройденного расстояния.

Манжеты для центрирования и приведения в движение прибора установлены в передней и задней части первого стального корпуса. Коническая манжета, установленная на передней секции, направлена на предупреждение остановки прибора в трубах с тройным разветвлением.

Для контроля за движением внутритрубного устройства используются приемопередатчики, либо наземные приборы сопровождения, в состав которых входят маркерные передатчики и локаторы. Локаторные приемники

используются для отслеживания снарядов при движении по трубопроводу. Приёмопередатчики внутритрубных устройств воспроизводят низкочастотные электромагнитные сигналы, которые регистрируются антенной локаторного приемника на поверхности.

Маркерные передатчики, чьи сигналы регистрируются приемниками снарядов, используются с целью привязки результатов диагностики к конкретным участкам трубопровода.

На второй секции расположена измерительная система и манжеты. Измерительная система состоит из множества рычагов с колесами («спайдер») для измерения проходного сечения и иных геометрических особенностей трубы. [15] Колеса спайдера плотно прижимаются к внутренней поверхности трубы и при движении профилемера перекатываются через препятствия, встречающиеся на их пути, перемещая конец рычага, на котором они установлены, что вызывает изменение сигнала.

Регистрирующее устройство профилемера записывает данные о:

1. Сигналах однометра (дистанция в метрах от камеры пуска).
2. Информации спайдера (гофры, вмятины).
3. Углах поворота (положение дефекта по периметру трубы).
4. Временные заметки (период обнаружения дефекта).
5. Маркерных передатчиках (для уточнения одометрической информации).

В следствие профилеметрии предприятие, эксплуатирующее тот или иной нефтегазопровод, обязано устранить участки с низким уровнем проходного сечения, а именно, менее 85 % от наружного диаметра трубопровода.

Второй уровень диагностики подразумевает выявление дефектов типа потери металла, являющихся причиной уменьшения толщины стенки трубопровода, расслоений, включений в стенке трубы с использованием ультразвукового снаряда-дефектоскопа с радиально установленными в плоскости поперечного сечения трубы ультразвуковыми датчиками.

Список обнаруживаемых дефектов с помощью ультразвукового дефектоскопа типа WM:

- расслоения с выходом на поверхность;
- потери металла (сплошные, точечные);
- дефект геометрии;
- смещения поперечного сварного шва труб;
- недопустимые конструктивные элементы, ремонтные конструкции и методы ремонта;
- царапина, риска, задира;
- смещения поперечного сварного шва труб;
- разнотолщинность свариваемых труб;
- дефекты геометрии в комбинации с потерей металла;
- расслоения.

Ультраскан типа WM настроен только продольные дефекты, поперечные дефекты данный тип не определяет.

В ультраскане WM преобразователи располагаются в гибком носителе перпендикулярно к стенке трубы, тем самым обеспечивая определенный отступ между излучающей поверхностью преобразователя и внутренней поверхностью трубопровода. Между датчиком и поверхностью трубы отсутствует непосредственный контакт. Для того, чтобы ввести ультразвуковые волны необходимо обеспечить акустический контакт. Ввод ультразвуковых колебаний осуществляется через слой жидкости- нефти в данном случае является контактной смазкой).

Следующим этапом после излучения датчиком ультразвукового импульса является отражение ультразвукового сигнала от внутренней, а затем от внешней стенки трубы. Датчик регистрирует отраженные. Расстояние от датчика до внутренней поверхности стенки трубы является следствием времени прихода первого отраженного сигнала.

Время прихода второго отраженного сигнала при известной скорости распространения звука в металле (5850) преобразуется в толщину стенки трубы.

Если в трубе наблюдается наружная коррозия, то время прохождения сигнала в стенке трубы уменьшается, в результате чего появляется количественная мера потери металла. В случае внутренней коррозии увеличивается время прохождения сигнала в нефти. Ультразвуковой дефектоскоп уверенно обнаруживает расслоения.

Необходимым условием пропуска ультразвука по трубопроводу является минимальное проходное сечение трубопровода, которое должно равняться 85% внутреннего диаметра трубопровода.

Для трубопроводов диаметром 1220/1020 мм дефектоскоп выполнен двухсекционным, диаметром 820 мм и менее он состоит из трех-пяти секций. В передней части ведущей секции располагается бампер антенны приемопередатчика для защиты от повреждений. Каждая секция и носитель датчиков оснащены полиуретановыми манжетами для центрирования и обеспечения движения прибора по трубопроводу потоком перекачиваемого продукта. На корпусе расположены также конические манжеты с целью предупреждения застревания прибора в тройниках, не оборудованных предохранительными решетками. В задней части секции электроники на подпружиненных рычагах установлены два одометрических колеса.

Конструкция прибора предусматривает проток перекачиваемого продукта через каналы полозов для того, чтобы избежать парафиносмолистые отложения на датчиках.

Для дефектоскопов, настроенных на диаметр трубы 1220 мм, количество датчиков- 448. Диагностика вдоль оси трубы происходит, при скорости движения прибора 1 м/с, через каждые 3,3 мм. Тем самым, толщинометрия всей внутренней поверхности трубы проходит за один прогон прибора. Информация от каждого датчика обрабатывается бортовыми компьютерами, сжимается и записывается в накопителях информации одновременно с

информацией одометрических колес, местной вертикали, времени и поступающими сигналами маркеров (60 Гбайт на 200 км). После окончания прогона по участку трубопровода и извлечения дефектоскопа из камеры приема информация считывается из накопителей и поступает на обработку.

Третий уровень диагностирования подразумевает выявление поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах с помощью использования магнитного дефектоскопа (MFL).

Суть магнитного вида контроля заключается в регистрации магнитных полей рассеяния, которые возникают над дефектами.

Намагничивание участка трубы происходит благодаря системе постоянных магнитов при движении снаряда вдоль трубопровода. При наличии особенностей стенки трубы при намагничивании, происходит искажение линий магнитного потока, которое регистрируется системой электромагнитных датчиков для последующей обработки.

Магнитный контроль осуществляется в приложенном или остаточном магнитном поле. Магнитное поле должно быть перпендикулярно направлению дефекта. Принципиальная схема работы магнитного дефектоскопа позволяет определять все поперечные дефекты трубопроводов, пропуская продольные трещины.

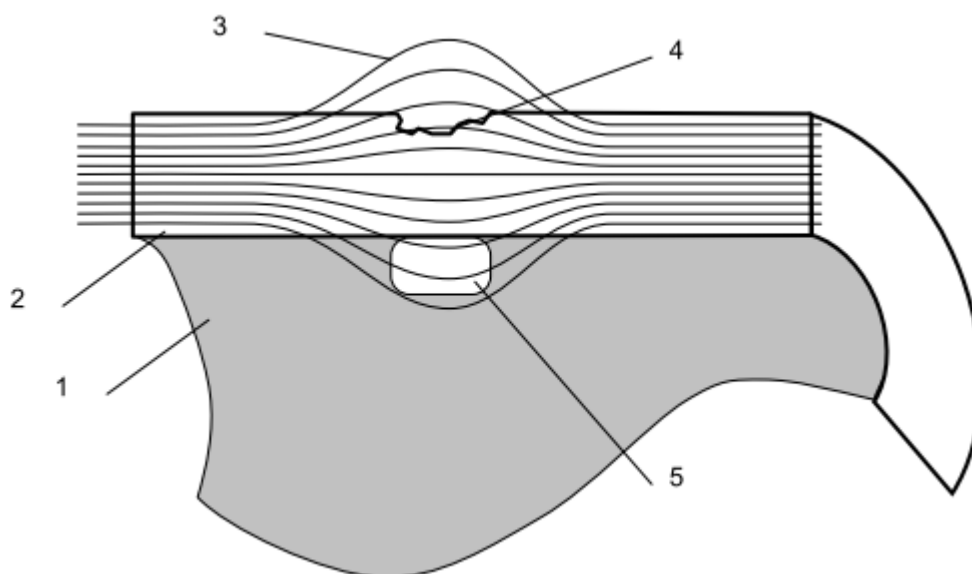


Рисунок 16 - Схема регистрации рассеяния магнитного потока на дефекте стенке трубы: 1-внутренняя стенка трубы; 2- стенка трубы; 3- линии магнитного потока; 4- дефект; 5- датчик

В магнитных приборах для внутритрубной дефектоскопии индикация магнитных полей рассеяния происходит благодаря специальным приборам с высоким уровнем магниточувствительности. Данные приборы установлены на упругих носителях, которые сканируют внутреннюю поверхность трубопровода. Показания датчиков преобразуются в электрические сигналы, регистрируемые запоминающей системой прибора.

Основными датчиками являются датчики I типа. Они расположены в мощном магнитном поле, их цель сводится к обнаружению особенностей трубопровода и последующему определению размеров дефектов типа «потеря металла» и «аномалия поперечного сварного шва». Данными датчиками являются электромагнитные катушки. В трубах с постоянной (номинальной) толщиной стенки рассеяние магнитного потока за пределы поверхности трубы не происходит, следовательно и датчики не регистрируют сигнал. Постоянный магнитный поток, обусловленный магнитами дефектоскопа, в зоне дефекта, искажается, датчик реагирует на магнитный поток рассеяния, что ведет к появлению в цепи датчика электрического тока, величина которого зависит от размеров и формы дефекта.

Датчики II типа располагаются в локальном, более слабом, магнитном поле, которое проникает только в поверхностный слой металла, и служит для определения расположения дефекта – на внутренней или на внешней поверхности. Принцип работы датчиков II типа подобен принципу работы датчиков I типа. В нижней части блока датчиков располагаются постоянные магниты небольшого размера. Данные магниты позволяют обнаружить только дефекты внутренней полости трубы.

Датчики III типа представляют собой датчики для измерения абсолютной величины магнитного поля внутренней поверхности трубопровода. Данные датчики являются полупроводниковой микросхемой, основанной на эффекте Холла. Согласно показаниям датчиков III типа, производится расчет номинальной толщины стенки трубопровода.

Наличие современных магнитных приборов с высоким уровнем разрешения позволяет определять не только дефекты потери материала, ведущие к снижению толщины стенки трубы, но и дефекты в сварных швах. Помимо этого, возможно определение внутренней или наружной поверхности металла с дефектом, а также обнаружение продольных дефектов.

Благодаря мощным постоянным магнитам возможно продольное намагничивание до состояния полного насыщения стенки трубопровода. Данные магниты установлены на корпусе передней секции устройства. Замыкание магнитного потока на стенке трубы производится с помощью гибких магнитопроводов, конструктивно исполненных в виде стальных щеток.

Датчики 1 и 3 типа создают первое кольцо датчиков. Данное кольцо располагается между полюсами магнитов. При этом, основная часть первого кольца датчиков состоит из высокочувствительных датчиков 1 типа, которых в 20 раз больше, чем датчиков 3 типа.

Кольцо датчиков типа 2 располагается на второй (приборной) секции магнитного дефектоскопа. Данные датчики 2 типа аналогичны датчикам 1 типа, однако важные отличия заключаются в меньшей чувствительности и регистрации только дефектов типа потеря металла, имеющих во внутренней

полости трубопровода. Согласно сигналам датчиков 1 и 2 типа можно определить внутреннюю или внешнюю поверхность нахождения дефекта. Для беспрепятственного движения прибора вдоль трубопровода, датчики устанавливаются на определенных упругих носителях, которые могут перемещаться вдоль корпуса устройства, тем самым приспособляясь к геометрии трубопровода.

Среди функций щеток магнитного контура можно выделить следующие: удержание передней секции устройства в центре труб, поддержка колес, расположенных вдоль устройства и прижимаемых к внутренней полости трубопровода.

Система обработки и записи данных и также комплект батарей располагается во второй секции дефектоскопа. На внешней части корпуса расположены: температурные датчики, второе кольцо датчиков, элементы электроники, датчики давления. Задняя часть второй секции дефектоскопа содержит три одометрических колеса.

В состав магнитного дефектоскопа входит бортовая система записи данных со встроенным счетчиком реального времени. Перед запуском магнитного дефектоскопа бортовое время синхронизируется с компьютерной системой и с маглоггерами- приборы маркерной системы. Данные приборы расставляются в определенных маркерных точках для регистрации магнитного поля дефектоскопа и последующей регистрацией времени прохождения дефектоскопа.

Опрос датчиков I и II типа проводится каждые 3,3 мм, датчики III типа опрашиваются каждые 100 мм дистанции. Важно отметить, что опрос датчиков не зависит от скорости движения прибора по трубопроводу от 0,35 до 4 м/с.

Четвертый уровень диагностирования направлен на обнаружение продольных трещин в стенке трубопровода и обнаружение трещиноподобных дефектов в сварных швах. Данный уровень диагностирования проводится с помощью ультразвукового прибора-дефектоскопа типа CD с наклонно

расположенными в плоскости поперечного сечения трубы ультразвуковыми датчиками.

Внутритрубный ультразвуковой дефектоскоп типа CD может обнаружить следующие дефекты:

- дефекты поверхности (неоднородности поверхности);
- расслоения с выходом на поверхность;
- царапины, риски, задиры;
- дефекты сварных швов, смещение поперечных и продольных швов;
- дефект геометрии без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам;
- трещины по телу трубы или в сварных швах;
- дефект геометрии, примыкающие к сварному шву или расположенные на сварном шве.

Принцип работы внутритрубного ультразвукового дефектоскопа типа CD сводится к введению ультразвукового луча в тело трубы. Важно отметить, что угол наклона датчика выбирается таким, чтобы угол распространения преломленного луча в стенке трубы равнялся 45° к поверхности трубы. В зависимости от типа нефти угол ввода УЗ луча составляет от 15° до 21° от вертикали.

Для контроля дефектов, ориентированных под углом 90° к стенке трубы, и для контроля дефектов в сварных швах применяются наклонные преобразователи. Данные преобразователи устанавливаются в изготовленных из оргстекла специальных призмах. Суть наклонных преобразователей сводится к преломлению луча УЗ волн на границе между призмой и контролируемым объектом. Для контроля дефектов в сварных швах достаточно прямого или однократно отраженного луча.

Конструкция носителя датчиков ультразвукового дефектоскопа выполнена так, что за один пропуск происходит сканирование всего периметра трубы. Носитель с поперечным наклоном датчиков используется с целью

обнаружения продольных трещин, а носитель с продольным наклоном датчиков используется для обнаружения поперечных трещин. Часть датчиков ультразвукового дефектоскопа расположена под углом 90° к стенке трубы для обнаружения поперечных швов и арматуры для точной привязки дефектов и для измерения толщины стенки трубопровода.

Регистрация продольных трещин трубопровода обусловлена большим количеством датчиков, расположенным под углом к осевой плоскости трубы. Важно отметить, что половина датчиков сканирует в одном направлении, другая половина сканирует в другом направлении. Число датчиков связано с тем, что каждый следующий датчик располагается в половине своего диаметра. Сканирование трубопровода при использовании ультразвукового дефектоскопа типа CD осуществляется в обе стороны, что обеспечивает избыточное сканирование участков трубопровода, что, в свою очередь, ведет к более качественной дефектоскопии.

Например, число датчиков прибора для трубы диаметром 720 мм равно 480. Располагаются данные датчики на 16 полозах, при этом половина датчиков сканируют по часовой стрелке, вторая половина - против часовой стрелки. На каждом полوزه расположены 2 датчика для определения реальной толщины стенки трубопровода.

3. Расчетная часть

Необходимо определить толщину стенки линейной части магистрального газопровода "САЦ 1 - САЦ 2 на участке КС "Александров Гай" - КС "Приволжская".

Диаметр трубопровода- $D_n = 1220$ мм;

Внутреннее давление - $p = 5,4$ МПа;

Температура стенки трубы при эксплуатации – $t_s = 20$ °С;

Температура фиксации расчетной схемы трубопровода – $t_{\phi} = -28$ °С;

Марка стали – 17Г1С-У.

1. Расчет толщины трубопровода произведен по методике 8.22 СНиП 2.05.06-85*.

Определяем расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 :

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}; \quad (3.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}; \quad (3.2)$$

где $R_1^H = \sigma_{вр}$ – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

$R_2^H = \sigma_{пр}$ – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по табл. 4.3 и 4.4;

m – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по табл. 3.2;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 3.5.

Таблица 3.1- Определение категории трубопровода

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
1	2	3
Для транспортирования природного газа:		
а) диаметром менее 1200 мм	IV	III
б) диаметром 1200 мм и более	III	III
в) в северной строительно-климатической зоне	III	III
Для транспортирования нефти и нефтепродуктов:		
а) диаметром менее 700 мм	IV	III
б) диаметром 700 мм и более	III	III
в) в северной строительно-климатической зоне	III	III

Основываясь на таблице 3.1. тип трубопровода- III

Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательного давления приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2- Категории магистральных трубопроводов

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность m	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % от общего количества	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
1	2	3	4
V	0,60	Принимается по СНиП III-42-80	
I	0,75		
II	0,75		
III	0,90		
IV	0,90		

Согласно таблице 3.2, принимаем значение коэффициента $m = 0,90$.

Значения остальных коэффициентов k_1 , k_2 и k_n принимаем по табл. 3.3;3.4 и 3.5 соответственно.

Таблица 3.3- Коэффициент надежности трубопровода

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по
1	2
1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине	1,34
2. Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или кованой	1,40
3. Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100%-ный контроль сварных	1,47
4. Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой	1,55

Таблица 3.4- Определение коэффициент надежности

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_2
1	2
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой стали и низколегированной стали с отношением $R_2^H/R_1^H \leq 0,8$	1,15
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2^H/R_1^H > 0,8$	1,20

Таблица 3.5- Определение значения коэффициент надежности по назначению трубопровода

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода k_n			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4 \text{ МПа}$ $p \leq 55 \text{ кгс/см}^2$	$5,4 < p \leq 7,4 \text{ МПа}$ $55 < p \leq 75 \text{ кгс/см}^2$	$7,4 < p \leq 9,8 \text{ МПа}$ $75 < p \leq 100 \text{ кгс/см}^2$	
1	2	3	4	5
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

Принимаем $k_1 = 1,40$, $k_2 = 1,15$ и $k_n = 1,05$.

Значения R_1'' и R_2'' следует приравнять к минимальным значениям предела текучести и временного сопротивления, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

Согласно нормативному сопротивлению растяжения (сжатия) металла труб R_1'' (для стали 17Г1С-У) равно 588 МПа, $R_2'' = 461$ МПа; коэффициент условий работы трубопровода $m = 0,9$;

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n} = \frac{588 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1,05} = 360 \text{ (МПа)}.$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , следует определять по формуле, м:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)} \quad (3.3)$$

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода по формуле (4.3):

$$\delta = \frac{npD_h}{2(R_1 + np)} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 1220}{2(360 + 1,1 \cdot 5,4)} = 9,9 \text{ мм}$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 10 \text{ мм}$.

Внутренний диаметр трубопровода

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta, \quad (3.4)$$

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\sigma = 1220 - 2 \cdot 10 = 1200 \text{ мм}$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{npD_{\text{н}}}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (3.5)$$

p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, м;

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1}, \quad (3.6)$$

где $\sigma_{\text{пр.Н}}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{\text{пр.Н}}$ рассчитываются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}}, \quad (3.7)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1} = 1,212 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$;

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206\ 000\ \text{МПа}$ ($2100\ 000\ \text{кгс/см}^2$);

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

n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

Согласно исходным данным, температура фиксации расчетной схемы $t_m = -28^\circ\text{C}$, а температура эксплуатации трубопровода $t_3 = +20^\circ\text{C}$. Таким образом, принимаем, что. $\Delta t_1 = t_3 - t_m = 20 - (-28) = 48^\circ\text{C}$

Рассчитаем продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,212 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 48 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 1200}{2 \cdot 10} = -15,24\ \text{МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-15,24|}{360} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-15,24|}{360} = 0,978$$

Тогда толщина стенки

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 1220}{2(360 \cdot 0,978 + 1,1 \cdot 5,4)} = 10,07\ \text{мм}$$

Принимаем толщину стенки 11 мм.

Толщину стенки труб, определенную по формулам (3.3) и (3.5), следует принимать не менее $\frac{1}{140} D_n$, и не менее 4 мм — для труб условным диаметром свыше 200 мм.

$$\delta \geq \frac{D_n}{140}; \quad (3.8)$$

$$11 \geq 8,714$$

Следовательно, оба условия выполняются.

При этом, толщина стенки трубы должна удовлетворять условию, чтобы величина давления p_u , была не менее величины рабочего (нормативного)

давления.

Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением p_u (МПа), в течение не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

При величине испытательного давления, на заводе-изготовителе менее требуемой должна быть гарантирована возможность доведения гидравлического испытания при строительстве до давления, вызывающего напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

Величина p_u на заводе для всех типов труб должна определяться по величине нормативного предела текучести по формуле:

$$p_u = \frac{2\delta_{\min} R}{D_{\text{вн}}}, \quad (3.9)$$

где $\delta_{\min}$ – минимальная толщина стенки, мм;

R – расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95 % R_2^H , МПа;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, мм.

Минимальную толщину стенки труб с наружным диаметром 1220 мм принимаем равной 10 мм.

$$p_u = \frac{2 \cdot 0,01 \cdot 0,95 \cdot 461}{1,2} = 7,3 \text{ МПа}$$

Таким образом, $p_u = 7,3 \text{ МПа} > p = 5,430 \text{ МПа}$ – условие выполняется.

3.1. Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Проверка прочности подземных трубопроводов ведется согласно п. 8.23 СНиП 2.05.06-85*.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (3.10)$$

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

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{np.N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (3.11)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (3.12)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,10$;

δ_n – номинальная толщина стенки трубы, м.

Продольные осевые напряжения определяются по формуле (3.7):

$$\sigma_{np.N} = -15,24 \text{ МПа}$$

Так как продольные осевые напряжения сжимающие ($\sigma_{np.N} < 0$), то коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определим, используя формулу (3.3).

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 119,8}{2 \cdot 1,1} = 323,46 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{323,46}{360}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{323,46}{360} = 0,179$$

Получили $|-15,24| < 0,179 \cdot 360 = 64,4$

Таким образом, условие прочности выполняется.

3.2. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода

Расчет газопровода на пластические деформации ведется по методике отраженной в п. 8.26 СНиП 2.05.06-85*.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по двум условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_n^2, \quad (3.13)$$

$$\sigma_{kc}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_n^2, \quad (3.14)$$

где σ_{np}^H – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$) – определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{kc}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_n^2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{kc}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_n^2}, \quad (3.15)$$

где σ_{kc}^H – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{kc}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (3.16)$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_n}{2 \rho}, \quad (3.17)$$

где ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

Определим кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{5,4 \cdot 1198,86}{2 \cdot 10,07} = 321,7 \text{ МПа}$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np(+)}^H = 0,3 \cdot 321,7 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 48 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,220}{2 \cdot 1200} = 81,1 \text{ МПа}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий (при замыкании трубопровода в холодное время):

$$\begin{aligned} \sigma_{np(-)}^H &= 0,3 \cdot 321,7 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 48 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1,220}{2 \cdot 1200} \\ &= -132,41 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Принимаем в дальнейшем расчете большее по модулю значение $\sigma_{np(-)}^H = -132,41 \text{ МПа}$

Так как принятое значение $\sigma < 0$, то рассчитаем значение коэффициента ψ_3 по формуле (3.15).

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{321,7}{0,9 \cdot 1,05 \cdot 461} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{321,7}{0,9 \cdot 1,05 \cdot 461} = 0,4$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

$$\begin{aligned} \psi_3 \frac{m}{0,9 k_H} R_H^2 &= 0,4 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 461 = 175,6 \text{ МПа} \\ |-132,41| &< 175,6 \text{ МПа} \end{aligned}$$

$$\frac{m}{0,9k_H} R_H^2 = \frac{0,9}{0,9 * 1,05} \cdot 461 = 439,04 \text{ МПа};$$

$$321,7 < 439,04$$

Условия проверки на недопустимые пластические деформации выполняются.

3.3. КПП СОД. Расчет толщины обечаек

Расчет КПП СОД производится с целью определения прочности элементов КПП СПОД от действия внутреннего давления нефти.

Расчетная схема КПП СОД приведена на рисунке 17.

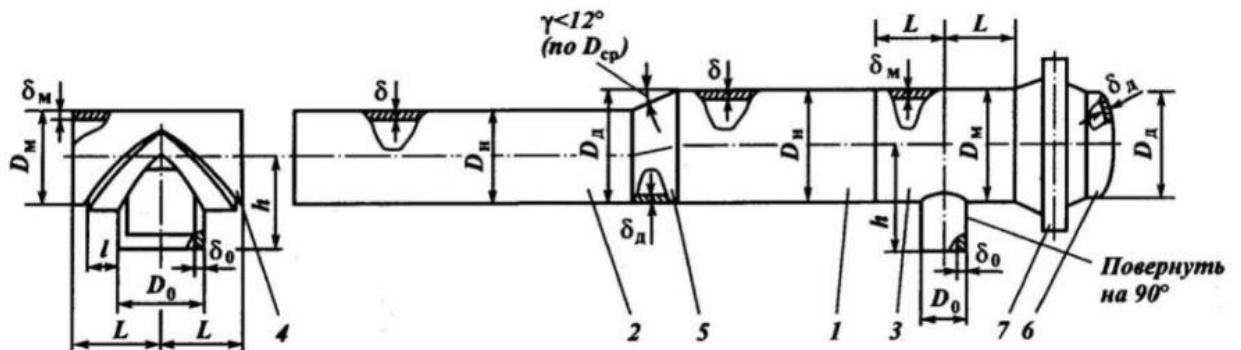


Рисунок 17- Схема КПП СОД: 1,2- обечайка корпусная; 3- тройник корпусной; 4- тройник равнопроходный; 5- переходник эксцентрический; 6- днище крышки затвора; 7- затвор.

Корпус камеры состоит из двух обечаек, диаметр которых:

Наружный диаметр $D_{i1} = 1300$ мм;

Наружный диаметр $D_{i2} = 1220$ мм.

1. Определяем расчетную толщину обечайки №1 по формуле:

$$\delta_1 = \frac{nPD_{i1}}{2(R_1 + nP)}; \quad (3.18)$$

$$\delta_1 = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6 \cdot 1300}{2(360 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6)} = 10,55 \text{ мм}$$

Примем толщину стенки- 11мм.

2. Определяем расчетную толщину обечайки №2 по формуле:

$$\delta_2 = \frac{nPD_{i2}}{2(R_1 + nP)}; \quad (3.19)$$

$$\delta_2 = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6 \cdot 1220}{2(360 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6)} = 9,9 \text{ мм}$$

Примем толщину стенки- 10 мм.

3. Проверка по величине нормативного давления, определенного условием:

$$P_e = \frac{2\delta R}{Di - 2\delta} \geq 0$$

Где R- расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% от R_2''

Проведем проверку для позиции 1:

$$P_e = \frac{2 \cdot 11 \cdot 0,95 \cdot 461}{1300 - 2 \cdot 11} \geq P;$$

$P_e \geq P$ – условие выполняется.

$$7,54 \text{ МПа} > 5,4 \text{ МПа}$$

Проведем проверку для позиции 2:

$$P_e = \frac{2 \cdot 10 \cdot 0,95 \cdot 461}{1220 - 2 \cdot 10} \geq P;$$

$P_e \geq P$ – условие выполняется.

$$7,3 \text{ МПа} > 5,4 \text{ МПа}$$

3.4. Расчет технологических патрубков КПП СОД

Расчет толщины патрубков подвода- отвода нефти ведется по формуле:

$$\delta_{i1} = \frac{nPD_{п1}}{2(R_1 + nP)}; \quad (3.20)$$

где:

R_1 - расчетное сопротивление растяжению металла патрубка и сварных соединений, МПа;

P - расчетное давление, МПа;

$D_{п1}$ - наружный диаметр патрубка, мм;

n - коэффициент надежности по внутреннему давлению;

Коэффициент надежности по внутреннему давлению принимаем $n=1,1$.

Рассчитаем толщину стенок для патрубка подвода-отводи нефти по формуле:

$$\delta_{i1} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6 \cdot 850}{2(360 + 1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6)} = 6,9 \text{ мм};$$

Принимаем толщину стенки 7 мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, определяемая условием:

$$P_e = \frac{2\delta R}{D_{п1} - 2\delta} \geq P;$$

Где R - расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% от R_2''

$$P_e = \frac{2 \cdot 7 \cdot 0,95 \cdot 461}{850 - 2 \cdot 7} \geq P;$$

$$\frac{2 \cdot 7 \cdot 0,95 \cdot 461}{850 - 2 \cdot 7} \geq P;$$

$$7,33 \text{ МПа} \geq 5,4 \text{ МПа- условие выполняется}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки патрубков подвода-отвода нефти δ , сравниваем со значением толщины стенки t . Выбираем исходя из требований РД. $\delta=10$ мм, $t=10$ мм.

3.5. Расчет толщины стенок тройника

Тройники приведены на рисунке 17, позиции 3,4.

Расчет толщины стенок тройника ведется по формуле:

$$\delta_{\text{тр}} = \frac{nPD_{\text{м}}}{2(R_{1(\text{м})} + nP)}; \quad (3.21)$$

где:

$R_{1(\text{м})}$ - расчетное сопротивление растяжению материала магистрали, МПа;

P - расчетное давление, МПа;

$D_{\text{м}}$ - диаметр магистрали, мм;

n - коэффициент надежности по внутреннему давлению;

Коэффициент надежности по внутреннему давлению принимаем $n=1,1$.

Рассчитаем толщину корпуса тройника по формуле:

$$\delta_{\text{тр}} = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6 \cdot 1220}{2(360 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6)};$$
$$\delta_{i1} = 9,9 \text{ мм};$$

Примем $\delta_{\text{тр}} = 10 \text{ мм}$

Расчетная толщины ответвлений проводится согласно формуле:

$$\delta_o = \frac{R_{1o}D_o}{R_{1(\text{м})}D_{\text{м}}} \cdot \delta_{\text{тр}};$$

Где: R_{1o} – расчетное сопротивление материала магистрали, равное R_1 .

D_o - диаметр ответвлений, мм;

$\delta_{\text{тр}}$ - толщина корпуса магистрали, мм.

$R_{1(\text{м})}$ – расчетное сопротивление материала магистрали, равное R_1 .

$\delta_{\text{тр}}$ - толщина корпуса магистрали, мм.

Расчетная толщина ответвлений:

$$\delta_o = \frac{461 \cdot 900}{461 \cdot 1220} \cdot 10;$$

Принимаем толщину ответвлений равной 8 мм.

3.6. Расчет толщины стенок днища

Расчет толщины корпуса днища определяется согласно формуле:

$$\delta_d = \frac{nPD_d}{2(R_{1(d)} + nP)} \cdot n_b; \quad (3.22)$$

Где:

D_d - наружный диаметр днища, мм;

n_b - коэффициент несущей способности, равный 1;

P -расчетное давление, МПа;

$R_{1(d)}$ - расчетное сопротивление растяжению материала магистрали, МПа;

n - коэффициент надежности по внутреннему давлению;

P -расчетное давление, МПа;

Коэффициент надежности по внутреннему давлению принимаем 1,1.

Рассчитаем толщину корпуса тройника по формуле:

$$\delta_d = \frac{1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6 \cdot 1300}{2(360 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 5,4 \cdot 10^6)} = 10,55;$$
$$\delta_{i1} = 10,55 \text{ мм};$$

Принимаем толщину днища, равную 1 мм.

3.7. Расчет фланцевого соединения насадки очистного скребка

Рассчитаем шпильки во фланцевом соединении насадки

Определяем площадь фланца:

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4}; \quad (3.23)$$

Где S- площадь фланца, D- внутренний диаметр, м.

$$S = \frac{3.14 \cdot 0,14^2}{4} = 0,015 \text{ м}^2$$

Определим силу, действующая на площадь фланца:

$$F = P \cdot S \quad (3.23)$$

Где F- сила, действующая на площадь фланца;

P- рабочее давление, Па.

$$F = 5,4 \cdot 10^6 \cdot 0,015 = 0,81 \cdot 10^6 \text{ Н}$$

Рассчитаем силу, действующую на каждую шпильку крепления во фланце:

$$F_{\text{шп}} = \frac{F}{z \cdot k} \quad (3.24)$$

Где $F_{\text{шп}}$ - сила, действующая на каждую шпильку крепления во фланце, Н/м²;

F- сила, действующая на площадь фланца, Н/м²;

z- количество шпилек;

k- коэффициент неравномерности.

$$F_{\text{шп}} = \frac{0,81 \cdot 10^6}{8 \cdot 0,7} = 0,14 \cdot 10^6 \text{ Н};$$

Условие прочности шпильки:

$$\sigma_p = \frac{F_{\text{шп}}}{\left(\frac{\pi d_1^2}{4}\right)} \leq [\sigma_p] \quad (3.24)$$

Где σ_p - расчетное напряжение растяжения в поперечном сечении нарезанной части шпильки;

d_1^2 - внутренний диаметр резьбы шпильки;

$[\sigma_p]$ - допускаемое напряжение на растяжение шпильки

$$d_1 = \sqrt{\frac{4F_{\text{шп}}}{\pi[\sigma_p]}} \quad (3.25)$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,014 \cdot 10^6}{\pi \cdot 125}} 1 = 12 \text{ мм}$$

Принимаем резьбу с наружным диаметром М16.

Величина $[\sigma_p]$ взята для стали 35 по 2 случаю нагрузки, согласно ГОСТ 12815
Размеры болтов и шпилек для фланцевых соединений. [17]

Вывод: в ходе расчетной части ВКР был проведен расчет толщины стенки трубопровода, согласно методике 8.22 СНиП 2.05.06-85*. Также была проведена проверка прочности и устойчивости трубопровода и проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода. Условия данных проверок полностью выполнены. Важным элементом внутритрубной диагностики является КПП СОД, в следствие чего, был проведен расчет толщины обечаек, технологических патрубков, стенок тройника и стенок днища.

ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Обоснование потребности в материально-технических и трудовых ресурсах, календарный план работ

В данном разделе планируется сформировать состав бригады и комплект необходимого оборудования для проведения очистки трубопровода. Также будет рассмотрена матрица SWOT, аналитический расчет периодичности очистки, необходимые затраты на материалы и топливо, затраты на оплату труда, отчисления на страховые взносы, амортизационные отчисления, технико-экономические показатели очистки участка магистрального трубопровода.

Каждое предприятие в целях предупреждения аварий обязано проводить диагностику трубопроводов. Качественная диагностика трубопровода подразумевает под собой качественную очистку внутренней полости трубопровода для повышения уровня диагностики. Проведение внутритрубной диагностики и очистки трубопроводов связано с внутритрубными устройствами, которые движутся вместе с потоком перекачиваемой жидкости. Проведение данных работ требует определенного уровня подготовки специалистов, потребность в рабочих и оборудовании сведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Состав бригад и количество необходимого оборудования

№ п/п	Состав бригады, оборудование	Количество
Для выполнения сварочных работ		
	Состав бригады	
1.	Трубопроводчик линейный 3 разряд	2 чел.
2.	Водитель	1 чел.
3.	Электрик	1 чел.
4.	Инженерно-технический работник	1 чел.
Комплект очистных устройств:		
1.	Ведущий диск	1 шт.
2.	Чистящий диск	3 шт.

3.	Манжета	2 шт.
----	---------	-------

Таблица 4.2 – График проведения очистки трубопровода

Наименование операции	Всего часов	Часы																	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Подготовительные работы	3																		
Очистка трубопровода	10																		
Демонтаж оборудования	5																		
Итого	18																		

4.2. Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта С1. Экологичность технологии С2. Высокая скорость очистки и диагностики трубопровода С3. Автоматизированность процесса С4. Техническая поддержка С5. Многоразовое использование внутритрубного устройства	Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл1. Необходимость ремонта устройства после каждого использования. Сл2. Возможные перебои в системе обнаружения устройства Сл3. Полная остановка устройства в трубопроводе
Возможности	Ориентация на высокие стандарты качества	Оценить условия эксплуатации объекта,

В1. Появление дополнительного спроса на новый продукт В2. Повышение стоимости конкурентных разработок В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях.	очистки и диагностики трубопровода. Заинтересованность Федеральных органов государственной власти в предупреждении аварий на магистральных трубопроводах.	провести анализ альтернативных материалов для устройств с целью повышения прочности.
Угрозы У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства. У2. Развитая конкуренция технологий производства. У3. Ограничения на экспорт технологии. У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции У5. Риски техногенных аварий. У6. Изменение государственной политики в отношении добычи углеводородов У7. Долгий срок доставки устройства	Заинтересованность государства в развитии отечественных внутритрубных очистных и диагностических устройств. Субсидирование предприятий поставляющих внутритрубные устройства для очистки и диагностики трубопровода. Введение дополнительных барьеров для входа иностранных производителей внутритрубных устройств на российский рынок.	Разработка более дешевого и с повышенными прочностными характеристиками устройства очистки и диагностики трубопровода по индивидуальному заказу предприятия.

4.3. Определение оптимальной периодичности очистки

Периодическая очистка увеличивает затраты на обслуживание МН и сокращает затраты электроэнергии на транспорт нефти. При плановой производительности нефтепровода, оптимальной периодичности пропуска очистных устройств будет соответствовать минимум суммы затрат на очистку труб и на транспорт нефти S_0 :

$$S_0 = A_E C_E + n C_0 \quad (4.1)$$

где A_E – годовые затраты электроэнергии на транспорт нефти, кВт час; C_E – стоимость электроэнергии, руб./ (кВт час); C_0 – стоимость одной очистки, руб.; n – количество очисток в году.

Годовой расход электроэнергии во многом зависит от оптимальности регулирования работы МН. Максимальный эффект от очистки возможен при регулировании отключением насосов, переключением насосов с различными диаметрами рабочих колес и при работе с переменной производительностью.

Так как все процессы засорения участка идут медленно, возможно интерпретировать изменение E линейной зависимостью

$$E = E_0 - at \quad (4.2)$$

где a – коэффициент, характеризующий скорость изменения E , 1/час.

Величину a можно определить, зная два значения E :

$$A = (E_0 - E)/t, \quad (4.3)$$

где E – известное значение эффективности по прошествии t часов после пропуска очистного устройства.

Определим a по фактическим межочистным периодам.

Для периода март – май 2017 г., Линейная часть магистрального газопровода "САЦ 1 - САЦ 2 на участке КС "Александров Гай" - КС "Приволжская"

$$a = \frac{0.96042 - 0.907682}{2160} = 2,44158 * 10^{-5} \text{ 1/час}$$

Для остальных периодов на всём участке:

Таблица 4.2.1 – Значения коэффициента a

Показатель	Линейная часть магистрального газопровода "САЦ 1 - САЦ 2 на участке КС "Александров Гай" - КС "Приволжская"			
	март-май	июнь-август	сентябрь-ноябрь	декабрь-февраль
a	$2,4416 \cdot 10^{-5}$	$1,9669 \cdot 10^{-5}$	$1,9356 \cdot 10^{-5}$	$3,2493 \cdot 10^{-5}$

Средние значения:

Линейная часть магистрального газопровода "САЦ 1 - САЦ 2 на участке КС "Александров Гай" - КС "Приволжская", 2017 г.: $a_{cp} = 2,3983 \cdot 10^{-5}$ [1/час]

Рассчитаем сумму затрат на очистку труб и на транспорт нефти для нескольких вариантов (1,2,3,4 и 5 очисток в год):

Среднегодовые производительности (количество рабочих дней в году берётся согласно РД 39-30-295-79 для УМН):

Производительность линейной части магистрального газопровода "САЦ 1 - САЦ 2 на участке КС "Александров Гай" - КС "Приволжская", 2017 г.:

$$Q = \frac{G_{\text{год}}}{349 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot p_1} = \frac{28.72 \cdot 10^9}{349 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 847.9} = 1,1233 \text{ м}^3/\text{с}$$

Для линейной части магистрального газопровода "САЦ 1 - САЦ 2 на участке КС "Александров Гай" - КС "Приволжская", 2017 г., при одной очистке в год:

За E_0 примем максимально достигнутую E за этот год – $E_0 = 0,9604$.

По формуле (5.2):

$$E = 0,9604 - 2,3983 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 0,7503$$

В этом случае A_E определяется зависимостью

$$A_E = \sum_1^I N_i \cdot t_i, \quad (4.4)$$

где N_i – мощность, потребляемая электродвигателем i -го насоса, кВт;

t_i – продолжительность i -го периода работы МН, час; r – количество работающих насосов на МН.

Мощность, потребляемая электродвигателем,

$$N_i = \frac{QH_H \rho g}{\eta_H \eta_E \eta_E} \quad (4.5)$$

где N_i – мощность, потребляемая электродвигателем, Вт; η_{H_H} – к.п.д.

насоса; η_M – механический кпд; η_E – к.п.д. электродвигателя.

В начале периода:

$$N_H = \frac{1,12 * 225 * 847,9 * 9,81}{0,77 * 0,97 * 0,9604} = 2930,71 \text{ кВт}$$

В конце периода:

$$N_K = \frac{1,12 * 225 * 847,9 * 9,81}{0,77 * 0,97 * 0,7498} = 3754,21 \text{ кВт}$$

Средняя за период (для одного агрегата):

$$N_{cp} = \frac{2930,71 + 3754,21}{2} = 3342,46 \text{ кВт}$$

Средняя за период: n

$$N_{cp \text{ осн}} = N_{cp} * n_{\text{осн}} = 3609,86 \text{ кВт}$$

Аналогично для подпорных насосов:

$$N_H = 1270,41 \text{ кВт}$$

$$N_K = 1627,38 \text{ кВт}$$

$$N_{cp \text{ подп}} = 2535,56 \text{ кВт}$$

Общая потребляемая мощность:

$$N = N_{cp \text{ осн}} + N_{cp \text{ подп}} = 3609,86 + 2535,56 = 6145,42 \text{ кВт}$$

Годовые затраты электроэнергии на транспорт нефти:

$$A_E = 6145,42 * 349 * 24 = 1474030 \text{ кВт*час}$$

Расчёт стоимости очистки, связанных с сопровождением очистных устройств.

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы:

1. Затраты на материалы (замену дисков) и топливо;
2. Заработную плату;
3. Отчисления на страховые взносы;
4. Амортизационные отчисления;
5. Прочие расходы.

4.3.1. Затраты на материалы и топливо

Затраты по этой статье сводятся к затратам на замену дисков очистного устройства и на топливо автомашины, транспортирующей очистное устройство и бригаду ЛЭС по пуску и приему ОУ.

Стоимость комплектов очистных устройств, представлена в табл. 4.2.

Таблица 4.3 – Стоимость комплектов очистных устройств

Наименование	Стоимость, руб.	Комплектность
Ведущий диск	11870	1
Чистящий диск	10766	3
Манжета	22458	2

Ведущие диски меняются через каждые 145 км, манжеты через 500 км. Протяженность участка нефтепровода составляет 189 км. Таким образом затраты на замену дисков:

$$S_{\text{диск}} = (189/145) * 1 * 11870 + (189/145) * 3 * 10766 + (189/500) * 2 * 22458 = 74549 \text{ руб.}$$

Для транспортировки используется бортовой грузовик Камаз:

Вид топлива – Д/Т

Расход на 100 км – 39,5 л.

Стоимость 1л топлива – 38 руб.

Пробег а/м для одного пропуска очистного устройства, составляет – 390 км.
Таким образом затраты на топливо составят:

$$S_{\text{топл}} = 390 * 1/100 * 39,5 * 38 = 5853,9 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на топливо и материалы составили:

$$S_1 = S_{\text{диск}} + S_{\text{топл}} = 74549 + 5853,9 = 80402,9 \text{ руб.}$$

4.3.2. Затраты на оплату труда

По данной статье отражаются затраты на оплату труда, включая премии компенсирующие выплаты.

Величину Z_n определяем как:

$$Z_n = Ч * Z_{\text{ср.год}},$$

где $Z_{\text{ср.год}}$ - среднегодовая заработная плата одного работника, обслуживающего рассматриваемый участок нефтепровода, руб.

$Ч$ – суммарная численность занятых на данном участке работников, чел;

$Z_{\text{ср. год}}$ 12 * $Z_{\text{ср. мес.}}$,

$Z_{\text{ср.мес}}$ – среднемесячная заработная плата одного работника, руб.

Бригада сопровождения в среднем состоит из пяти человек – 2 линейных трубопроводчика, 1 водитель, 1 электрик, 1 ИТР. Среднемесячная заработная плата водителя составляет 24720 руб., линейного трубопроводчика – 30130 руб., электрика 30656, мастера ЛЭС 45465 руб.

Оплата труда за одну очистку: водитель – 824 руб., линейный трубопроводчик – 1004 руб., электрик – 1021 руб., мастер ЛЭС – 1515 руб.

Суммарная заработная плата бригады сопровождения за одну очистку составит:

$$S_2 = Z_{\text{п}} = 824 + 2 \cdot 1004 + 1021 + 1515 = 5368 \text{ руб.}$$

4.3.3. Отчисления на страховые взносы

В статью «отчисления на социальные нужды» (ОСН) включаются отчисления в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд медицинского страхования. Данные отчисления будут равными 30% от оплаты труда:

$$S_3 = 30\% \cdot Z_{\text{п}} = 0,3 \cdot 5368 = 1610,4 \text{ руб.}$$

4.3.4. Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления рассчитываем на амортизацию автомобиля из расчета на 8 лет, ежегодные амортизационные отчисления будут равны 12%. Стоимость автомобиля КАМАЗ составляет 1700 тыс. рублей. Тогда ежегодные отчисления на амортизацию:

$$S_4 = 0,12 \cdot 1700 = 204 \text{ тыс. руб.}$$

Накладные расходы составляют 10% от общих затрат и равны:

$$S_5 = 0,1 \cdot (S_1 + S_2 + S_3 + S_4);$$

$$S_5 = 0,1(80402,9 + 5368 + 1610,4 + 204000) = 29138,13 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные затраты сведены в таблицу 4.2 Суммарные затраты равны сумме перечисленных затрат, т.е.:

$$S = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5$$

Таблица 4.4. – Эксплуатационные расходы на очистку трубопровода на линейной части магистрального газопровода "САЦ 1 - САЦ 2 на участке КС "Александров Гай" - КС "Приволжская"

Элемент затрат	Руб.	%
Затраты на материалы и топливо	80402,9	25,4
Заработная плата	5368	2,7
Страховые взносы	1610,4	1
Амортизационные расходы	204000	62,6
Прочие расходы	29138,13	8,3
Итого	320519,43	100

По формуле (4.1), при $C_E = 0,8006$ руб/кВтчас (одноставочный тариф) и $C_0 = 2458911,67$ руб., сумма затрат на очистку трубопровода и на транспорт нефти составит:

$$S_0 = 51474030 * 0,8006 + 320519,43 = 4121224,61 \text{ руб.}$$

Аналогично рассчитываем все варианты очисток, сводим результаты в табл. 5.3.1. По полученным данным строим график для определения оптимальной периодичности очистки, из которого определяем минимум приведённым затрат на очистку трубопровода и на транспорт нефти, которым и будет соответствовать искомый оптимальный межочистной период.

4.4. Технико-экономические показатели

Технико-экономические показатели очистки участка магистрального нефтепровода представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5. – Техничко-экономические показатели работы участка

№п/п	Наименование показателей	Количество очисток				
		1	2	3	4	5
1	$N, кВт$	6145,42	5720,27	5600,92	5544,7	5512,003
2	$A_E, кВт \cdot час$	51474030	47913007	46913275	46442411	46168534
3	$A_E \times C_E, тыс.руб.$	41210,11	38359,15	37558,77	37181,79	36962,53
4	$C_0, тыс.руб.$	2458,91	2543,71	2628,51	2713,31	2989,57
5	$S_0, тыс.руб.$	4121224,61	40902,86	40187,13	39895,10	39952,10

N – Мощность потребляемая станцией, кВт;

A_E - годовые затраты электроэнергии на транспорт нефти, кВт час;

C_E – стоимость электроэнергии, руб./ (кВт час);

C_0 – стоимость одной очистки, руб.;

S_0 – сумма затрат на очистку труб и на транспорт нефти, тыс. руб.

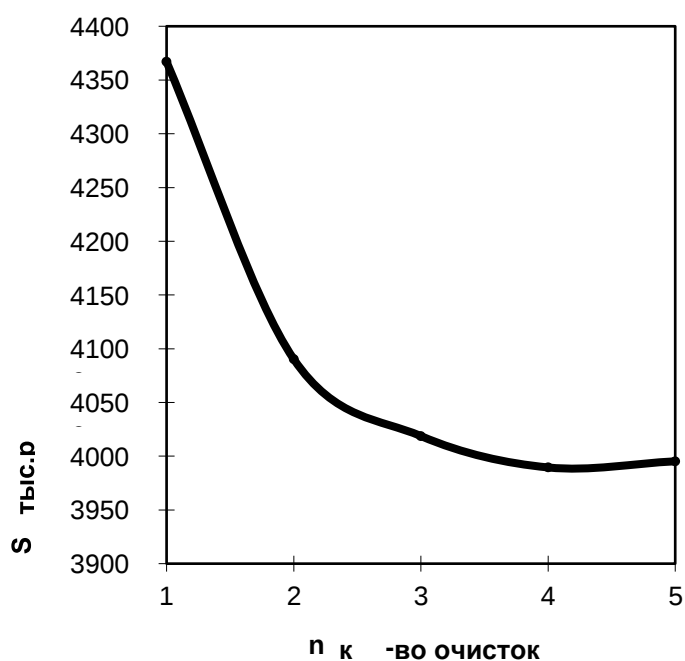


Рисунок 17 – График к определению оптимальной периодичности очистки

Вывод: На основе расчетов можно сделать вывод, что оптимальная периодичность очистки составляет 4 очистки в год т.к. сумма затрат на очистку трубопровода и на транспорт нефти минимальная именно при 4 очистках. Такое количество очисток соответствует фактически проводимой МНЦС в 2017г.

ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

К началу 1992 г. общая длина трубопроводной системы СНГ превышала 220 тыс. км (включая примерно 8 тыс. км конденсатопроводов). Около 175 тыс. км, или 80% протяженности системы проходит по территории РФ.

Большинство построенных трубопроводов имеют диаметр от 500 до 1400 мм; некоторые трубопроводы диаметром менее 500 мм включены в рассмотрение ввиду их региональной важности. Многие трубопроводы, особенно идущие с Западно-Сибирских месторождений, проходят в так называемых «коридорах», состоящих из ряда (до 6) «ниток», поэтому одна компрессорная станция нередко обслуживает несколько параллельных «ниток». К концу 2004 г. общая протяженность трубопроводов РФ составила 264 тыс. км, увеличившись, таким образом, за период 1999–2004 гг. на 27 тыс. км.

Реальные нефтегазопроводы всегда являются сложными трубопроводами, т.е. отдельные участки его отличаются друг от друга диаметрами, углом изгиба оси трубопровода или количеством параллельных ниток. Эксплуатация трубопроводов осложняется так же различными климатическими и географическими условиями. В данной работе мы рассматриваем очистку нефтепровода без привязки к географическому району или объекту.

В процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода постепенно засоряется водой, парафиновыми отложениями и механическими примесями. В некоторых случаях в повышенных участках могут скапливаться пары нефти. Наличие скоплений приводит к повышению гидравлического сопротивления и как следствие – к снижению экономичности работы нефтепровода. Кроме того, это отразится на точности прогнозных расчетов режима работы нефтепровода. Поэтому в процессе эксплуатации внутренняя полость нефтепровода периодически должна очищаться от различных отложений, для этого существуют специальные очистные устройства или высоковязкие желеи студнеобразные полимеры.

Очистка внутренней полости нефтепровода является регулярной операцией, производящейся круглогодично. Рассмотрим требования производственной и экологической безопасности при запуске очистного скребка на открытой площадке.

5.1. Производственная безопасность

Запуск и прием очистных устройств осуществляется с помощью камер запуска и приема средств очистки и диагностики, которые размещаются на площадках открытого типа. Камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от 40 °С до -60 °С [17].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Запасовку в камеру запуска и извлечение из камеры внутритрубного очистного устройства и дефектоскопа следует производить, как правило, в светлое время суток. В исключительных случаях, для завершения комплекса работ допускается проведение работ по запуску, приёму и извлечению ОУ и дефектоскопа из камеры в тёмное время суток при освещении места работ, обеспечивающем выполнение мер безопасности.

Рабочее освещение должно быть предусмотрено для всех строительных площадок и участков, где работы выполняют в ночное время и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего освещения (равномерного или локализованного) и комбинированного (к общему добавляется местное).

Общее равномерное освещение следует применять, если нормируемое значение освещенности не превышает 10 лк. В остальных случаях и в дополнении к общему равномерному должно предусматриваться общее локализованное освещение или местное освещение.

Для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ следует применять источники света:

- светодиоды и светодиодные модули;
- натриевые лампы высокого давления;
- металлогалогенные лампы высокого давления;
- ртутные лампы высокого давления;
- ксеноновые лампы;
- лампы накаливания общего назначения.

Для общего равномерного освещения площадок следует применять прожекторы и светильники наружного освещения.

Светильники общего локализованного освещения устанавливают на здания, конструкции и мачты общего равномерного освещения. Установка осветительных устройств на сгораемых кровлях (покрытиях) зданий запрещается.

При погрузке, установке, подъеме, разгрузке оборудования, деталей и материалов грузоподъемными кранами на площадке КПП СОД, средняя освещенность должна быть 50 лк. При немеханизированной разгрузке и погрузке конструкций, деталей, материалов-20 лк. При работе внутри КПП СОД-30 лк [19].

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Запасовка и извлечение очистного устройства сопровождается загазованностью рабочей зоны. Это могут быть пары нефти или природный газ.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно допустимая концентрация паров нефти, в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м³, для природного газа ПДК также 300 мг/м³ [20]. Отбор проб должен проводиться каждые 15 минут. За указанный период времени может быть отобрана одна или несколько последовательных проб через равные промежутки времени. Результаты, полученные при однократном отборе или при усреднении последовательно отобранных проб, сравнивают с величинами ПДК.

Для контроля воздушной среды используют следующие приборы: Анализатор-течеискатель АНТ-2М; анализатор-течеискатель АНТ-3; газоанализатор КОЛИОН-1В; газоанализатор УГ-2; газоанализатор РасЕх.

При мероприятиях по очистки полости трубопровода работников необходимо обеспечить средствами индивидуальной защиты: костюмом брезентовым; сапогами кирзовыми; рукавицами брезентовыми;

При работе когда концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать противогазами: изолирующие (ПШ-1, ПШ-2, ПШ-РВ) и фильтрующие (ПФМ-1, ППФ-95М, ПФМ-3П, ППФ-87, ППФ-95).

Продолжительность непрерывной работы в противогазе не более 15 минут, после чего работнику нужно отдыхать на свежем воздухе не менее 15 минут. В загазованной рабочей зоне запрещается курить, зажигать спички и пользоваться открытым огнем [21].

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками шума в рабочей зоне могут быть машины, механизмы и средства транспорта, предназначенные для заправки и извлечения очистного устройства.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА. К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши"). В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [22].

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны

Работы по запуску и приеме очистных устройств проходят как в летнее время, так и в зимнее время. К работе на холоде допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры в соответствии с действующими приказами Минздравсоцразвития России и не имеющие противопоказаний. Работы в охлаждающей среде должны проводиться

при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения. Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения. Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов). Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения общих тепловых потерь с поверхности тела их следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию.

При разработке внутрисменного режима работы на период рабочей смены следует ориентироваться на допустимую степень охлаждения работающих, регламентируемую временем непрерывного пребывания на холоде и временем обогрева.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21 - 25 °С. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35 - 40 °С.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния организма и меньшей скорости охлаждения в последующий период пребывания на холоде в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду, в связи с чем оно должно быть соответствующим образом оборудовано.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин. при температуре воздуха до -10° С и не более 5 мин. при температуре воздуха ниже -10° С.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен "горячим" питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 мин. после приема "горячей" пищи (чая и др.).

При температуре воздуха ниже -30°C не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па. При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей [23].

К работе в нагревающем микроклимате допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры в соответствии с действующими приказами Минздравсоцразвития России и не имеющие противопоказаний. При проведении предварительных и периодических медицинских осмотров у лиц, производственная деятельность которых сопровождается воздействием термической нагрузки, определяется тепловая устойчивость. К работе в условиях потенциальной опасности перегревания (классы 3.3 и 3.4) допускаются лица, получившие оценку тепловой устойчивости «высокая» ($T = 16$ и более), а лица, получившие оценку «средняя» ($T = 11 - 15$) или «низкая» ($T = 10$ и ниже) проходят курс тепловой подготовки.

При работе, сопровождающейся существенной термической нагрузкой на организм человека (повышенная температура воздуха, физическая работа категории Па – III, использование спецодежды из воздухо- и влагонепроницаемых материалов), которая может привести к повышению температуры тела до 38°C и выше, необходимо обеспечение медицинского контроля за работающими в течение рабочей смены.

В помещении, в котором осуществляется нормализация теплового состояния человека после работы в нагревающей среде, температуру воздуха, во избежание охлаждения организма вследствие большого перепада температур (поверхность тела – окружающий воздух) и усиленной теплоотдачи испарением пота, следует поддерживать на уровне $24 - 25^{\circ}\text{C}$.

В целях уменьшения тепловой нагрузки на работающих может использоваться воздушное душирование.

Для профилактики нарушения водного баланса работающих в условиях нагревающего микроклимата следует обеспечивать им полное возмещение жидкости, растворимых в воде витаминов, солей и микроэлементов, выделяемых из организма с потом.

Для оптимального водообеспечения работающих устройства питьевого водоснабжения (установки газированной воды-сатураторы, питьевые фонтанчики,

бачки и т. п.) рекомендуется размещать максимально близко к рабочим местам, обеспечивая к ним свободный доступ.

Общее количество потребляемой работниками жидкости не ограничивается, но объем однократного приема следует регламентировать (один стакан). Наиболее оптимальной является температура жидкости, равная 12 – 15 °С [24].

Повреждения в результате контакта с насекомыми

В районах где имеются кровососущие насекомых и клещи, работников должны обеспечивать антимоскитными и противоэнцефалитными костюмами. Также применяют репеллентные средства. Репелленты - химические вещества, обладающие свойством отпугивать живые организмы. Репеллентные средства относятся к дезинсекционным средствам, предназначенным для отпугивания вредных животных от тела человека.

В качестве действующих веществ в репеллентных средствах используют вещества, зарегистрированные в Российской Федерации для этих целей. В настоящее время используют следующие репелленты: диэтилтолуамид (ДЭТА), ИР3535, диметилфталат (ДМФ) и акреп.

В целях профилактики ставятся прививки от клещевого энцефалита.

Также необходимо проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день [25].

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может привести к травме, в том числе смертельно.

Пожарная и взрывная безопасность

При открытии камеры пуска и приема очистных устройств, на стенке трубы остается частично нефть, также присутствуют пары нефти. Углеводороды, входящие в состав нефтяных паров при взаимодействии с воздухом, образуют взрывоопасную смесь.

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности на площадках камер пуска-приема очистных устройств для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100мг/м³.

Перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которое обязаны знать все работающие.

Первичные средства пожаротушения на территории объекта (вне помещения) следует группировать на специальных пожарных пунктах, предохраняя их от воздействия атмосферных осадков устройством козырьков и смазкой металлических частей минеральным маслом.

К первичным средствам пожаротушения относятся: огнетушитель, пожарный инструмент, кошмы, ящики с песком, бочки с водой, переносные лестницы. Средства тушения горючих жидкостей: Порошковые ручные огнетушители: ОП – 4(г), ОП-5(г), ОП-8(г), (газогенераторного типа); Порошковые ручные огнетушители : ОП – 2(з), ОП-3(з), ОП-4(з), ОП – 8(з) (закачного типа); Воздушно – пенные огнетушители: ОВП – 5, ОВП – 10; Воздушно – эмульсионные огнетушители с фторсодержащим зарядом: ОВЭ - 5(6) - АВ – 03, ОВЭ-2(з), ОВЭ-4(з), ОВЭ-8(з) (тонкодисперсной струей); Аэрозольные генераторы (аэрозольные огнетушители) - СОТ – 1, СОТ – 5м , СОТ – 5М.

Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки, промывочный раствор разрешается только паром или горячей водой. Использование для этих целей паяльных ламп и других способов с применением открытого огня запрещается.

Промасленный либо пропитанный бензином, керосином и иными ГЖ обтирочный материал следует складывать в специальные металлические ящики с плотно закрывающимися крышками. По окончании рабочего дня (или перед сдачей смены) ящики необходимо выносить в безопасное в пожарном отношении место. Содержимое ящиков в случае невозможности дальнейшего его использования по указанию начальника объекта, цеха и по согласованию с пожарной охраной предприятия нужно закапывать в землю или сжигать в определенном для этих целей месте.

Спецодежду работающих необходимо своевременно стирать и ремонтировать. Администрацией предприятия для каждого цеха (производственной операции) должен быть установлен четкий порядок замены промасленной спецодежды чистой (периодичность стирки, обезжиривания, ремонта и т.п.) [26].

Движущиеся машины и механизмы

При заправке и приеме очистных устройств применяются различные виды машин и механизмов, такие как краны, грузоподъемники, лебедки и т.д. Поэтому увеличивается вероятность получения травм при движении различных механизмов.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмы.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

К средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства:

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- предохранительные;
- дистанционного управления;
- тормозные;
- знаки безопасности [27].

5.2. Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Работы по очистке очистных устройств от нефтешлама необходимо производить на специально отведенной территории, для предотвращения попадания нефтесодержащей жидкости на грунт.

С целью минимизации и предупреждения загрязнения окружающей природной среды, должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов [28].

Воздействие на атмосферу

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при заправке и приеме очистных устройств. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод.

Также на атмосферу оказывает влияние пары нефти в полости камеры пуска и приема очистных устройств и нефть, которая остается на стенках трубы, очистных устройствах, лотках для заправки очистных устройств и т.д. Состав нефти обычно определяется количественным содержанием углеводородов, которые делятся на парафины, циклопарафины, ароматические и нафтеноароматические углеводороды, которые негативно влияют на атмосферу.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- использование экологически безопасных источников энергии;
- использование безотходной технологии производства;
- борьба с выхлопными газами автомобилей [29].

Анализ воздействия объекта на гидросферу

При мероприятиях, связанных с заправкой и извлечением очистных устройств применяются различные машины и механизмы. Масла, различные виды топлива, смазочно-охлаждающие жидкости, отработанные техникой, а также нефтешлам который присутствует на очистном устройстве и в камере приема при извлечении

очистного устройства, после очистки трубопровода, должны утилизироваться в специально предназначенные для этого места. Сброс отходов в водные источники запрещается. Для обеспечения безопасности водных источников необходимо проводить следующие мероприятия: все отработанные масла, топливо, смазочно-охлаждающие жидкости и нефтешлам должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин, применяемых необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах [30].

Воздействие на литосферу

В процессе очистки внутренней полости трубы воздействие на литосферу характеризуется загрязнением почвы производственными отходами.

При мероприятиях по очистке образуются следующие виды отходов:

- шлам от зачистки внутренней полости трубопровода очистными устройствами;
- отработанные машинами и механизмами топливо, масла, смазочноохлаждающие жидкости;
- твердые бытовые отходы.

Для снижения негативных экологических последствий, возникающих в процессе по очистке трубопровода, которые влияют на почвенно- растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при очистных работах трубопровода;
- сбор кварцевого песка (отработанного);
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

Приказом, назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам [31].

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация; ЧС: Обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. [32]

ЧС делятся по следующим признакам: природного характера, биолого-социального характера, экологического характера, техногенного характера.

На площадке камер пуска-приема очистных устройств могут возникнуть следующие ЧС, техногенного характера:

- Разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти;
- Трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти.

Меры по предупреждению ЧС: Узлы камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КПП СОД должны иметь обвалование. Узлы камеры пуска приема СОД должны быть оборудованы механическими устройствами, предотвращающими открытие затворов камер при наличии в них давления, датчиками обнаружения утечек и датчиками давления, подключенными к системе телемеханики. Площадки КПП СОД должны быть ограждены и оборудованы охранной сигнализацией. Площадки КПП СОД должны быть освещены. Должны соблюдаться обслуживающим персоналом правила эксплуатации оборудования. Также должно быть своевременное обслуживание техники и оборудования [33].

Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

При разгерметизации затвора КПП СОД:

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка вручную задвижек, штурвалы задвижек снимаются; дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются плакаты «Не включать-работают люди!»;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
- производятся замеры загазованности места производства работ (ПДК–300 мг/м³);
- при положительных результатах замеров загазованности
- производятся газоопасные работы;
- производится вскрытие затвора КПП СОД;
- производится замена уплотнения затвора;
- производится закрытие затвора КПП СОД;
- на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»;
- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность затвора КПП СОД.

При трещине в сварном шве КПП СОД:

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка вручную задвижек, штурвалы с задвижек снимаются;

- дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать - работают люди!»;
- производится дренаж нефти из отключенных участков и КПП СОД в дренажную емкость;
- проведение дегазации КПП СОД и отключенных участков;
- производятся замеры загазованности места производства работ, в камере пуска СОД и отключенных участков (ПДК – 300 мг/м³);
- при положительных результатах замеров загазованности производятся огневые работы по ремонту дефекта; после проведения огневых работ производится дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) сварного шва с составлением акта ДДК;
- при положительных результатах ДДК производится гидроиспытание КПП СОД на давление Рзав.;
- при положительном гидроиспытании КПП СОД составляется акт о проведении гидроиспытания;
- после проведения гидроиспытания вода из КПП СОД и отключенных участков сливается, на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»;
- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергии;
- производится заполнение отключенных участков и КПП СОД нефтью;
- производится проверка на герметичность отремонтированного сварного шва КПП СОД [33].

Разливы нефти на площади от нескольких квадратных метро до сотен и тысяч квадратных метров забрасываются (покрываются) гранулированным нефтесорбентом вручную или с помощью специальных устройств (мониторов). Сбор разлитой нефти с нефтесорбентом (нефтешлама) с загрязненной поверхности производится с помощью ручных приспособлений (при небольших площадях разливов) или с помощью специальной техники нефтемусоросборщиков (при значительных

площадях разливов нефти). Собранный нефтешлам загружается в самосвалы и вывозится на стационарные или временно развернутые пункты утилизации [35].

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нормальная продолжительность рабочего времени работников организаций не может превышать 40 часов в неделю.

Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени (в том числе и при вахтовом методе работ) должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени не превышает нормального числа рабочих часов за учетный период.

В каждом рабочем году работник имеет право на ежегодный основной оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

Работодатель сверх ежегодного оплачиваемого отпуска предоставляет дополнительные оплачиваемые отпуска, предусмотренные законодательством, в том числе:

- занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (на подземных работах, в зонах радиоактивного заражения, на других работах, связанных с неустранимым неблагоприятным воздействием на здоровье человека вредных физических, химических, биологических и иных факторов);
- работникам с ненормированным рабочим днем;
- работающим в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях.

К работе по очистке полости трубопровода допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие: медицинское освидетельствование при приеме или периодический медицинский осмотр в соответствии с приказом Министерства здравоохранения; обучение по специальности в учебнокурсовом комбинате; вводный инструктаж по охране труда; специальное обучение по охране труда и проверку знаний постоянно-

действующей комиссией в установленном на предприятии порядке; инструктаж на рабочем месте [36].

5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Запуск и прием очистного устройства, слив и утилизация (или сжигание) вытесненных из трубопровода загрязнений являются газоопасными работами и выполняются в строгом соответствии с требованиями "Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ" и настоящих Правил (раздел 4, 12).

К газоопасным работам относят работы, связанные с осмотром, обслуживанием, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, коммуникаций, в том числе работы внутри емкостей (аппараты, резервуары, цистерны, а также коллекторы, тоннели, колодцы, прямки и другие аналогичные места). Работы по герметизации полости нефтепродуктопровода, при проведении которых имеются или не исключена возможность поступления на место проведения работ взрыва - и пожароопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, возгорание, вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода (объемная доля ниже 20%).

Газоопасные работы по запуску и приему ОУ, как периодически повторяющиеся и являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса, проводятся без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией таких работ в журнале установленной формы.

Меры безопасности при проведении этих работ должны быть изложены в инструкциях по очистке полости участков магистрального трубопровода, инструкциях по технике безопасности, должностных инструкциях, разработанных согласно требованиям соответствующих разделов нормативных документов, "Единой системой управления охраной труда в газовой промышленности" (ЕСУОТ ГП).

Инструкция по очистке и ингибированию полости участка магистрального трубопровода должна содержать детально разработанную технологию выполнения работ: последовательность и содержание подготовительных операций по заправке и

извлечению очистных устройств, порядок перестановки (открытия и закрытия) запорной арматуры, периодичность передачи данных диспетчеру, требования безопасности и пробную технологическую схему участка трубопровода с указанием и нумерацией запорной арматуры, точек замера давлений, пунктов контроля прохождения ОУ, точек размещения постов и средств связи и т.п.

К выполнению работ по запуску и приему ОУ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.

Газоопасные работы по запуску и приему ОУ должны проводиться в два этапа:

- подготовка к проведению работ;
- непосредственное проведение этих работ.

Работы по подготовке, а также по собственно запуску и приему ОУ должны выполняться под руководством ответственных лиц. Ответственными за подготовку и проведение этих работ назначаются инженерно-технические работники линейно-эксплуатационной службы.

Ответственные за подготовительные работы и работы по запуску и приему ОУ несут ответственность за выполнение в полном объеме мер безопасности, предусмотренных в "Инструкции по очистке полости участка магистрального трубопровода".

Ответственный за проведение работ по запуску и приему ОУ несет, кроме того, ответственность за правильность выполнения технологических операций по очистке полости, за достаточную квалификацию лиц, привлеченных к выполнению работ, за полноту и качество их инструктажа на рабочем месте, за правильное техническое руководство работой и соблюдение работающими мер безопасности. Непосредственные исполнители указанных газоопасных работ несут ответственность за выполнение всех мер безопасности, предусмотренных в соответствующих должностных инструкциях и инструкциях на рабочем месте.

Права и обязанности ответственных лиц за подготовку и проведение газоопасных работ по запуску и приему ОУ, а также непосредственных исполнителей работ должны быть изложены в инструкции по очистке полости участка трубопровода.

Работы по запуску и приему ОУ должны, как правило, производиться в дневное время. Производство работ в ночное время, выходные и праздничные дни допускается лишь в порядке исключения и при условии организации за ними усиленного контроля.

При производстве работ по запуску и приему ОУ должна быть обеспечена телефонная или радиосвязь места работ, а также всех постов и бригад с ответственным за проведение работ и с диспетчером.

До начала газоопасных работ должны быть обеспечены безопасные условия для людей, работающих в опасной зоне на прилегающей территории, на соседних установках и цехах. Если возможности обеспечить безопасность на прилегающих территориях отсутствуют, люди, работающие на этих территориях или установках, на время производства газоопасных работ должны быть удалены в безопасную зону [37].

Заключение: в ходе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные внутритрубные очистные и диагностические устройств, способы и методы их применения. Расчетная часть выпускной квалификационной работы включала в себя: расчет толщины стенки трубопровода, проверка прочности и устойчивости трубопровода, проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода, расчет толщины обечаек КПП СОД, расчет технологических патрубков КПП СОД, расчет толщины стенок тройника КПП СОД, а также расчет толщины стенок днища КПП СОД.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1975. – 150 с.
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005.–528 с.: ил.
3. Лурье М.В. и др. Нефтепроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 89 с.
4. Нечваль А.М.. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
5. Коршак А.А., Блинов И.Г., Веремеенко С.А. Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкнигоиздат, 1991. – 136 с.
6. Машины и оборудование газонефтепроводов : учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Рудаченко, В. А. Шмурыгин. – 2-е изд., стер.. – Санкт-Петербург: Лань, 2016. – 376 с.
7. Подготовка трубопровода к диагностике. Очистка нефтепровода. URL: <http://doidpo.rusoil.net/storage/diagnostics%20equipment/teor/t2-1.html>
8. Очистные поршни для трубопроводов / Информационная брошюра. – Уфа: ЦТД «Диаскан», 2010. – 27 с.
9. Новоселов В.Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1986. – 93 с.
10. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев–Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 170 с.
- Абузова, Ф.Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф.Ф. Абузова, Р.А. Алиев, В.Ф. Новосёлов. – М.: Недра, 1992. – 320 с.
11. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Б.

12. Большая энциклопедия нефти и газа. Промышленная безопасность в системе магистральных нефтепроводов. URL:

<http://www.ngpedia.ru/pg0429343rmD5HIR0008436608/>.

13. ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения.

14. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. 2-е изд., доп. и испр. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 385 с.

15. Земенков Ю.Д., Васильев Г.Г., Дудин С.М. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. – Москва: ИнфраИнженерия, 2006. – 928 с.

16. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

17. ГОСТ 12815 Размеры болтов и шпилек для фланцевых соединений.

18. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения.

19. ГОСТ 12.1.046-2014 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

20. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

21. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

22. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

23. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

24. МР 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года.

25. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

26. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
27. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
28. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
29. СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
30. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
31. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
32. Проценко, М.В. Экологическая безопасность и экологические риски. *Вестник магистратуры*. 2018 (1-3):84-85.
33. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
34. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
35. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации: Постановление Правительства РФ от 15.04.02 № 240.
36. Правила по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов. – М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2016. – 72 с.
37. ГОСТ Р 54907-2012. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения.