

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 15.03.02. «Технологические машины и оборудование»
Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Расчет и подбор камеры системы очистки и диагностики»

УДК 622.692.4.053-776

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E41	Жумаев Улугбек Ашуралиевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К. К.	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ШБИП ТПУ	Трубникова Н. В.	д.и.н., доц.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООТД ШБИП ТПУ	Черемискина М.С			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К	к.ф.-м.н		

Томск – 2019 г.

Запланированные результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
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 FEANI
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
Универсальные компетенции		
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	Требования ФГОС (ОК-9; ПК-7, ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.13), согласованный с

	документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	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
P12	Умение применять стандартные методы расчета деталей и узлов машиностроительных изделий и конструкций, выполнять проектно-конструкторские работы и оформлять проектную и технологическую документацию соответственно стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам, в том числе с использованием средств автоматизированного проектирования.	Требования ФГОС (ПК-21; ПК-22; ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.9), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P13	Готовность составлять техническую документацию, выполнять работы по стандартизации, технической подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов, организовывать метрологическое обеспечение технологических процессов, подготавливать документацию для создания системы менеджмента качества на предприятии.	Требования ФГОС (ПК-11; ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P14	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности, основанные на систематическом изучении научно-	Требования ФГОС (ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов

	технической информации, отечественного и зарубежного опыта, проведении патентных исследований.	EUR-ACE и FEANI
P15	Умение применять современные методы для разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий, умение применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов в нефтегазовом производстве.	Требования ФГОС (ПК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.8; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02. «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-4E41	Жумаев У.А.

Тема работы:

«Расчет и подбор камеры системы очистки и диагностики»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Магистральный газопровод "САЦ 1 - САЦ 2 на участке КС "Александров Гай" – КС "Приволжская" Диаметр трубопровода- Dн = 1220 мм; Внутреннее давление -р = 5,4 МПа; Марка стали – 17Г1С-У, Температура стенки трубы при эксплуатации – tэ= 20 0С,
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • 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

	<ul style="list-style-type: none"> • СОД; • Расчет толщины стенок тройника КПП СОД; • Расчет толщины стенок днища КПП СОД. • Расчет фланцевого соединения насадки очистного скребка
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубникова Н.В
Социальная ответственность	Черемискина М.С.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е41	Жумаев Улугбек Ашуралиевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Уровень образования: Бакалавриат
Период выполнения – весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2019	Сдача обзора литературы	25
12.04.2019	Сдача объектов и методов исследования	25
11.05.2019	Сдача расчетно-конструкторской части	10
18.05.2019	Исправление ошибок	15
01.05.2019	Финансовый менеджмент	15
01.05.2019	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме «Расчет и подбор камеры системы очистки и диагностики». Полностью объем работы составляет 84 страницы, 21 таблиц, содержит картинок 15, формул 17, список использованных источников 35.

Цель - очистка магистрального нефтепровода очистным устройством и в камеру приема-пуска средств очистки и диагностики изучение принципа очистки магистрального нефтепровода; - патентный поиск и сравнение затрат на проведение мероприятий по запуску средств очистки и диагностики, используя старый. В выпускной квалификационной работе предложена камеры приема-пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода, включающая в себя замену существующего камеры на камеры запуска и приема внутритрубных устройств магистральных трубопроводов. В конструкторско-технологической части выпускной квалификационной работы разработана конструкция и произведен расчет камеры приема-пуска средств очистки и диагностики.

Ключевые слова: камера приема-пуска средств очистки и диагностики СОД.

Объектом исследования является: камера приема-пуска средств очистки и диагностики.

Определения, обозначения и сокращения

СОД- Системы очистки и диагностики

НПС- Нефтеперекачивающая станция

РШ- Резиновые шары

КПП-Камеры прием и пуск

ЛЧМН-Линейной части магистрального нефтепровода

ВИП- Внутротручными инспекционными приборами

МН- Магистральных нефтепровод

НП- Нефтепровод

Оглавление

Введение.....	12
1. Литературный обзор.....	14
1.1. Техническое описание камер, особенности и рекомендации.....	14
1.2. Устройство камер приема, пуска, пропуска СОД.....	17
1.3. Способы очистки внутренней полости трубопроводов и технология проведения очистки.....	20
1.4. Очистка и диагностика трубопроводов.....	21
1.5. Внутритрубные снаряды и скребки.....	22
1.6. Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов, внутритрубная диагностика нефтепроводов.....	24
1.7. Средства очистки и диагностики.....	28
2. Подбор камеры СОД.....	30
3. Расчет оболочек и элементов конструкции камеры системы очистки и диагностики.....	32
3.1. Расчет элементов камеры СОД аналитическим методом.....	38
3.2. Расчет оболочек камеры СОД методом конечных элементов программного комплекса ANSYS.....	42
4. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	48
4.1 Потенциальные потребители результатов исследований.....	48
4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	48
4.3 Технологии QuaD.....	49
4.4 SWOT-анализ.....	51
4.5 Структура работ в рамках научного исследования.....	52
4.6 Определение трудоемкости выполнения работ.....	52
4.7 Разработка графика проведения научного исследования.....	54
4.8 Расчет материальных затрат.....	56
4.9 Основная заработная плата исполнителей.....	57

4.10	Дополнительная заработная плата исполнителей.....	60
4.11	Отчисления во внебюджетные фонды.....	61
4.12	Накладные расходы.....	61
4.13	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	62
4.14	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности.....	62
5.	Социальная ответственность.....	68
5.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	68
5.2.	Анализ опасных производственных факторов.....	69
5.3.	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	70
5.4.	Экологическая безопасность.....	77
5.5.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
	Заключение.....	81
	Список литературы.....	82

Введение

Непременным технологическим элементом эксплуатации нефтепроводов являются узлы приема-пуска средств очистки и диагностики (далее – СОД) внутренней полости нефтепровода. На головных нефтеперекачивающих станциях (далее – НПС) устанавливают камеры пуска, на промежуточных – как камеры пуска, так и камеры приема устройств, а также узлы пропуска СОД; на конечных НПС – камеры приема. Поточные устройства (которые сотрудники НПС часто называют просто «снаряд») движутся внутри трубопровода под действием перепада давлений, возникающего на их торцах в потоке транспортируемой жидкости, и осуществляют те технологические операции, для которых они предназначены.

Существуют различные конструкции поточных устройств. Так, например, для слежения за состоянием внутренней поверхности трубопровода используют чрезвычайно сложные (и дорогостоящие) конструкции, несущие на себе множество измерительных приборов и записывающих устройств, показания которых позже дешифрируют и анализируют на предмет обнаружения дефектов внутренней поверхности трубопровода. К более простым СОД, используемым для очистки внутренней полости нефтепровода, относятся различные скребки, жесткие или эластичные поршни (англ. «pig»), а также толстостенные резиновые шары (разделители типа РШ). Нефтепровод и сами поточные устройства оборудуют, как правило, сигнальными приборами, регистрирующими движение устройства внутри трубопровода. Каждое из очистных устройств имеет свои преимущества и недостатки. Так, например, толстостенные резиновые шары типа РШ обладают повышенной проходимостью внутри трубопровода, способны преодолевать сужения трубы, крутые повороты и даже неполнопроходные задвижки, однако из-за своей эластичности они обладают худшими очистными свойствами по сравнению со скребками, особенно в случае застарелых и твердых отложений.

К недостаткам существующих затворов камеры приема-пуска (далее – КПП) СОД можно отнести:

- крышка затвора в открытом состоянии занимает значительную часть внутреннего объема рабочей зоны затвора, что приводит к необходимости увеличения габаритов затвора при эксплуатации штатных поточных снарядов;
- крышка затвора размещена внутри камеры, что усложняет ее извлечение в случае необходимости ее ремонта или замены;
- неудобство обслуживания, ремонта и эксплуатации камеры и затвора.

Актуальность выпускной квалификационной работы состоит в том, что камеры приема-пуска средств очистки и диагностики путем установки нового концевого затвора позволит достичь технического эффекта, заключающегося в устранении указанных выше недостатков, снижении металлоемкости, упрощении технологии изготовления, эксплуатации и ремонта.

Целью выпускной квалификационной работы является очистка магистрального нефтепровода очистным устройством в камеру приема-пуска средств очистки и диагностики.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить принцип очистки магистрального нефтепровода;
- провести необходимые расчеты;
- сравнить затраты на проведение мероприятий по запуску средств очистки и диагностики;

1. Литературный обзор

1.1. Техническое описание камер, особенности и рекомендации

Внутренний диаметр камер больше внутреннего диаметра трубопровода. Внутри всех камер расположен лоток для размещения внутритрубных устройств.

В целях снижения контактных напряжений направляющие роликов выполнены из квадрата, а сами ролики из нержавеющей стали для обеспечения искробезопасности. Камеры удобны в эксплуатации. Для выдвигания лотка из камеры и обратно в комплект поставки входит устройство (для камер запуска) или устройство извлечения (для камер приема). Длина корпуса и лотка позволяет применять любые современные внутритрубные устройства.

Перемещение лотка осуществляется с помощью тягового устройства (лебедки) с ручным приводом. В комплект устройства входит толкатель, предназначенный первой манжеты внутритрубного устройства в магистральный патрубок. Дальнейшее перемещение осуществляется за счет разницы давлений до и после внутритрубного устройства. Камеры комплектуются телескопическими толкателями, что обеспечивает удобство внутритрубного оборудования. За счет блока, расположенного на конце толкателя, усилие в два раза больше, чем создает тяговое устройство (лебедка). Для установки или снятия внутритрубных устройств с лотка в комплект поставки входит загрузочное устройство, представляющее собой консоль, поворачиваемую вручную, на конце которой размещается ручная стационарная таль. В зависимости от типоразмера камеры грузоподъемность загрузочного устройства достигает до 5 тонн с радиусом поворота консоли 2,9...2,5 метра. В настоящий момент разработана документация на полноповоротную кран-укосину грузоподъемностью 10 тонн и вылетом консоли 5 метров. Привод на подъем, перемещение тали и поворот - ручной. Поворот крана осуществляется с помощью спиройдного редуктора. Изготовление опытного образца запланировано на конец 2012 года. Все камеры комплектуются показывающим манометром с резьбой M20x1,5 и электромеханическим сигнализатором

куркового типа с «сухими контактами». Перед началом пропуски снаряда, флажок, для визуальной сигнализации прохождения поршня, должен быть вручную переведен в горизонтальное положение (взведен). В момент прохождения поршень воздействует на механическую систему сигнализатора, в результате чего происходит механическое воздействие на выключатель и одновременно отводится фиксатор сигнализирующего флажка. За счет противовеса флажок занимает вертикальное положение и остается в этом положении, визуальную сигнализируя о прохождении поршня. После прохождения поршня вся механическая система сигнализатора, кроме флажка, возвращается в исходное положение за счет пружины.

В качестве «сухих контактов» применяется взрывозащищенный выключатель ВПВ-1А21ХЛ1 ТУ 16-91 ПИЖЦ.642236.003ТУ Фирмы «Вэлан» (прежнее название «Электроаппарат», г. Зеленокумск). Соединение с трубой магистрального газопровода, а также с трубами подвода, отвода газа и дренажа осуществляется с помощью сварки. Разделка кромок под сварку в соответствии с СТО Газпром 2-2.2-136-2007. При заказе камер необходимо указать марку и геометрические размеры присоединяемой трубы. Незначительные несовпадения по внутреннему диаметру трубы и патрубка камеры (до 10мм) могут быть устранены при производстве камеры за счет изготовления внутренней фаски в патрубке. При более значительных несовпадениях возможно изготовление катушек по отдельному заказу.

Перемещение очистных и диагностических поршней осуществляется за счет разницы давлений до и после поршня, а скорость перемещения зависит от расхода газа. Некоторые проектные организации, для исключения удара поршня в крышку камеры при приеме, а также с целью пропуска всего потока газа через грязеотделитель, глушат патрубок отвода газа и направляют весь поток газа через патрубок дренажа, уменьшая тем самым максимально техническое описание камер, особенности и рекомендации возможное пропускное сечение в 5 раз.

При прохождении поршней с уплотнениями по краям (очистные, калибровочные) через крутоизогнутые отводы возможно «раскрытие манжет» за счет отклонения поперечного сечения манжеты от геометрического сечения изогнутого участка. Чем больше расстояние между манжетами поршня, сильнее износ манжет и круче радиус изгиба, тем более вероятно «раскрытие манжет», т.е. резкое увеличение расхода газа между внутренним диаметром трубы и наружным диаметром манжеты из-за образовавшегося зазора. Из-за малого пропускного сечения камеры (патрубок отвода газа заглушён и весь поток газа направлен через патрубок дренажа) может возникнуть условие, когда объем газа, проходящего в зазор между поршнем и отводом, практически соответствует пропускной способности патрубка дренажа. В этом случае перепад давления до и после поршня резко уменьшается. Снижение перепада давления с увеличением нагрузки на поршень из-за его перемещения вверх по отводу могут привести к остановке поршня. При эксплуатации неоднократно наблюдались остановки поршней перед камерами приема, в которых использовался только патрубок дренажа.

Для улучшения подобной схемы привязки предлагаем соединять отводной патрубок с патрубком дренажа через шаровой кран с редуктором ручного привода. Эрозионный износ уплотнений крана не страшен, так как в этом случае кран выполняет функцию регулируемого дросселя, поэтому его герметичность не требуется. Для обеспечения температурной компенсации обе опоры камеры-подвижные, имеют продольные пазы и снабжены подкладными листами. Подкладные листы прикреплены к подошве опоры болтами, которые должны быть удалены после монтажа камеры. Роль жесткой опоры выполняют трубопроводы. У устройств (извлечения) жесткой является первая опора от камеры, остальные опоры-подвижные. Устройства (извлечения) не комплектуются подкладными листами. При монтаже устройства (извлечения) должны быть выставлены относительно камеры и соответствовать требованиям, указанным в монтажном чертеже. Для безупречной работы устройства (извлечения) необходимо отрегулировать его канатную систему, для

чего: -перемещая лебедку с помощью тросов, обеспечить провисание каната 50...250мм. -вращая рукоятку, сматывать с барабана лебедки верхнюю ветвь тросовой системы, оставив 1,5...2 витка до ближайшей прижимной планки. В этом положении зажимные колодки должны располагаться на верхней ветви у камеры и упираться в блок (при необходимости отрегулировать). Для обеспечения требуемого тягового усилия шпильки колодок должны быть затянуты динамометрическим ключом, значения приведены в таблице. Для устранения сложностей в эксплуатации и обслуживании, присущих двухвинтовым хомутовым затворам, специалистами предприятия разработана и запатентована новая конструкция хомутовых затворов со сферическими гайками которые позволяют производить:

- перемещение полухомутов с разностью размеров между торцами до 200 мм;
- замену винтовых пар без снятия полухомутов с камер;
- поочередную установку и снятие полухомутов
- контроль зазора между корпусом и крышкой в процессе эксплуатации;
- замену подшипников поворотного устройства без снятия кронштейнов и крышки.

Измененная конструкция блок-камеры позволила увеличить грузоподъемность лотка до 9 тонн, снизить контактные напряжения направляющих, исключить поломку стопорного устройства при эксплуатации, обеспечить слив осадков, увеличить длину толкателя.

1.2. Устройство камер приема, пуска, пропуска системы очистки и диагностики

Узлы запуска, пропуска и приема системы очистки и диагностики (далее СОД) должны выполнять следующие функции:

- запуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств;

- прием внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств;

- пропуск внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств. Расстояние между УЗПП СОД обосновывается в проекте с учетом технических характеристик внутритрубных диагностических приборов и физико-химических показателей перекачиваемой нефти (содержание парафина, вязкость, температура застывания и т.д.). Максимальная протяженность участка магистрального нефтепровода между узлами запуска и приема СОД должна быть:

- для нефтепровода условным диаметром до 400 мм включительно - 120 км;

- для нефтепровода условным диаметром от 500 до 1200 мм - 280 км.

Стационарные узлы запуска и приема СОД предусматриваются на магистральном нефтепроводе, на лупингах и отводах протяженностью более 3 км и резервных нитках переходов через водные преграды и болота независимо от их протяженности. На промежуточных НПС, на которых не предусматривается запуск и прием СОД, должны быть установлены узлы пропуска СОД, обвязка которых обеспечивает пропуск СОД как с остановкой, так и без остановки НПС.

В состав узлов запуска и приема СОД входят следующие объекты и сооружения:

- камера запуска средств очистки и диагностики с устройством передней запасовки;

- камера приема средств очистки и диагностики;

- емкость дренажная (подземная горизонтальная) с погружным насосом, с установленным на ней дыхательным клапаном, огнепреградителем и сигнализатором уровня;

- технологические трубопроводы с соединительными деталями и запорной арматурой;

- периметральное охранное освещение, ограждение и инженернотехнические средства охраны;

- система энергоснабжения и молниезащиты;
- система электрохимической защиты от коррозии;
- средства контроля и управления;
- грузоподъемные механизмы для перемещения, СОД; подъездная автомобильная дорога. В зависимости от расположения узлов запуска и приема СОД на магистральном нефтепроводе предусматриваются разные технологические схемы и порядок выполнения технологических операций (параллельное- соосное расположение камер приема-запуска, для станций с резервуарным парком или без него и т.п.).

В комплектацию камер запуска, приема СОД входят:

- грузоподъемные механизмы для перемещения,
- площадки обслуживания (для камер Ду 400 и более);
- датчик контроля герметичности;
- датчик давления класса точности не ниже 0,25;
- манометр класса точности не ниже 1;
- сигнализатор прохода СОД;
- поддон для сбора нефтешлама (в комплекте с камерой приема).

Камеры запуска и приема СОД в зависимости от условий эксплуатации должны приниматься следующих климатических исполнений и категорий размещения по ГОСТ 15150. Конструкция камер запуска и приема СОД должна быть рассчитана для эксплуатации с рабочим давлением не более 8,0 МПа и в районах установки с сейсмичностью не более 9 баллов по шкале MSK-64.

Камеры запуска СОД должны иметь конструктивные параметры и размеры, переведенные на рисунке 1. Камеры запуска и приема с быстродействующим затвором, предназначены для запуска в действующий трубопровод и приема из него внутритрубных снарядов (скребков, разделителей, дефектоскопов и др.) Камеры запуска и приема устанавливаются на трубопроводах различного диаметра, работающих при давлении до 8,0 МПа.

В зависимости от сейсмичности район в котором располагаются камеры пуска и приема, их изготавливают в трех исполнениях: не сейсмостойкого исполнения — СО, сейсмостойкого исполнения — С и повышенной сейсмостойкости — ПС. Температура эксплуатации от минус 60° С до +80° С

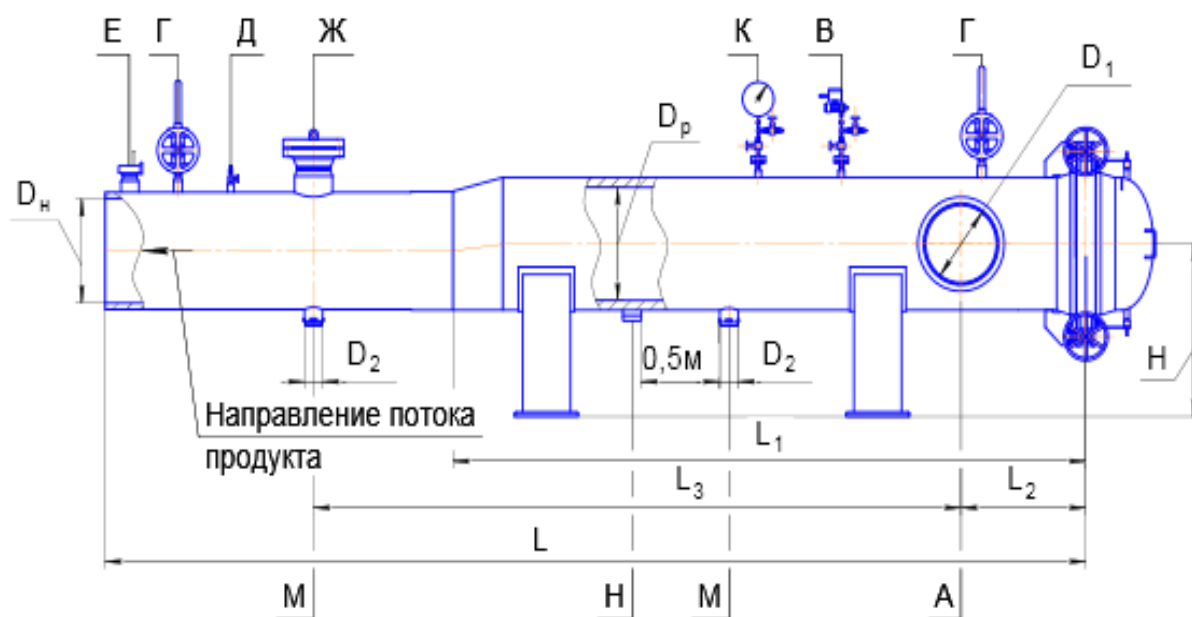


Рисунок 1 –Схема камеры запуска СОД

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

1.3. Способы очистки внутренней полости трубопроводов и технология проведения очистки

Очистка полости трубопроводов выполняется одним из следующих способов:

- промывкой с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей;
- продувкой с пропуском очистных поршней, а при необходимости и поршней-разделителей;

- продувкой без пропуска очистных поршней.

Очистка полости линейной части и лупингов нефтепроводов, газопроводов и нефтепродуктопроводов должна, как правило, выполняться продувкой воздухом с пропуском ерша-разделителя.

Промывка или продувка осуществляется одним из следующих способов:

- с пропуском очистного или разделительного устройства;
- без пропуска очистного или разделительного устройства.

Промывку и продувку с пропуском очистных или разделительных устройств следует выполнять на трубопроводах диаметром 219 мм и более.

Промывку и продувку без пропуска очистных или разделительных устройств допускается производить:

- на трубопроводах диаметром менее 219 мм;
- на трубопроводах любого диаметра при наличии крутоизогнутых вставок радиусом менее пяти диаметров трубопровода или при длине очищаемого участка менее одного километра.

Очистку полости подводных переходов трубопроводов диаметром 219 мм и более, прокладываемых с помощью подводно-технических средств, производят:

- промывкой с пропуском поршня-разделителя в процессе заполнения водой для проведения первого этапа гидравлического испытания;
- продувкой с пропуском поршня или протягиванием очистного устройства перед проведением первого этапа пневматического испытания

1.4. Очистка и диагностика трубопроводов

Для поддержания пропускной способности нефтепровода и предупреждения скапливания в нем воды и внутренних отложений, а также для подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и перед испытаниям должна проводиться очистка внутренней полости магистрального нефтепровода пропуском очистных устройств.

Существуют следующие виды очистки:

- периодическая – для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;
- целевая – для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;
- преддиагностическая – для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.

1.5. Внутритрубные снаряды, скребки

Скребок это основной снаряд, выполняющий очистку внутренней полости трубопровода. В зависимости от диаметра трубопровода и характера загрязнений скребки изготавливаются из соответствующих материалов и соответствуют диаметру трубы.

Назначение и применение скребков:

- применяются для использования в качестве границы раздела между продуктами и для откачки жидкости из трубопровода;
- гибкие скребки разработаны специально для трубопровода с множеством колен, в основном, для сепарации и дозирования;
- для предварительного запуска трубопровода (для удаления строительного мусора из трубопровода);
- подходят для двунаправленного перемещения, сепарации и дозирования продуктов в работающем трубопроводе;
- для двунаправленного перемещения, работ по подготовке к пуску в эксплуатацию;
- применяют для проверки минимального внутреннего диаметра трубопровода и для удаления отходов от монтажа;

- для высоко герметичной сепарации и дозирования продуктов в работающем трубопроводе.

Также пригодны для заводнения и обезвоживания и др. Составные части конструкции скребка:

- распылительные головки - колпаки - контрольные пластинки - диски
- промежуточные кольца;
- распорки;
- пружины и щётки;
- ножи скребков и стругов;
- уплотнения и опоры;
- магниты;
- ножи скреперов;
- буферные наконечники.

Мягкий дисковый очистной скребок (пиг), изготовленный из полиуретана, предназначается для максимального удаления жидкости из трубопровода и мягких начальных отложений на стенках трубопровода.



Рисунок 2 – Мягкий дисковый очистной скребок

Средней мягкости очистной скребок (пиг), изготовленный из полиуретана, предназначается для очистки основных средних отложений со стенок трубопровода.

Четырёх дисковый скребок с корпусом из стали и щётками, стандартно предназначается для конечной очистки стенок трубопровода. После

прохождения этим скребком в трубопроводе, после него необходимо пройти скребком предварительной очистки, так как этот скребок не убирает за собой шлам, а только раздирает и соскребает отложения.



Рисунок 3 – Четырёх дисковый скребок с корпусом из стали и щётками

1.6. Диагностика и очистка магистральных нефтепроводов, внутритрубная диагностика нефтепроводов

Техническое состояние линейной части магистрального нефтепровода (далее – ЛЧ МН) характеризуется ее несущей способностью, герметичностью и работоспособностью запорно-регулирующей и предохранительной арматуры.

Основными факторами, которые влияют на эксплуатационную надежность, являются:

- наличие недопустимых соединительных деталей;
- наличие дефектов на внутренней и наружной поверхности трубопровода, а также стенке трубопровода и в местах заводских и монтажных сварных стыков.

Для выявления этих дефектов проводится внутритрубная диагностика. В настоящее время основным способом диагностики трубопроводов, находящихся в эксплуатации, является внутритрубная дефектоскопия, осуществляемая специальными внутритрубными инспекционными приборами (далее – ВИП). Основной принцип такого исследования заключается в том, что прибор перемещается по трубе с потоком перекачиваемой нефти и с помощью ультразвукового или магнитного сканирования запоминает полную картину

дефектов трубопровода. Для контроля за движением ВИП во время пропуска вдоль НП устанавливаются электронные маркеры. Электронные маркеры устанавливаются над осью НП в местах установки километровых или маркерных знаков, и расстояние между местами их установки должно составлять не более 2 км. Для определения местонахождения ВИП на трассе НП все они снабжены специальными приемо-передатчиками, по сигналам которых фиксируется прохождение прибором маркерных отметок.

Проведение диагностики способствует раннему обнаружению дефектов, их своевременному устранению и предупреждению аварийных ситуаций, сокращению трудозатрат и времени необходимых ремонтных работ. Для проведения внутритрубной диагностики МН существует две группы устройств внутритрубной инспекции:

- калибровочные устройства и профилемеры;
- ультразвуковые и магнитные дефектоскопы.

Устройства первой группы используют для проверки внутренней геометрии нефтепроводов. Они позволяют с большой точностью обнаруживать и измерять вмятины, овальности и другие аномалии геометрии трубопровода. К устройствам относят следующие типы ВИП:

- профилемер – предназначен для измерения внутреннего проходного сечения НП, выявления отводов и определения их местоположения;
- шаблон профилемера – является габаритно-весовым аналогом профилемера и оснащен механическим измерительным блоком;
- скребок-калибр – предназначен для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода;
- скребок-калибратор – предназначен для выявления недопустимых сужений НП (менее 85 % номинального наружного диаметра) и оценки возможности пропуска очистных устройств и ВИП по магистральным трубопроводам диаметром 159 и 219 мм;
- устройство контроля качества очистки – для проведения контроля качества очистки внутренней полости и стенок НП. Устройства второй группы

используют для обнаружения и высокоточного измерения точечной и сплошной коррозии, расслоения, царапин, инородных включений и т.п.

Магнитный метод диагностики сплошности металла основан на обнаружении локальных возмущений магнитного поля, создаваемых дефектами в намагниченном ферромагнетике. В ходе обследования стальной трубопровод намагничивается и его магнитное поле регистрируется путем сканирования с помощью специальных датчиков. При обработке полученных сигналов регистрируются имеющиеся в металле трубы дефекты, определяется их характер, геометрический размер, форма, определяется также толщина стенки трубопровода.

Для диагностики трубопроводов магнитным методом необходимо перемещение специального прибора – интроскопа вдоль трубы снаружи или внутри нее, очевидно, что для решения поставленной задачи – дефектоскопии подземных трубопроводов без их вскрытия необходимы интроскопы для обследования труб изнутри.

Широкое применение дефектоскопия трубопроводов с помощью магнитометрии нашла в газовой промышленности. Здесь создана система диагностики, включающая внутритрубные интроскопы, программное обеспечение для расшифровки сигналов, полученных при обследовании, стенды для калибровки интроскопов и др. В первую очередь по обследуемому трубопроводу пропускается аппарат, который выполняет функции механической очистки трубы, намагничивания металла и снятия профиля внутренней поверхности трубопровода – на предмет возможности прохождения измерительных аппаратов.

На следующем этапе обследования через трубопровод пропускаются аппараты с продольным и поперечным намагничиванием и соответственно считыванием продольного и поперечного магнитных полей, наводимых в металле трубы аппаратами. Такая технология обследования позволяет более полно выявлять дефекты в теле металла.

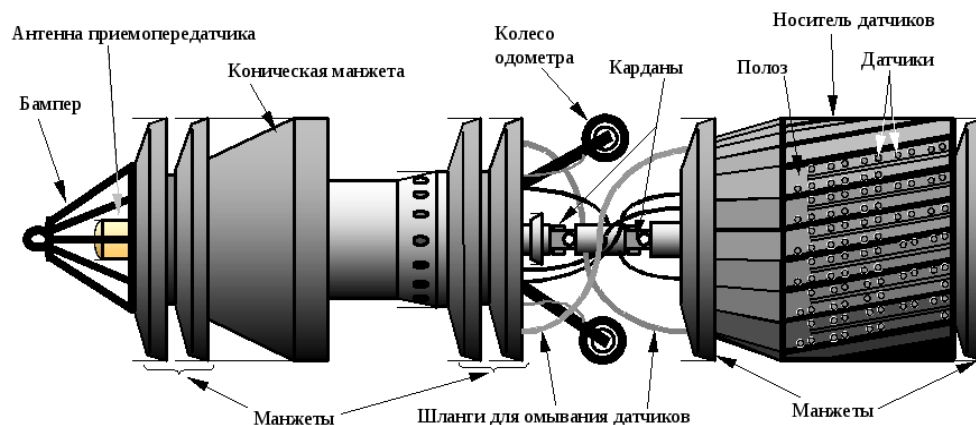


Рисунок 4 – Ультразвуковой дефектоскоп WM



Рисунок 5 – Магнитный дефектоскоп MFL

Внутритрубная очистка нефтепроводов в процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности НП, приводящее к снижению эффективности работы, существенному увеличению затрат на прокачку нефти и ухудшению ее качества из-за загрязнения механическими примесями.

Главными причинами, вызывающими уменьшение пропускной способности НП, являются:

- накопление отложений парафина;
 - повышение шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии;
 - накопление продуктов коррозии и механических примесей;
- скопление в низких местах трубопроводов воды, а в верхних точках трубопроводов воздушных пробок.

Очистка внутренней полости МН проводится с целью поддержания их пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений. Процесс пропуска очистных устройств по сути аналогичен пропуску ВИП при диагностике, но предназначен для решения задачи очистки НП. Очистные устройства, называемые также скребками, во время движения механическим способом удаляют с внутренних стенок НП продукты, присутствие которых вызывает уменьшение пропускной способности.

Для получения качественной информации при проведении внутритрубной диагностики необходимо обеспечить максимальную площадь контакта датчиков ВИП со стенками НП. С этой целью перед проведением внутритрубной диагностики проводится преддиагностическая очистка МН. Внутритрубная очистка МН выполняется разрешенными к применению очистными устройствами, имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации: - разрешение Ростехнадзора России на применение;

- заключение о взрывобезопасности;
- паспорт;
- формуляр;
- руководство по эксплуатации;
- инструкция по монтажу;
- ведомость ЗИП;
- ведомость эксплуатационных документов.

Все очистные устройства оснащаются передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые совместно с низкочастотными локаторами позволяют контролировать прохождение очистного устройства по НП.

1.7. Средства очистки и диагностики

Непременным технологическим элементом эксплуатации нефтепроводов являются узлы приема-пуска средств очистки и диагностики внутренней полости нефтепровода (СОД). На ГНПС устанавливают только камеры пуска,

на ППС — как камеры пуска, так и камеры приема устройств, а также узлы пропуска СОД; на конечных НПС — только камеры приема. Поточные устройства (которые сотрудники НПС часто называют просто «снаряд») движутся внутри трубопровода под действием перепада давлений, возникающего на их торцах в потоке транспортируемой жидкости, и осуществляют те технологические операции, для которых они предназначены.

Существуют различные конструкции поточных устройств. Так, например, для слежения за состоянием внутренней поверхности трубопровода используют чрезвычайно сложные (и дорогостоящие) конструкции, несущие на себе множество измерительных приборов и записывающих устройств, показания которых позже дешифрируют и анализируют на предмет обнаружения дефектов внутренней поверхности трубопровода.

К более простым СОД, используемым для очистки внутренней полости нефтепровода, относятся различные скребки, жесткие или эластичные поршни (англ. «pig»), а также толстостенные резиновые шары (разделители типа РШ).

Нефтепровод и сами поточные устройства оборудуют, как правило, сигнальными приборами, регистрирующими движение устройства внутри трубопровода. Каждое из очистных устройств имеет свои преимущества и недостатки. Так, например, толстостенные резиновые шары типа РШ обладают повышенной проходимостью внутри трубопровода, способны преодолевать сужения трубы, крутые повороты и даже неполнопроходные задвижки, однако из-за своей эластичности они обладают худшими очистными свойствами по сравнению со скребками, особенно в случае застарелых и твердых отложений.

Для ввода диагностического снаряда достаточно, закрыв одну задвижку, открыть последовательно две другие задвижки. Это изменит направление потока жидкости, и устройство уйдет в трубопровод. На камере установлено несколько вантузов для слива остаточной жидкости, а также удаления газовоздушных пробок.

2.Подбор камеры СОД

Индустриальным партнером сформированы технические характеристики и параметры камеры СОД, приведенные в таблице 1

Таблица 1.

Наименование частей сосуда		Корпус
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)		7,0/(80,0)
Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)		8,0/(80,0)
Пробное давление испытания,	гидравлического	11,0/(110)
МПа (кгс/см ²)	пневматического	-
Рабочая температура среды, оС		от -20 до +80
Расчетная температура стенки, °С		80
Минимально допустимая отрицательная температуру стенки, °С		-60
Наименование рабочей среды		Сырая нефть
Характеристика рабочей среды	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007	IV
	Категория взрывоопасности смеси по ГОСТ Р 51330.11-99	11А
	Категория пожароопасности смеси по ГОСТ Р 51330.11-99	ТЗ
Прибавка для компенсации коррозии (эрозии), мм		2
Вместимость, куб. м.		1,0
Масса пустого сосуда, кг		-
Максимальная масса заливаемой среды, кг		-
Расчетный (назначенный) срок службы сосуда, лет		30

Камера СОД

Индустриальным партнером была предоставлена технологическая схема предприятия с участком, содержащим камеру СОД (рисунок 6). Для данной технологической схемы приведены обозначения и предоставлены входные данные к расчету и подбору камеры СОД.

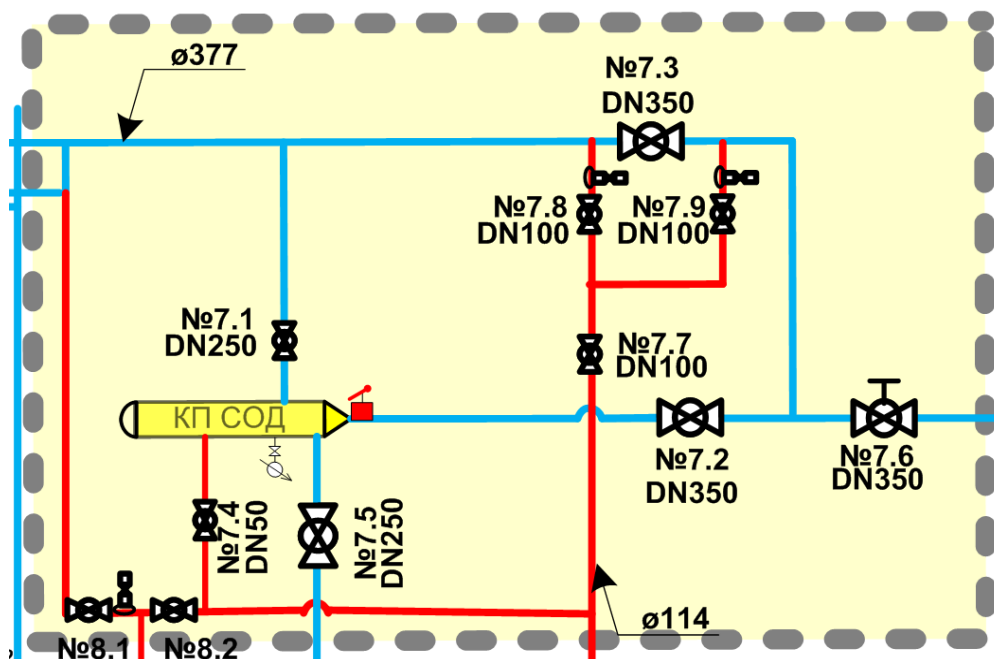


Рисунок 6. – Элемент технологической схемы предприятия с участком, содержащим камеру СОД

Условные обозначения к технологической схеме указаны на рисунке 7.

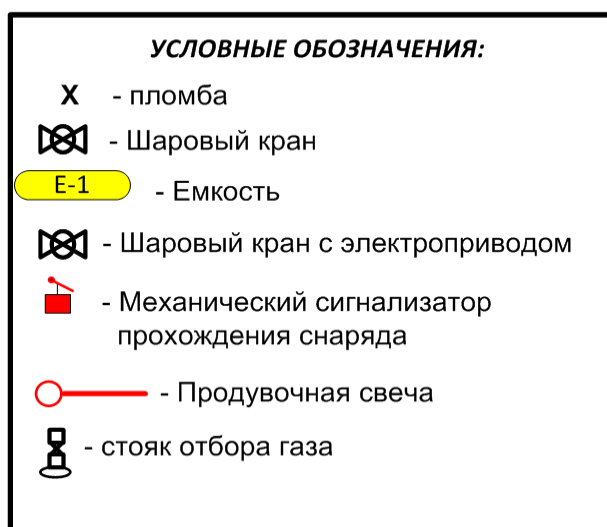


Рисунок 7. – Условные обозначения технологической схемы, содержащим камеру СОД

В таблицах 1 и 2 приведены сведения об основных частях камеры СОД, необходимые для расчета и подбора в рамках выполнения ВКР.

Таблица 2 - Сведения об основных частях сосуда

Наименование частей сосуда	Количество, шт.	Размеры, мм			Основной металл	
		Диаметр мм	Толщина стенки, мм	Длина (высота) мм	Марка	ГОСТ (ТУ)
1. Корпус	1	-	-	-	-	-
1.1. Обечайка	1	325	14	4580	09Г2С	ГОСТ 19281-89

1.2.	Переход	1	325	14	195	09Г2С	ГОСТ 19281-89
1.3.	Обечайка	1	273	14	2350	09Г2С	ГОСТ 19281-89
1.4.	Фланец корпуса	1	373	-	127	09Г2С	ГОСТ 19281-89
2.	Хомут	1	-	-	-	-	-
2.1.	Кольцо	1	425	-	72	09Г2С	ГОСТ 19281-89
2.2.	Петли	2	-	40	-	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
2.3.	Ребро	1	-	14	-	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
3.	Крышка	1	-	-	-	-	-
3.1.	Фланец крышки	1	378	-	100	09Г2С	ГОСТ 19281-89
3.2.	Днище	1	325	12	106	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
4.	Затвор концевой Ду 150	-	-	-	-	-	-
4.1.	Хомут	1	245	-	54	09Г2С	ГОСТ 19281-89
4.2.	Щеки	4	-	8	-	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
4.3.	Ушко	2	-	36	-	09Г2С-8	ГОСТ 5520-79
4.4.	Крышка	1	205	-	24	09Г2С	ГОСТ 19281-89

Таблица 3 - Данные о штуцерах, фланцах, крышках и крепежных изделиях

Наименование	Количество, шт.	Размеры (мм)	Материал	
			Марка стали	ГОСТ (ТУ)
Патрубок входа продукта	1	Ø 273x12	09Г2С	ГОСТ 19281
Патрубок выхода продукта	1	Ø 114x12	09Г2С	ГОСТ 19281
Патрубок дренажа	1	Ø 57x12	09Г2С	ГОСТ 19281
Втулка	1	Ø 24x8	09Г2С	ГОСТ 5520
Штуцер	1	M16x1,5	20ХН3А	ГОСТ 15763
Штуцер	1	M20x1,5	Ст.35	ГОСТ 15763
Гайка	16	M27-7H	20ХН3А	СТП 26.260.2043-04
Шпилька	8	1M27-8g x170	20ХН3А	СТП 26.260.2043-04

3. Расчет оболочек и элементов конструкции камеры системы очистки и диагностики

При расчете на прочность трубопроводов принимаются следующие условия:

- прочность сварных швов равна прочности основному металлу трубы;

- толщина стенки трубы не изменяется, то есть защищена изоляцией и не подвергается коррозии;
- овальность труб не влияет на прочность трубы и в расчете не указывается.

При аналитическом расчете использованы входные данные из таблицы п2.

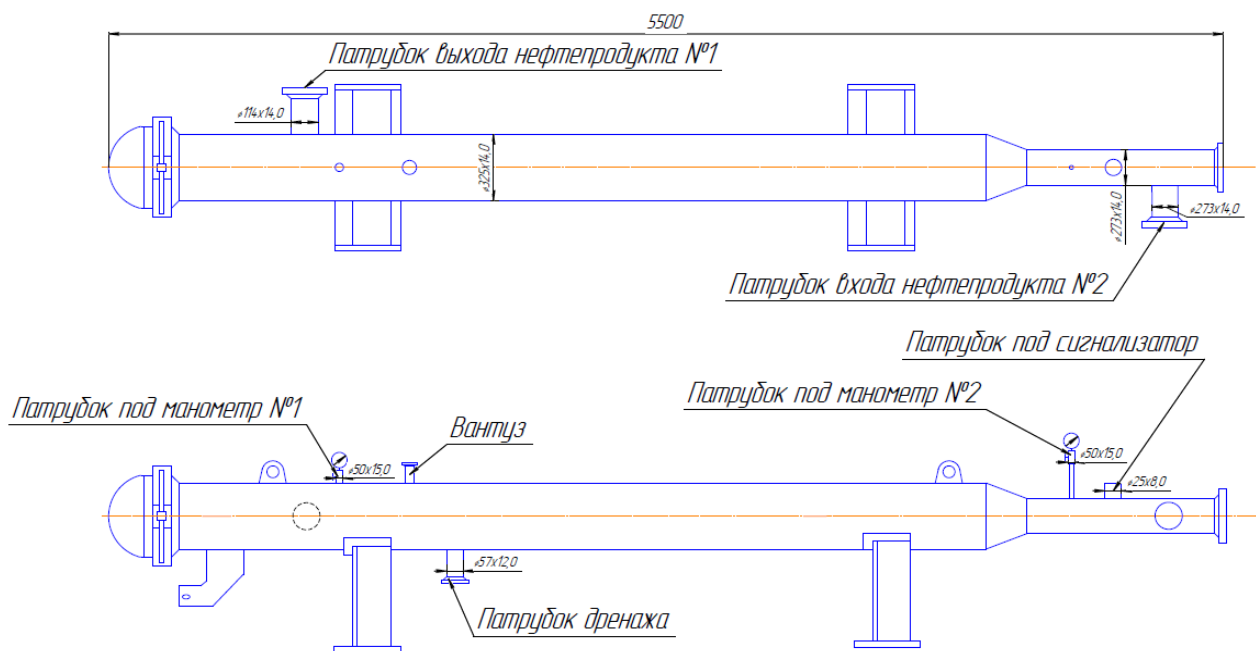


Рисунок 8. Чертеж камеры СОД

Определение напряжений в трубопроводе.

При работе трубопровода под действием внутреннего давления жидкости или газа возникают три вида напряжений: продольные σ_p , кольцевые σ_k и радиальные σ_r .

Основное условие обеспечения прочности трубопровода состоит в том, чтобы возникающие напряжения в металле труб не превышали допустимых напряжений:

$$\sigma < [\sigma]$$

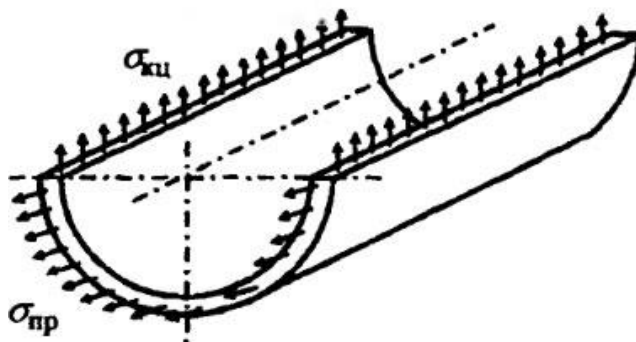


Рисунок 9. Схема напряжений возникающих в трубопроводе

Нормальные напряжения можно определить как:

$$[\sigma] = k \cdot \sigma, \quad (1)$$

где σ – величина напряжений в МПа или кгс/см², $[\sigma]$ – величина допустимых напряжений, k – коэффициент, учитывающий запас прочности, принимается для линейной части трубопровода $k = 1,2$, для ответственных участков — дюкеров, переходов через железные и автомобильные дороги и другие преграды $k = 2$.

Кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{кц} = P \cdot \frac{D_n}{2\delta}, \quad (2)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения в МПа, P – давление трубопроводе МПа, D_n – наружный диаметр трубы в мм, δ – толщина стенки трубы в мм.

Тогда,

$$\sigma_{кц} = 8 \cdot \frac{273}{2 \cdot 14} = 78 \text{ МПа.}$$

Зависимость между продольными и поперечными (кольцевыми) напряжениями определяется через коэффициент Пуассона μ следующим образом:

$$\sigma_{пр} = \mu \cdot \sigma_{кц}. \quad (3)$$

В процессе строительства трубопровод, а в нашем случае камера СОД, может искривляется в горизонтальном и в вертикальном направлениях. Изгиб вызывает появление в стенке трубы дополнительных напряжений, которые зависят от радиуса упругого изгиба R и геометрических характеристик трубы. Если трубопровод ограничен в перемещениях в продольном и поперечном направлении, то при совместном действии внутреннего давления, температуры и изгибающего момента продольные напряжения в искривленном трубопроводе определяются следующим образом:

$$\sigma_{np} = \mu \cdot \sigma_{кы} \pm \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D}{2R}. \quad (4)$$

где μ – коэффициент Пуассона материала трубы; α_t – коэффициент линейного расширения металла трубы; Δt – расчетный температурный перепад (положительный при нагревании); E – модуль упругости (модуль Юнга) материала трубы; R – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода; D – наружный диаметр трубопровода.

Знак "минус" в формуле (4) относится к случаю, когда Δt имеет отрицательное значение, т. е. расчетная температура меньше начальной температуры. В таком случае растягивающие продольные напряжения увеличиваются. В случае, когда Δt имеет положительное значение, растягивающие напряжения уменьшаются и даже могут стать сжимающими.

Под прочностью трубопровода понимают его способность сопротивляться внутренним и внешним нагрузкам без разрушения и без потери устойчивости. Для обеспечения прочности необходимо определить напряжения в стенках трубопровода от различных нагрузок и сравнить с контролируемым сопротивлением материала трубы R_k . Если расчетные напряжения окажутся меньше значения R_k , прочность считается обеспеченной.

Сопротивление материала нагрузкам характеризуется диаграммой растяжения или сжатия. На этой диаграмме имеются обычно три характерных значения: σ_Y – напряжения на конце участка упругой зависимости, σ_T –

напряжения на площадке текучести; σ_{BP} – временное сопротивление разрыву, при котором происходит быстрое разрушение материала. Например, для стали Ст.3 $\sigma_T = 240$ МПа, а $\sigma_{BP} = 400$ МПа. Принимая в расчетах в качестве контролируемого сопротивления σ_T , получим одно значение толщины стенки труб, а принимая σ_{BP} другое значение толщины стенок.

Магистральные трубопроводы рассчитываются на нагрузки и воздействия по методу предельных состояний. Для всех схем их прокладки принимают два предельных состояния работы материала:

- предельное состояние, за которое принимают условие прочности металла труб на разрыв R_1^H (по ГОСТам на трубы),
- предельное состояние, за которое принимают условия появления пластических деформаций R_2^H (по ГОСТам на трубы).

Напряжения в материале трубы определяют от всех нормативных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики и курса сопротивления материалов.

В строительных нормах в качестве расчетных сопротивлений приняты два контролируемых сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 , которые следует определять по формулам:

$$K_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (5)$$

$$K_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}$$

где $m = 0,6-0,9$ – коэффициент условий работы трубопровода, зависящий от категории трубопровода и его участка; $k_1 = 1,34-1,55$ и $k_2 = 1,11-1,20$ – коэффициенты надежности (безопасности) по материалу труб с учетом технологии их изготовления и сварки; $k_H = 1,0-1,05$ – коэффициент

надежности, учитывающий внутреннее давление, диаметр и назначение трубопровода.

В последних зависимостях значение R_1^H принимается равным минимальному значению σ_{BP} для материала; R_2^H принимается равным пределу текучести σ_T по техническим условиям на трубы.

В соответствии с методикой расчета прочности по предельным состояниям различают расчетные и нормативные нагрузки. Расчетные нагрузки учитывают их возможное отклонение от нормативных с помощью различных значений коэффициентов перегрузки.

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется следующей зависимостью:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)}. \quad (6)$$

Здесь $n = 1,10-1,15$ – коэффициент перегрузки или коэффициент надежности по рабочему давлению в трубопроводе: p – рабочее нормативное давление: D_H – наружный диаметр трубопровода.

В качестве примера, пусть камера СОД с наружным диаметром 1220 мм работает при рабочем давлении $p = 7,5$ МПа. Нормативное расчетное сопротивление материала стенки трубы $R_1^H = \sigma_{BP} = 480$ МПа. Коэффициент безопасности по материалу $k_1 = 1,34$, коэффициент надежности $k_H = 1,05$, коэффициент перегрузки $n = 1,1$, коэффициент условий работы $m = 0,75$. При таких условиях работы толщина стенок трубопровода должна быть равной $\delta = 19,2$ мм.

При наличии в трубопроводе продольных осевых сжимающих напряжений расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле (5), в которой расчетное сопротивление k_1 умножается на коэффициент ψ , учитывающий двухосное напряженное состояние трубы:

$$\psi = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{ПР}}}{R_1} \right)^2} - \frac{\sigma_{\text{ПР}}}{2R_1} \quad (7)$$

где $\sigma_{\text{ПР}}$ – абсолютное значение продольных сжимающих напряжений от расчетных нагрузок и воздействий.

3.1 Расчет элементов камеры СОД аналитическим методом

Решались следующие задачи:

- 1). Определение толщины оболочки камеры СОД аналитическим способом.
- 2). Определение толщины стенки крышки аналитическим способом.
- 3). Расчет наибольшего допустимого диаметра неукрепленного отверстия обечайки аналитическим способом.

Выбор материала:

Бесшовные и сварные соединительные детали – принята сталь 09Г2С - сталь конструкционная низколегированная для сварных конструкций ГОСТ 19281-89 [σ]=180 МПа

Входные данные к расчету:

$$D_{H1} = 325 \text{ мм}, D_{H2} = 273 \text{ мм}, P = 8 \text{ МПа}, \varphi = 0,9, t = 30 \text{ лет.}$$

Прибавка обечаек и днищ определяется по формуле:

$$C = C_1 + C_2 + C_3, \quad (8)$$

где C_1 - прибавка для компенсации коррозии, мм;

Скорость коррозии принята равной 0,1 мм/год.

Расчетный срок службы сосуда 30 лет, тогда:

$$C_1 = 0,1 \cdot 30 = 3 \text{ мм.}$$

C_2 – прибавка для компенсации минусового допуска, мм;

$$C_2 = 0 \text{ мм.}$$

C_3 – прибавка технологическая;

$$C_3 = 0 \text{ мм.}$$

Прибавку обечаек и днищ определим по формуле:

$$C = 3 \text{ мм.}$$

Корпус камеры состоит из двух обечаек (рис. 10).

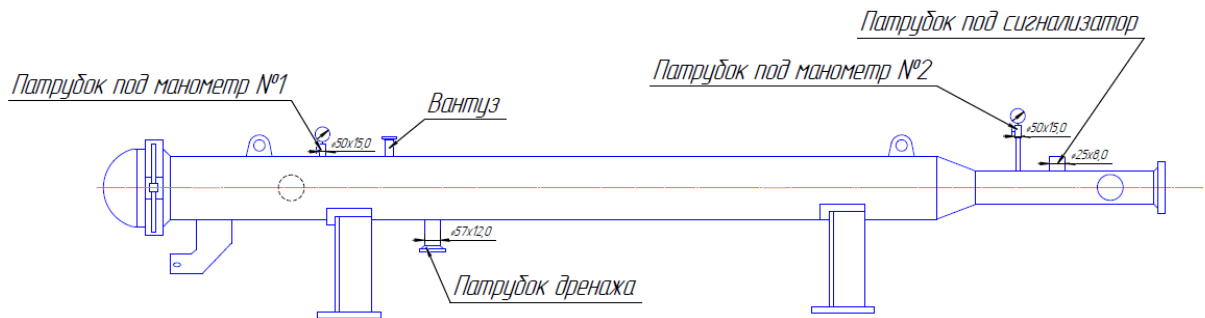


Рисунок 10. Чертеж камеры СОД

Для обечайки, на которой располагается патрубок дренажа, наружный диаметр $D_{H1} = 325$ мм (индекс 1). Для оболочки, на которой располагается патрубок под сигнализатор, диаметр $D_{H2} = 273$ мм (индекс 2).

Расчетная толщина стенки обечайки на прочность рассчитывается по формуле:

$$S_R = \frac{P \cdot D_H}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - P} + C \quad (9)$$

где, P – расчетное давление, МПа;

D_H – расчетный внутренний диаметр обечаек, мм;

φ – коэффициент прочности продольного сварного шва;

$[\sigma]$ – допускаемые напряжения для данной марки стали, МПа

C – прибавка обечаек, мм.

Толщину стенок для каждой обечайки рассчитаем по формуле (9).

Для первой оболочки:

Расчетная толщина стенки обечайки:

$$S_{R1} = \frac{P \cdot D_{H1}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - P} + C = \frac{8 \cdot 325}{2 \cdot 0,9 \cdot 170 - 8} + 3 = 11,7 \text{ мм}$$

Конструктивно принимаем $S_{R1} = 14$ мм.

Для второй обечайки:

$$S_{R2} = \frac{P \cdot D_{H2}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - P} + C = \frac{8 \cdot 273}{2 \cdot 0,9 \cdot 170 - 8} + 3 = 10,3 \text{ мм.}$$

Конструктивно принимаем $S_{R2} = 14$ мм.

Допускаемое внутреннее избыточное давление для обечайки рассчитывается по формуле:

$$[P] = \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] \cdot (S - C)}{D_H + (S - C)}, \quad (10)$$

Для первой обечайки:

$$[P]_1 = \frac{2 \cdot 170 \cdot 0,9 \cdot (14 - 3)}{325 + (14 - 3)} = 11,1 \text{ МПа}$$

$$[P] > P,$$

$$11,1 \text{ МПа} > 8 \text{ МПа,}$$

Условие прочности выполняется.

Для обечайки №2:

$$[P]_2 = \frac{2 \cdot 170 \cdot 0,9 \cdot (14 - 3)}{273 + 0,5(14 - 3)} = 8,7 \text{ МПа}$$

$$[P] > P$$

$$8,7 \text{ МПа} > 8 \text{ МПа,}$$

Условие прочности выполняется.

Проверка условий применения расчетных формул.

Расчетные формулы применимы при отношении толщины стенки к диаметру:

для обечаек при $D \geq 200$ мм

$$\frac{(S - C)}{2D_R} \leq 0,1.$$

Расчетный диаметр отверстия на обечайке, не требующего дополнительного укрепления, определяется по формуле:

$$d_{OP} = 2 \left(\frac{S - C}{S_P} - 0,8 \right) \sqrt{D_P (S - C)} = 13,1 \text{ мм.} \quad (11)$$

Расчетная ширина зоны укрепления:

для обечаек

$$L_0 = \sqrt{D_p(S - C)} = \sqrt{325(14 - 3)} = 59,8 \text{ мм.},$$

для днищ

$$L_0 = \sqrt{D_p(S - C)} = \sqrt{325(14 - 3)} = 59,8 \text{ мм.} \quad (12)$$

Определение толщины стенки крышки аналитическим способом

Расчетная толщина эллиптической крышки на прочность рассчитывается по формуле:

$$S_R = \frac{P \cdot D_K}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] - 0,5 \cdot p} + C \quad (13)$$

Толщина стенки эллиптической крышкой:

$$S_{R3} = \frac{8 \cdot 325}{2 \cdot 0,9 \cdot 170 - 0,5 \cdot 8} + 3 = 11,6 \text{ мм};$$

Конструктивно принимаем $S_{R3} = 12 \text{ мм}$.

Допускаемое внутреннее избыточное давление для эллиптической крышки рассчитываем по формуле:

$$[P]_3 = \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] \cdot (S_{R3} - C)}{D_K + 0,5 \cdot (S_{R3} - C)}, \quad (14)$$
$$[P]_3 = \frac{2 \cdot 170 \cdot 0,9 \cdot (12 - 3)}{325 + 0,5 \cdot (12 - 3)} = 8,4 \text{ МПа.}$$

Результат сравниваем с табличным $[P]_3 > P$:

$$8,4 \text{ МПа} > 8 \text{ МПа},$$

Условие прочности выполняется.

Проверка условий применения расчетных формул.

Расчетные формулы применимы при отношении толщины стенки к диаметру для днищ:

$$0,002 \leq \frac{(S - C)}{2 \cdot D_K} \leq 0,1,$$

$$0,002 \leq \frac{(12 - 3)}{2 \cdot 325} = 0,014 \leq 0,1.$$

Условие выполняется, расчетные формулы применены, верно.

Расчет наибольшего допустимого диаметра неукрепленного отверстия обечайки аналитическим способом

Расчетный диаметр отверстия на обечайке, не требующего дополнительного укрепления, определяется по формуле:

$$d_{op} = 2 \cdot \left(\frac{S - C}{S_{p1}} - 0,8 \right) \cdot \sqrt{D_{H1} \cdot (S - C)}, \quad (15)$$

$$d_{op} = 2 \cdot \left(\frac{12 - 3}{11,7} - 0,8 \right) \cdot \sqrt{325 \cdot (12 - 3)} = 13,1 \text{ мм}$$

Расчетная ширина зоны укрепления:

для обечаек

$$L_o = \sqrt{D_{H1} \cdot (S - C)}, \quad (16)$$

$$L_o = \sqrt{325(12 - 3)} = 59,8 \text{ мм}$$

для днищ

$$L_o = \sqrt{D_{H1} \cdot (S - C)},$$

$$L_o = \sqrt{325(12 - 3)} = 59,8 \text{ мм.}$$

3.2. Расчет оболочек камеры СОД методом конечных элементов программного комплекса ANSYS

Настоящая работа посвящена анализу напряженно-деформированного состояния конструкции (НДС) трубопровода камеры запуска СОД. Входными данными к расчету служили известные нагрузки и геометрические параметры трубопровода, полученные в результате визуального и измерительного контроля.

Работа проводилась с использованием программного комплекса метода конечных элементов ANSYS, каждый вид прочностного расчета был разбит на три этапа:

1 – построение 3D геометрии модели с необходимыми начальными условиями, границами разбиения и сгущения сетки конечных элементов;

2 – задание граничных условий и нагрузений в зависимости от постановки решения (рис 11);

3 – обработка полученных результатов.

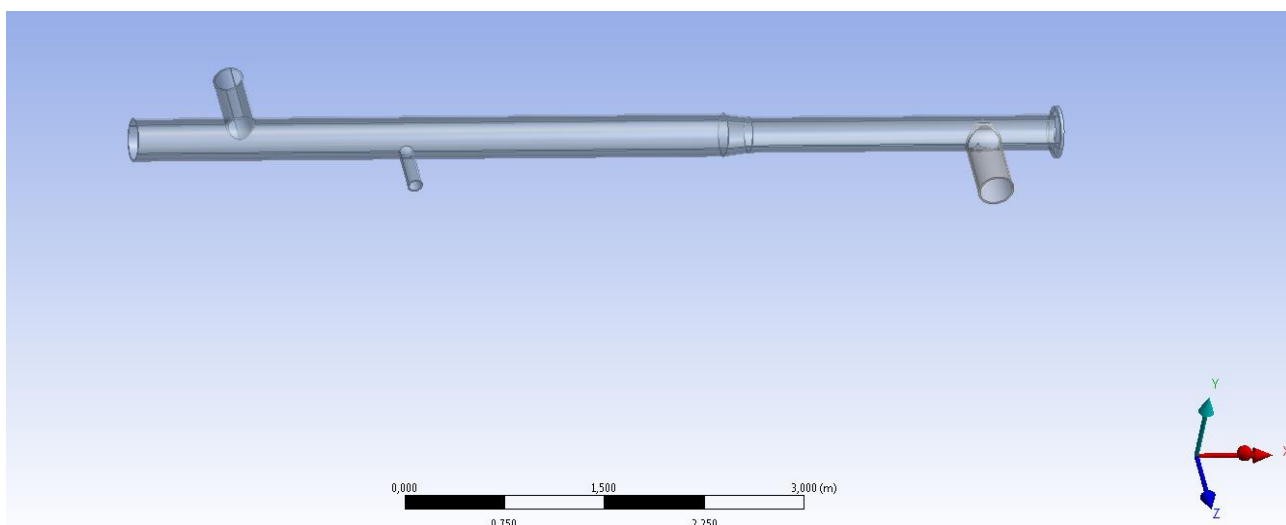


Рисунок 11. Изображение расчетной модели

Для уменьшения требуемых расчетных ресурсов ненагруженные элементы конструкции (элементы задвижек, шпильки, гайки, и т.д.) в расчетной модели заменены присоединенными массами, эквивалентными массам указанных элементов.

Цель работы – определение наиболее нагруженных участков трубопровода. В качестве интегрального критерия прочности конструкции рассмотрены поля интенсивности напряжений. Интенсивность напряжений учитывает величины нормальных напряжений по всем направлениям и определяется по формуле

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{xz}^2)}{2}} \quad (17)$$

Значения величин нормальных напряжений в критических областях не учитывалась как правдивые.

На рисунке 12 представлена картина общих перемещений камеры СОД. Как видно из рисунка максимальные значения сосредоточены в оболочке радиусом 273 мм.

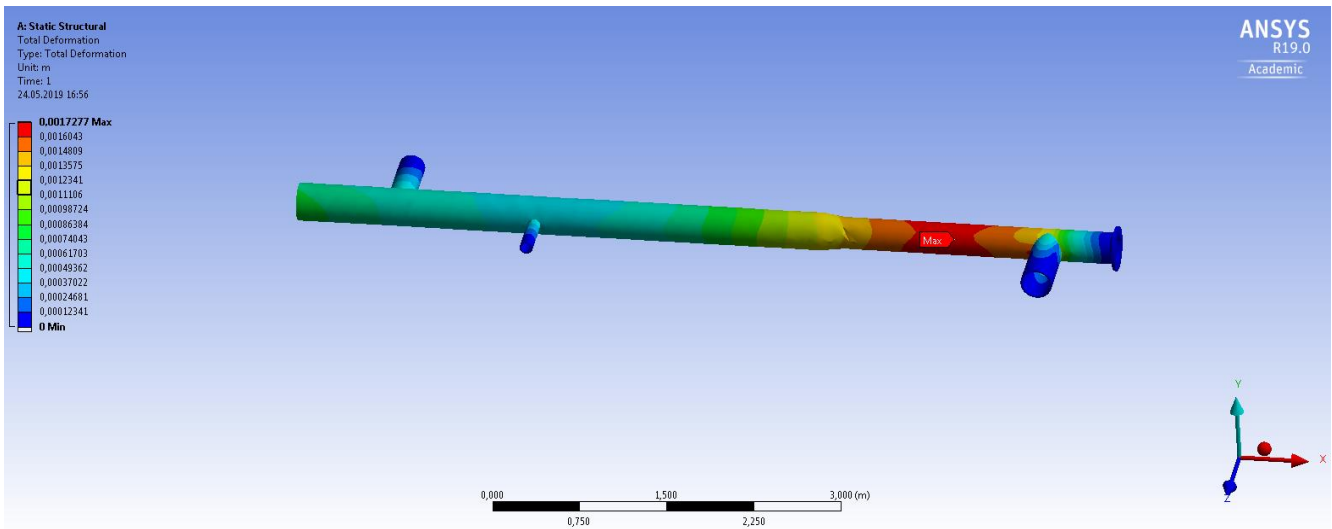


Рисунок 12. Изображение расчетной модели

На рисунках 14-16 приведены картины напряжений по критерию Мизеса (17) для тела камеры СОД. Максимальные напряжения сконцентрированы вблизи патрубков оболочки радиусом 273 мм. Расчет методом конечных элементов не претендует на высокую точность, а лишь подтверждает полученные компетенции в процессе обучения. В программном комплексе ANSYS проведен проверочный расчет пункта 3.1.

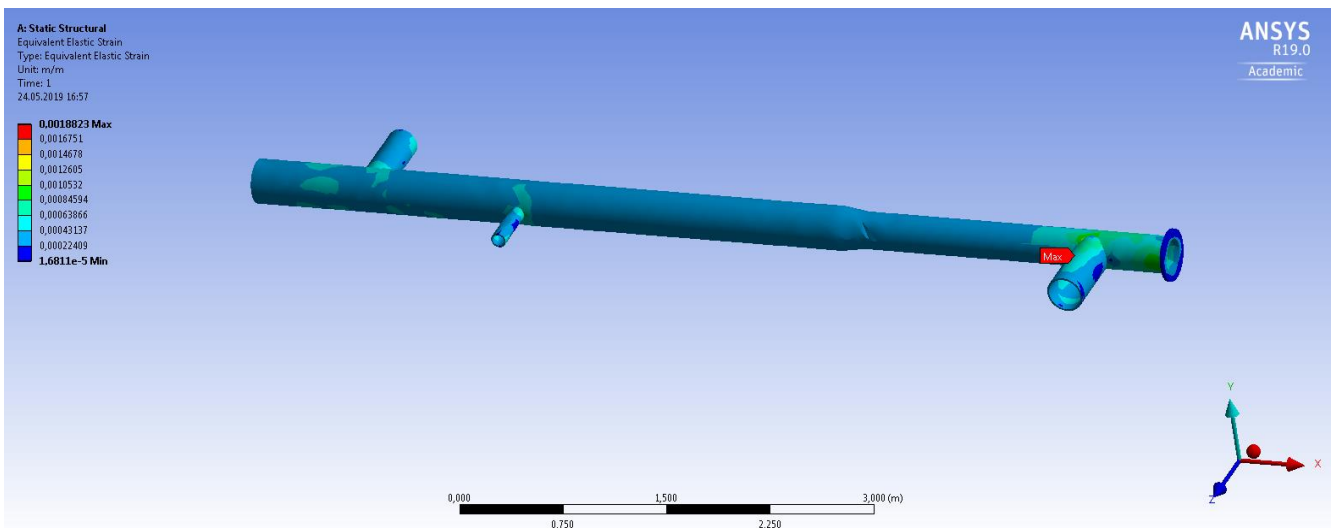


Рисунок 13. Изображение расчетной модели

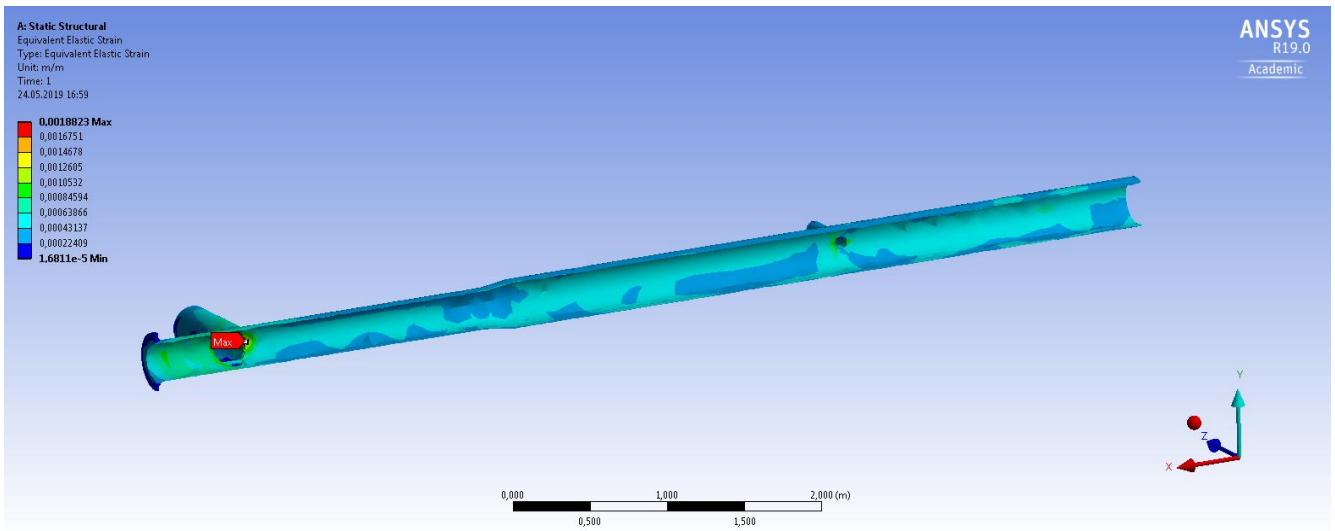


Рисунок 14. Изображение расчетной модели

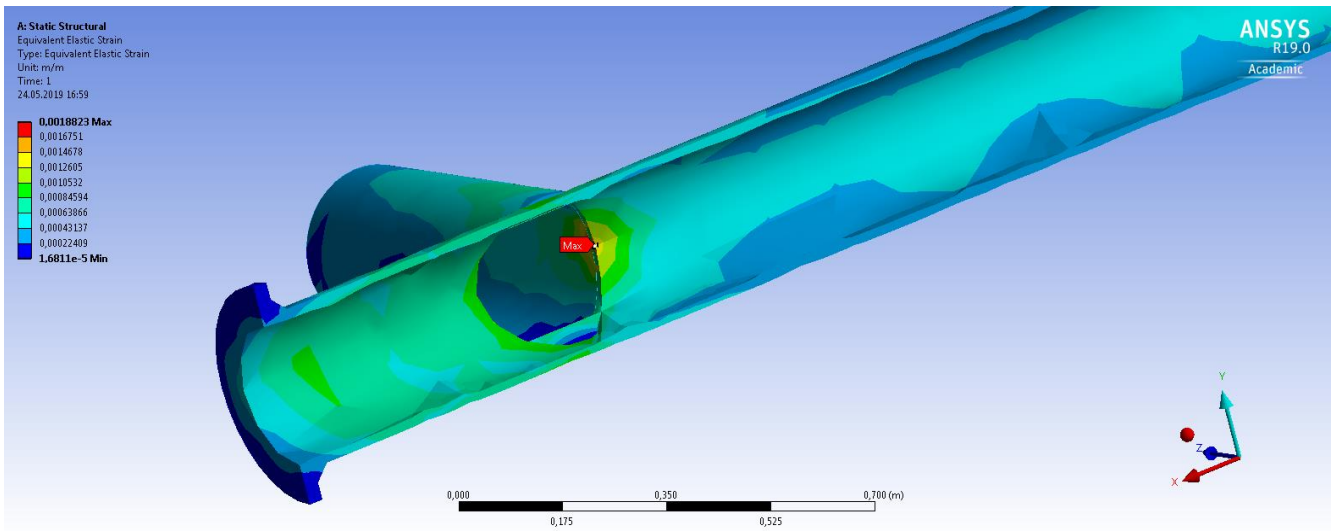


Рисунок 15. Изображение расчетной модели

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4E41	Жумаев Улугбек Ашуралиевич

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Оклад руководителя проекта – 24264 руб. в месяц. - Оклад студента – 14584 руб. в месяц; - Человеческие ресурсы – 2 человека (руководитель и дипломник). - Материально-технические ресурсы - 47000 руб.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<p>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно нормативных документов.</p> <p>30 % премии к заработной плате</p> <p>20 % надбавки за профессиональное мастерство</p> <p>1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.</p>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<p>На основании пункта 425 ст. закона 27.11.2017 № 361-ФЗ. 3 для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность вводится пониженная ставка – 27,1%</p> <p>Страховые взносы и выплаты, производимые в пользу физических лиц за счет средств гранта (пункт 1 статьи 420 Налогового кодекса Российской Федерации)</p> <p>Ставка НДС 20%</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Методы коммерциализации результатов инженерных решений; - SWOT-анализ
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Определение трудоемкости выполнения работ; - Расчет материальных затрат НИИ; - Основная и дополнительная зарплата исполнителей темы; - Отчисления во внебюджетные фонды; - Накладные расходы; - Проведение анализа безубыточности проекта
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Расчет интегрального показателя финансовой эффективности.

Перечень графического материала :

Оценка конкурентоспособности технических решений
Матрица SWOT
Альтернативы проведения НИ
График проведения и бюджет НИ
Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	Д.И.Н, доц		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E41	Жумаев Улугбек Ашуралиевич		

4. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1 Потенциальные потребители результатов исследований

В данном дипломном проекте рассматривается реконструкция камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода. В ходе реконструкции производится разборка старого оборудования, и соответственно осуществляется монтаж нового.

В связи с этим возникает необходимость определения затрат, как на закупку нового оборудования и его монтаж, так и на разборку старого. Расчет затрат представляем в виде смет. Стоимость оборудования и работ по его монтажу определяем по сборникам на монтаж оборудования.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Таблица 4 – Оценочная карта для конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		проект	Кон-т 1	Кон-т 2	проект	Кон-т 1	Кон-т 2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.1	5	4	5	0.5	0.4	0.5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
3. Помехоустойчивый	0.01	4	4	3	0.04	0.04	0.03
4. Энергосберегающий	0.1	4	5	3	0.4	0.5	0.3
5. Надежный	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
6. Безопасный	0.1	4	4	4	0.4	0.4	0.4
7. Простота эксплуатации	0.09	4	4	5	0.36	0.36	0.45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.1	4	4	3	0.4	0.4	0.3
2. Уровень проникновения на рынок	0.05	1	4	4	0.05	0.2	0,2

3. Цена	0.05	4	1	3	0,2	0.05	0.15
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
Итого	1	45	42	41	4.35	3.95	3.63

Оценка конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i,$$

где

P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

По результатам оценки можно выделить следующие конкурентные преимущества модернизации турбодетандера: рост производительности труда, повышенная надежность, длительный срок эксплуатации.

4.3 Технологии QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица 5 - Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное Значения (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценка качества разработки					
1. Повышение производительности труда пользователя	0.07	65	100	0.65	0.0455

2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.13	75	100	0.75	0.0975
3. Помехоустойчивость	0.03	50	100	0.5	0.015
4. Энергоэкономичность	0.1	70	100	0.7	0.07
5. Надежность	0.2	100	100	1	0.2
6. Уровень шума	0.04	40	100	0.4	0.016
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
7. Продукт	0.03	70	100	0.7	0.021
8. Уровень проникновения на рынок	0.04	80	100	0.7	0.032
9. Цена	0.06	45	100	0.45	0.027
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	100	100		0.1
Итого :	1	765	100	7,65	0.786

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} - позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} - получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp} = 75,9$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации – выше среднего.

4.4 SWOT-анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT- анализ. SWOT - анализ - это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды).

Таблица 6 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	<p>С1. Экономичность и энергоэффективность проекта.</p> <p>С2. Простота, надежность и низкая металлоемкость конструкции.</p> <p>С3. Более низкая стоимость. С4. Актуальность разработки.</p> <p>С5. Отсутствие вредного воздействия на окружающую среду</p>	<p>Сл1. Отсутствие работающего прототипа.</p> <p>Сл2. Один из методов решения рассмотрен недостаточно и нигде не использовался</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Повышение стоимости конкурентных разработок</p> <p>В2. Стабильный интерес к технологии</p> <p>В3. Получение гранта для дальнейших исследований;</p>	<p>Большой потенциал применения обуславливается введением системы управления, мало распространенной на территории РФ и находящейся на уровне лучших зарубежных аналогов.</p> <p>Использование рассмотренной схемы может увеличить добычу газа больше чем на 50 %, так как требуется меньший перепад давления</p> <p>Срок окупаемости предлагаемого технического решения от 2 до 3 лет, так как количество вырабатываемой электроэнергии в предложенной схеме в 2,7 раз больше</p>	<p>Санкции, наложенные на РФ, и высокий курс евро/доллара будут ограничивать появление новых иностранных технологий на российском рынке</p>

<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Развитая конкуренция.</p> <p>У3. Сложность перехода на новую систему.</p>	<p>Конкурентные исследования могут обладать более точными данными по анализу, что может позволить провести более глубокий анализ и точно определить влияние колебаний;</p> <p>Новая система управления и актуальность разработки не сказываются на спросе</p>	<p>Медленный ввод данной системы в эксплуатацию позволит переждать возможных скачков на рынке спроса.</p>
--	---	---

4.5 Структура работ в рамках научного исследования

При организации научно-исследовательской работы необходимо планировать занятость каждого участника и определить сроки выполнения этапов работ. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), студент (С). Выделенные этапы представлены в таблице 5.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и расчетные исследования	5	Поиск необходимых технических решений для повышения эффективности работы турбодетандеров	Бакалавр
	6	Проведение работы турбодетандеров	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

4.6 Определение трудоемкости выполнения работ

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях выполняется по

формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{ВН} = 1$);

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1,2$).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К},$$

где $T_{РД}$ – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;

$T_{КД}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;

$T_{К}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_{К} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вд} - T_{пд}},$$

где $T_{кал}$ – календарные дни ($T_{кал} = 365$);

$T_{вд}$ – выходные дни ($T_{вд} = 104$);

$T_{пд}$ – праздничные дни ($T_{пд} = 14$).

$$T_{К} = \frac{365}{365 - 118} = 1.478,$$

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется две оценки: t_{min} и t_{max} (метод двух оценок).

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5},$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел/дн;

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожи}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн;

$T_{ожи}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн;

$Ч_i$ - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.7 Разработка графика проведения научного исследования

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_{к},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$T_{к}$ – коэффициент календарности.

Таблица 8 - Временные показатели проведения научного исследования

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	T_{pi}	T_{ki}
	t_{mini}		t_{maxi}		$t_{ожи}$				
	С	Р	С	Р	С	Р		С+Р	С+Р
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	2,81
2	10	3	17	5	12,8	3,8	2	8,3	12,27
3	5	2	7	3	5,8	2,4	2	4,1	6,06
4	2	0	3	0	2,4	0	2	1,2	1,77
5	3	0	5	0	3,8	0	1	3,8	5,62
6	40	0	60	0	48	0	1	48	70,94
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
8	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
9	7	0	10	0	8,2	0	1	8,2	12,12
Итого:	73	10	111	16	88,2	12,4		80,3	118,68

На основании таблицы 6 построим диаграмму Ганта (таблица 7), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме

представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 9 – Календарный план – график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал ,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			Янв.		Февр.			Март			Апрель			Май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Бакалавр, руководитель	34	▨			▨			▨			▨			▨		
Расчет работы турбодетандеро в	Бакалавр	17	▨			▨			▨			▨			▨		
Обсуждение полученных результатов	Бакалавр, руководитель	12	▨			▨			▨			▨			▨		
Оформление выводов	Бакалавр, руководитель	10	▨			▨			▨			▨			▨		
Оформление пояснительной записки	Бакалавр, руководитель	21	▨			▨			▨			▨			▨		



-научный руководитель



-бакалавр

4.8 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i + N_{\text{рас } xi},$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{рас } xi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы примем в размере 10% от стоимости материалов.

Для разработки проекта модернизации необходимы следующие материальные ресурсы: мышь, принтер, бумага, канцелярские принадлежности.

Таблица 10 - Материальные затраты

Наименование	Ед. измер.	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), тыс.руб.		
		Исп. 1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Принтер	шт	1	1	1	15000	12000	15000	15000	12000	15000
Компьютер	шт	1	0	0	32000	0	0	32000	0	0
Итого:								47000	12000	15000

4.9 Основная заработная плата исполнителей

По данной статье расходов планируется и учитывается основная заработная плата исполнителей, непосредственно участвующих в разработке проекта модернизации:

$$C_{\text{осн зп}} = \sum t_i \cdot C_{\text{зп}_i},$$

где t_i - затраты труда, необходимые для выполнения i -го вида работ, в рабочих днях;

$C_{\text{зп}_i}$ - среднедневная заработная плата работника, выполняющего i -ый вид работ, (руб./день).

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$C_{\text{зп}_i} = \frac{D + D \cdot K}{F},$$

где D – месячный оклад работника (в соответствии с квалификационным уровнем профессиональной квалификационной группы);

K - районный коэффициент (для Томска – 30%);

F – количество рабочих дней в месяце (в среднем 22 дня).

Расходы на основную заработную плату определяются как произведение трудоемкости работ каждого исполнителя на среднедневную заработную плату.

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	2	3	2	2,55	5,1	7,65	5,1
2	Выбор темы исследований	Руководитель, студент	13	15	14	2,55	33,15	38,25	35,7
3	Разработка и проектирование модернизации	Студент	16	20	22	1,2	19,2	24	26,4
4	Обобщение и	Руководитель,	22	22	22	2,55	56,1	56,1	56,1

	оценка результатов	студент							
5	Составление пояснительной записки	Студент	13	12	13	2,55	33,15	30,6	33,15
Итого:							146,7	156,6	156,45

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} ,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = T_p \times Z_{дн}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{45364,8 \cdot 10,4}{185} = 2130,59 \text{ руб.}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 12 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 24264 \cdot (1 + 0,2 + 0,3) \cdot 1,3 = 47314 \text{ руб.},$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,2 (т.е. 20% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 13 – Основная заработная плата

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	$Z_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	56	48259,78
Итого:								68880,15

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 24264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 14- Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	12	22744,44
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	60	51706,91
Итого:								76451,35

Таблица 15 - Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	24264	0,2	0,3	1,3	45365	2062,04	10	21620,36
Студент	14584	0	0	1,3	18959	861,78	63	54292,25
Итого:								74912,62

4.10 Дополнительная заработная плата исполнителей

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Таблица 16 - Дополнительная заработная плата

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Коэффициент дополнительной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3		Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	0,15	3093,05	3711,67	3093,05
Студент	48259,78	51706,91	54292,25		7238,97	7756,04	8143,84
Итого:					10332,02	11467,70	11236,89

4.11 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп})$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На основании пункта 425 ст. закона 27.11.2017 № 361-ФЗ. 3 для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность вводится пониженная ставка – 27,1%

Таблица 17 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.			Отчисления во внебюджетные фонды		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	20620,36	24744,44	20620,36	3093,05	3711,67	3093,05	7114,02	8536,83	7114,02
Студент	48259,78	51706,91	54292,25	7238,97	7756,04	8143,84	16649,63	17838,89	18730,83
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3								
Итого							23763,65	26375,72	25844,85

4.12 Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей 1} \div 7) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%.

$З_{накл} (1) = (650000 + 20620,36 + 48259,78 + 10332,05 + 23763,65) \cdot 16 = 120476$ руб.

$З_{накл} (2) = (730000 + 24744,44 + 51706,91 + 11467,7 + 26375,72) \cdot 16 = 135087$ руб.

$Z_{\text{накл}}(3) = (850000 + 20620,36 + 54292,25 + 11236,89 + 25844,85) \cdot 16 = 153919$ руб.

4.13 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 16.

Таблица 18 - Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	47000	12000	15000
Основная заработная плата	68880,15	76451,35	74912,62
Дополнительная заработная плата	10332,02	11467,7	11236,89
Страховые взносы	23763,65	26375,72	25844,85
Накладные расходы	120476	135087	153919
Итого:	270451,82	261381,77	280 913,36

Бюджет затрат НТИ по второму варианту составил 261381,77 рублей, что ниже затрат по первому и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение оборудования.

4.14 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\text{p}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{53416451,82}{53426913,36} = 0,998,$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\text{p}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{53407381,77}{53426913,36} = 0,996,$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\text{p}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{53426913,36}{53426913,36} = 1.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблиц 19 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0.2	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.2	5	4	3
3. Помехоустойчивость	0.1	5	3	3
4. Энергосбережение	0.2	4	3	3
5. Надежность	0.1	4	4	4
6. Материалоемкость	0.2	4	4	4
ИТОГО:	1	27	22	20

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,5.$$

$$I_p - \text{исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,7.$$

$$I_p - \text{исп3} = 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,3.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп}i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}} = \frac{I_{\text{тек.проект}}}{I_{\Phi}^P} = \frac{4,5}{0,998} = 4.51,$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\Phi}^{a1}} = \frac{3,7}{0.996} = 3.701,$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\phi}^{\text{а2}}} = \frac{3.3}{1} = 3.3.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}_i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{4,51}{3.3} = 1.37,$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп2}}} = \frac{3.701}{3.3} = 1.12,$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{тек.проект}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп3}}} = \frac{3.3}{3.3} = 1.$$

Таблица 20 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.998	0.996	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4.5	3.7	3.3
3	Интегральный показатель эффективности	4,51	3,701	3.3
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1.37	1.12	1

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е41	Жумаев Улугбек Ашуралиевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02.Технологические машины и оборудование

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования и области его применения:</i>	<p><i>Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики (СОД) линейной части магистральных нефтепроводов условным проходом от DN 150 до DN 1200 включительно и номинальным давлением до PN 15,0 МПа, предназначенные для установки на стационарных узлах запуска и приема и служащие для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта.</i></p> <p><i>Камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом "УХЛ" категории размещения 1 по ГОСТ 15150 с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от плюс 40 °С до минус 60 °С.</i></p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность:	
1.1 Анализ вредных производственных факторов:	<ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе - недостаточная освещенность - превышение уровней шума - превышение уровней вибрации - повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации.
1.2 Анализ опасных производственных факторов:	<ul style="list-style-type: none"> - электробезопасность - механические опасности - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) - движущиеся машины и механизмы..

2 Экологическая безопасность:	<i>объекты охраны окружающей среды - сбор сточных вод с технологических площадок</i>
3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>А) Разгерметизация затвора КПП СОД с разливом нефти (сценарий 1); Б) Трещина в сварном шве КПП СОД с разливом нефти (сценарий 2).</i>
4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<i>Специальные правовые нормы трудового законодательства: - особенности трудового законодательства применительно к работе в условиях вредных и опасных факторов.</i>

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E41	Жумаев Улугбек Ашуралиевич		

5. Социальная ответственность

Предприятия нефтегазового сектора являются опасными производственными объектами. Аварии на магистральных нефтепроводах влекут за собой не только большой экономический ущерб, но также приносят вред, загрязняя окружающую среду, способствуют возникновению пожаров, могут повлечь за собой человеческие жертвы. При транспортировке нефти и нефтепродукта под высоким давлением магистральному нефтепроводу (МН) необходимо обеспечивать высокую надёжность и устойчивость к отказам и авариям. Основным способом обеспечения безопасности МН является внутритрубная очистка и диагностика полости магистрального нефтепровода, что также является необходимым фактором для поддержания его пропускной способности, предупреждения скапливания воды и внутренних отложений.

Камеры запуска и приема (далее по тексту "камеры") средств очистки и диагностики (СОД) линейной части магистральных нефтепроводов условным проходом от DN 150 до DN 1200 включительно и номинальным давлением до PN 15,0 МПа, предназначенные для установки на стационарных узлах запуска и приема и служащие для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта. Камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом "УХЛ" категории размещения 1 по ГОСТ 15150 с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от плюс 40 °С до минус 60 °С.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

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 [35].

5.2. Анализ опасных производственных факторов

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.

Таблица 21 - Опасный производственный фактор

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2014)	Этапы работ			Нормативные Документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей	+	+	+	«Гигиенические требования микроклимату производственных помещений»

микроклимата				помещений из санитарных правил норм СанПиН 2.2.4.548-96
2.Превышение уровня шума	-	+	+	СНиП 23-03-2003 «Защита от шума».
3.Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	«Нормы технологического проектирования электроснабжения промышленных предприятий» НТЭПП-94
5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	-	+	+	ГОСТ 12.3.002-75. ССБТ Процессы производственные Общие требования безопасности ГОСТ 12.3.003-86 Системы стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные Требования безопасности

5.3. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Вредный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может сразу или впоследствии привести к заболеванию, в том числе смертельному, или отразиться на здоровье потомства пострадавшего, или в отдельных специфичных случаях перехода в опасный производственный фактор – вызвать травму [18].

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 стораемых 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 запасовки 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 теплопотерь 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° С не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше IIa. 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 II – 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 антимооскитными 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]

Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).

Устройство камеры приема-пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД), и находится в II (III) климатическом регионе. Средняя температура зимой составляет минус 18° С, скорость ветра 3,6 м/с. Климат умеренноконтинентальный с относительно морозной зимой и жарким летом с малым количеством осадков. Среднегодовая температура составляет минус 6,5 °С; среднегодовое количество осадков – 465 мм; влажность воздуха 68 %. Техническое диагностирование магистрального трубопровода проводится в

теплый и холодный период года на открытом пространстве в дневное время суток. Работы соответствуют категории физических работ средней тяжести (категория Пб) – работы с интенсивностью энергозатрат 201-250 ккал/час (связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением).

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией. В летнее время работники обеспечиваются средствами против насекомых, производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями, спреями против кровососущих насекомых.

5.4. 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 санитарноэпидемиологической 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 заправки и приеме

очистных устройств. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды сера, 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 для запасовки очистных устройств и тд. Состав нефти обычно определяется количественным содержанием углеводородов, которые делятся па 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 запасовкой 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 почвеннорастительный 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]

5.5.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Последствиями воздействия на окружающую среду при очистке линейной части магистрального нефтепровода могут быть:

- изменение характера и снижение биопродуктивности ландшафта в результате локального загрязнения почв; - загрязнение поверхностных или грунтовых вод; - изменение условий местного стока в результате забора воды из малых рек и сброса воды после испытания трубопровода; - загрязнение атмосферы. Основные мероприятия по охране окружающей среды включают: - сведения о существующих фоновых концентрациях вредных веществ в воздухе; - перечень источников выбросов; - наименование выбрасываемых загрязняющих веществ; - количественные и качественные характеристики выбрасываемых веществ; - решения по снижению производственных шумов и вибраций; - оценку эффективности проектируемых сооружений и устройств; - ситуационную карту-схему района границ санитарно-защитной зоны; -

результаты расчетов загрязнения на все объекты окружающей среды. При очистке полости магистрального нефтепровода продувкой воздухом или природным газом необходимо уменьшить зону загрязнения территории продуктами выброса. При очистке полости магистрального нефтепровода промывкой воду сливают в специально сооружаемые резервуары-отстойники (амбары) или фильтруют через дамбы-фильтры. Резервуары-отстойники размещают в местах, исключающих их сообщение с рекой и попадание в нее загрязненной воды. Запрещается сброс загрязненной продуктами очистки полости воды непосредственно в реки, водоемы и на территории, затапливаемые при паводках. В разделе безопасность и экологичность проекта рассмотрены задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности, а также указаны мероприятия по технике безопасности и охране труда при производстве работ.

Заключение

В выпускной квалификационной работе предложена камер пуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода для облегчения условий труда рабочих.

В конструкторско-технологической части выпускной квалификационной работы рассмотрена технология очистки и диагностики магистрального нефтепровода и технология гидроиспытаний камер пуска- приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода.

В разделе безопасность и экологичность проекта решены задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности, а также мероприятия по технике безопасности и охране труда при производстве работ.

В экономической части произведены расчеты затрат, как на закупку нового оборудования и его монтаж, так и на разборку старого.

Список литературы

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.htm>. Дата обращения 17.05.2017.
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. Изм. Лист № докум.
11. 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.
12. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Б.Белоусов, А.Г. Немудров. – М.: Недра, 1988. – 368 с.

13. Большая энциклопедия нефти и газа. Промышленная безопасность в системе магистральных нефтепроводов. URL:<http://www.ngpedia.ru/pg0429343rmD5HIR0008436608/>. Дата обращения 17.05.2017.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

23. 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.

24. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

25. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

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