

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Проектирование нефтепродуктопровода	

УДК 622.692.4.07(571.620)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б11	Мельниченко Сергей Иванович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код
результата

Результат обучения
(выпускник должен быть готов)

Профессиональные компетенции

- | | |
|----|--|
| P1 | Применять глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания для создания и обработки новых материалов. |
| P2 | Применять глубокие знания в области современных технологий машиностроительного производства для решения междисциплинарных инженерных задач. |
| P3 | Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения. |
| P4 | Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на мировом рынке машиностроительного производства. |
| P5 | Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания новых материалов в сложных и неопределенных условиях. |
| P6 | Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды. |

					Проектирование нефтепродуктопровода			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мельниченко С.И.			Планируемые результаты обучения по ООП	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	2	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Универсальные компетенции

- P7 Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.
- P8 Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.
- 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.
- P10 Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.
- P11 Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

					<i>Планируемые результаты обучения по ООП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) А.В. Рудаченко
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б11	Мельниченко Сергею Ивановичу

Тема работы:

«Проектирование нефтепродуктопровода

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Производительность

Режим работы – круглосуточный, круглогодичный.
Схема работы: ПНС на _____, ГНПС 4 НМ
(Зраб.+1рез.), НПС 3 (2раб.+1рез.)

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Проведение обзора современной литературы по указанной тематике. 2. Характеристика объекта исследования 3. Проведение технологического расчета объекта исследования. 4. Основные технологические решения проектированию нефтепродуктопровода 5. Научно-исследовательская часть 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема ГНПС, продольный профиль трассы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Белозерцева Ольга Викторовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Технологический расчет нефтепродуктопровода	Шмурыгин Владимир Александрович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б11	Мельниченко Сергей Иванович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б11	Мельниченко Сергею Ивановичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение объема капитальных затрат на строительство нефтепродуктопровода
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Распределение эксплуатационных расходов направленных на строительство нефтепродуктопровода
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Использовать ставку дисконта 15 процентов, размер налога на прибыль 20 процента.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить коммерческую эффективность строительства нефтепродуктопровода
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение итоговой стоимости строительства нефтепродуктопровода
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности использования основных производственных фондов в стоимостной форме

Перечень графического материала:

Чистая текущая стоимость проекта строительства нефтепродуктопровода

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б11	Мельниченко Сергей Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б11	Мельниченко Сергею Ивановичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов, переработки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	В настоящем разделе приведены решения, направленные на обеспечение охраны труда, промышленной безопасности, предупреждению аварий и локализации их последствий для головной насосной перекачивающей станции магистрального нефтепродуктопровода на стадиях строительства и эксплуатации.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	На объектах проектируемого нефтепродуктопровода опасными и вредными производственными факторами являются: – физические; – химические; – биологические; – психофизиологические.
2. Экологическая безопасность	В настоящем разделе приведены основные источники загрязнения атмосферного воздуха, водных ресурсов и почвы при эксплуатации перекачивающих станций и линейной части МНПП. Также разработаны мероприятия по охране окружающей среды и минимизации последствий техногенных аварий
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	В настоящем разделе рассмотрены основные виды аварий, внештатных ситуаций, способных повлиять на безопасность объекта и способы их предупреждения или устранения
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	ГОСТ 12.0.003-99ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве»
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б11	Мельниченко Сергей Иванович		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.04.2016	Общая часть	13
18.04.2016	Расчетная часть	14
25.05.2016	Технологическая часть	13
05.04.2016	Научно-исследовательская глава	14
12.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	12
16.04.2016	Социальная ответственность	12
21.05.2016	Заключение	11
27.05.2016	Презентация	11
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шмурыгин В.А.	доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определения:

Арматура запорная – равнопроходные краны и задвижки, устанавливаемые на нефтепроводах, отдельных его участках и ответвлениях.

Головная насосная станция – насосная станция, с резервуарным парком, расположенная непосредственно в начале магистрального нефтепровода, осуществляющая прием нефти от поставщиков, ее хранение и транспортировку по магистральному нефтепродуктопроводу.

Диаметр условный – внутренний диаметр трубопровода, округленный до ближайшего значения из установленного стандартного ряда.

Документация предпроектная – обоснования инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений.

Допустимое рабочее давление – давление для каждой секции нефтепровода, принимаемое минимальным из двух значений.

Заземление защитное – заземление, предназначенное для отвода тока в землю в случае нарушения изоляции электрооборудования устройств электрохимической защиты.

Магистральная насосная станция (МНС) – сооружение на нефтеперекачивающей станции, включающее магистральные насосные агрегаты и комплекс другого технологического оборудования, с помощью которых осуществляется повышение давления в магистральном нефтепроводе.

Нефтеперекачивающая станция (НПС) – объект магистрального нефтепровода, включающий комплекс зданий, сооружений и устройств для приема и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

Нефтепродуктопровод магистральный – инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других

					Проектирование нефтепродуктопровода			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мельниченко С.И.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	10	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2511		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

технологических объектов, обеспечивающее транспортировку, приемку, сдачу нефтепродуктов потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Подпорная насосная – сооружение нефтеперекачивающей станции, включающее насосные агрегаты, подключенные к резервуарному парку, для подачи нефти на вход магистральных насосных агрегатов с давлением, обеспечивающих их работу вне зоны кавитации.

Толщина стенки – номинальная – указанная в ГОСТ, ТУ и спецификациях на трубы; расчетная – определяемая расчетом на прочность; минимальная – номинальная минус допуск на толщину стенки трубы.

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

АТР	– Азиатско-тихоокеанский регион
БИЛ	– блок измерительных линий
ВСТО	– Восточная Сибирь – Тихий океан
ГНПС	– головная нефтеперекачивающая станция
КТП	– комплектная трансформаторная подстанция
МНПП	– магистральный нефтепродуктопровод
НПЗ	– нефтеперерабатывающий завод
НПС	– нефтеперекачивающая станция
ПДК	– предельно допустимая концентрация
ПНС	– подпорная насосная станция
ПТП	– противотурбулентные присадки
РВС	– резервуар вертикальный стальной
РВСП	– резервуар вертикальный стальной с понтоном
РП	– резервуарный парк
СИКН	– система измерения количества и показателей качества нефти
СКЗ	– система катодной защиты

					<i>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

СМР	– строительно-монтажные работы
СОД	– средства отчистки и диагностики
ТДП	– территориальный диспетчерский пункт
УРД	– узел регулирования давления
ЩСУ	– щит станции управления
ЭХЗ	– электрохимическая защита

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 10227-86 «Топлива для реактивных двигателей. Технические условия».
2. ГОСТ 12.0.003-99 «ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
3. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».
4. ГОСТ 12.3.009-76 «ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности».
5. ГОСТ 12.4.002-97 «ССБТ средства защиты рук от вибрации технические требования и методы испытаний».
6. ГОСТ 12.4.010-75 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия».
7. ГОСТ 12.4.011-89. «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
8. ГОСТ 15597-82 «Светильники для производственных зданий. Общие технические условия».
9. ГОСТ 23407-78 «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ. Технические условия».
10. ГОСТ 27575-87 «Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия».

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

11. ГОСТ 28507-90 «Обувь специальная кожаная для защиты от механических воздействий. Общие технические условия».
12. ГОСТ Р 52050-2003 «Авиационное топливо для газотурбинных двигателей Джет А-1. Технические условия».
13. ГОСТ Р 8.595- 2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».
14. ГОСТ Р 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения».

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа выполнена в виде пояснительной записки на 151 листах, которая содержит 26 таблиц, 17 рисунков, 84 использованных источников и графической части на 3 листах.

В представленной работе рассмотрен проект нефтепродуктопровода [REDACTED]

В работе отражены общие сведения о рельефе местности, климатических, инженерно-геологических условиях прохождения трассы нефтепродуктопровода.

В расчетной части выполнены необходимые расчеты и подбор перекачивающего оборудования, определено необходимое количество магистральных агрегатов, обеспечивающих безопасную, бесперебойную работу перекачивающей станции и работу всего нефтепродуктопровода.

В технологической части рассмотрены задачи, связанные с проектированием объектов насосной перекачивающей станции и линейной части трубопровода, представлена технологическая схема работы.

В научно-исследовательской части рассмотрено применение противотурбулентных присадок для снижения сопротивления течению.

В экономической части определен объем капитальных вложений на осуществление проекта, выполнен расчет эксплуатационных затрат, приведены основные технико-экономические показатели.

В главе социальной ответственности рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда, проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, произведен расчет защитного заземления, приведены методы уменьшения негативного воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации перекачивающих станций.

					Проектирование нефтепродуктопровода [REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мельниченко С.И.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	14	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б11		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

THE ABSTRACT

The degree project is designed as an explanatory note for 151 sheets which contains 26 tables, 17 figures, 84 sources used and the graphic part of 3 sheets.

In the present thesis project examined the draft oil pipeline [REDACTED]

The work reflects an overview of the terrain, climate, engineering-geological conditions of the passage of oil pipeline route.

In the calculation part made the necessary calculations and selection of pumping equipment, determine the number of main units that provide safe, trouble-free operation of transfer stations and performance of all oil pipeline.

In the technological part of the graduation project deals with problems related to the design of facilities and pump stations of the pipeline, a process scheme work.

In the research examined the use of drag reducing additives to reduce the flow resistance.

In the economic part of the defined amount of capital investment for the project, a calculation of operating costs, are the main technical and economic indicators.

In the social responsibility chapter the safety of life and health, the analysis of dangerous and harmful factors, calculated the protective earth are the methods to reduce the negative impact on the environment during construction and operation of pumping stations.

					Реферат	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	20
1. Обзор литературы	22
2. Общая часть	25
2.1. Географические данные [REDACTED]	25
2.2. Природно-климатические условия [REDACTED]	25
2.3. Рельеф [REDACTED]	28
2.4. Гидрографические данные	31
2.5. Инженерно-геологическая характеристика района строительства	31
2.6. Население [REDACTED]	32
2.7. Топливо-энергетический комплекс [REDACTED]	33
2.8. Отрасли хозяйства и перспективы развития [REDACTED]	34
2.9. Транспорт в [REDACTED]	35
3. Расчётная часть	37
3.1. Исходные данные для расчетной части проекта	37
3.2. Основные характеристики перекачиваемых нефтепродуктов	37
3.2.1. Дизельное топливо экспортное	37
3.2.2. Нафта	38
3.2.3. Авиакеросин ТС-1	38
3.2.4. Авиакеросин Джет А-1	38
3.3. Определение основных параметров нефтепродуктопровода	39
3.4. Механический расчет нефтепродуктопровода	39
3.4.1. Определение толщины стенки трубопровода	39
3.4.2. Расчёт толщины стенки футляра на переходе через автодорогу	42
3.5. Гидравлический расчет нефтепродуктопровода	45
3.5.1. Определение плотности нефтепродуктов	45

					Проектирование нефтепродуктопровода нефтеперерабатывающий завод Комсомольск-на-Амуре - порт Де-Кастри			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мельниченко С.И.			Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	16	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2511		
Зав. Каф.		Рцдаченко А.В.						

3.5.2. Определение вязкости нефтепродуктов	46
3.5.3. Расчёт объёмов перекачиваемых продуктов	48
3.5.4. Определение потери напора при перекачке	49
3.5.5. Подбор насосных агрегатов	50
3.5.6. Построение Н-Q характеристики работы нефтепродуктопровода и насосных станций	52
3.6. Определение количества смеси при последовательной перекачке	52
3.7. Определение числа циклов последовательной перекачки	54
3.8. Расчёт объёма резервуарного парка в начальном пункте	54
3.9. Расчёт объёма резервуарного парка в конечном пункте	56
4. Технологическая часть	58
4.1. Назначение нефтепродуктопровода	58
4.1.1. Технические решения по выбору трассы	60
4.1.2. Основные технические решения по прокладке трубопровода	61
4.1.3. Особенности эксплуатации нефтепродуктопровода при последовательной перекачке нефтепродуктов	62
4.2. Насосная перекачивающая станция	63
4.2.1. Генеральный план ГНПС	63
4.2.2. Технологическая схема ГНПС	65
4.3. Магистральная насосная	67
4.4. Вспомогательные системы насосного цеха	67
4.4.1. Система сбора утечек насосного цеха	68
4.4.2. Система разгрузки торцовых уплотнений	68
4.4.3. Маслосистема	69
4.4.4. Воздушное охлаждение	69
4.5. Камера запуска, приема средств очистки и диагностики	71
4.6. Фильтры-грязеуловители	72
4.7. Система учёта количества и качества нефтепродуктов	72
4.8. Узел технологических переключений	74
4.9. Узел регулирования давления магистрального нефтепродуктопровода	75

4.10. Емкости для сбора утечек нефти и дренажа технологических трубопроводов	76
4.11. Теплоснабжение	77
4.12. Водоснабжение и водоотведение	78
4.13. Отопление и вентиляция	81
4.14. Электроснабжение	83
4.15. Молниезащита	84
4.16 Электрохимическая защита от коррозии	85
4.17. Связь и телемеханика	86
5. Научно-исследовательская глава	88
5.1. Применение противотурбулентных присадок для снижения сопротивления течению	88
5.2. Путевое разрушение противотурбулентной присадки	90
5.3 Технология получения ПТП	91
5.4. Методы оценки эффективности ПТП	93
5.5. Эффективность присадки	96
5.6. Определение коэффициента увеличения пропускной способности продукто нефтепровода	99
5.7. Применение ПТП для снижения гидравлического сопротивления на	100
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	110
6.1. Техничко-экономические обоснование	110
6.2. Эксплуатационные расходы	112
6.3. Затраты на оплату труда	112
6. 4. Амортизационные отчисления	113
6. 5. Затраты на электроэнергию	113
6.6. Текущий ремонт	113
6. 7. Прочие затраты	114
6. 8. Оценка экономической эффективности	114
6. 9. Производительность труда	114
6. 10. Прибыль	115

6.11. Чистая текущая стоимость проекта	116
6.12. Рентабельность	118
6. 13. Максимальная величина рискуемого капитала	118
7. Социальная ответственность	120
7.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов и мероприятий по их предотвращению	120
7.2. Безопасность строительства и эксплуатации насосной станции и нефтепродуктопровода	126
7.3. Экологическая безопасность	128
Заключение	135
Список использованных источников	136
Приложение А	143
Приложение Б	144
Приложение В	145
Приложение Г	146
Приложение Д	147
Приложение Е	148
Приложение Ж	149
Приложение И	150
Приложение К	151

ВВЕДЕНИЕ

География добычи и переработки нефти и потребление нефтепродуктов определяет направления основных грузопотоков: от нефтяных месторождения к нефтеперерабатывающим заводам и от последних к местам потребления.

В сложившихся условиях сырьём для [REDACTED] служит сахалинская и восточносибирская нефть. Производимые нефтепродукты поставляются потребителям [REDACTED], в том числе и на экспорт железнодорожным транспортом.

Трубопроводный транспорт нефтепродуктов наряду с железнодорожным и водным является основным видом транспорта нефтепродуктов от нефтеперерабатывающих заводов к потребителям. Но трубопроводный транспорт отличается от других видов рядом преимуществ. Трубопроводы надежны в эксплуатации, процесс транспортировки по ним грузов полностью автоматизирован, высокая герметизация сохраняет продукты. Также эксплуатация трубопроводов не зависит от климатических условий. Современный трубопровод имеет высокую пропускную способность. По себестоимости перевозок это самый дешевый вид транспорта. Строительство магистрального нефтепродуктопровода к морю позволит отказаться от дорогостоящих услуг железнодорожного транспорта, и снизить конечную цену на нефтепродукты.

После завершения модернизации нефтеперерабатывающего завода и строительства [REDACTED], увеличатся объёмы выпускаемых нефтепродуктов, что позволит загрузить новый нефтепродуктопровод на начальном этапе [REDACTED]

Проект нового нефтепродуктопровода является актуальным в условиях развития торговых связей России с другими странами АТР.

					Проектирование нефтепродуктопровода нефтеперерабатывающий завод Комсомольск-на-Амуре – порт Де-Кастри			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мельниченко С.И.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	20	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2511		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Строительство, а в дальнейшем эксплуатация магистрального нефтепродуктопровода создаст новые рабочие места и обеспечит поступление налогов в бюджет [REDACTED], а так же приблизит Россию к контролю поставок топлива в страны Южной Азии. Таким образом, трубопровод имеет стратегическое значение для Дальнего Востока и страны в целом.

Трасса трубопроводной системы будет проложена в направлении с Юго-запада на Северо-восток от [REDACTED]

[REDACTED] Маршрут нефтепродуктопровода будет следовать по территории [REDACTED]

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта магистрального нефтепродуктопровода [REDACTED]

[REDACTED] В соответствии с заданием на проектирование были поставлены и решены следующие задачи:

- гидравлический и механический расчет магистрального нефтепродуктопровода;
- подбор насосного оборудования НПС;
- определение напора, развиваемого насосной станцией;
- технико-экономическое обоснование проекта;
- безопасность жизнедеятельности и условий труда;
- противопожарная безопасность объекта;
- охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации.

Также в научно-исследовательской главе изучено применение противотурбулентных присадок (ПТП) для снижения гидравлического сопротивления при перекачке. Исследованы методы определения эффективности их применения и приведено сравнение нескольких способов увеличения производительности нефтепродуктопровода, в том числе с применением ПТП.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Топливо-энергетический комплекс России является одним из важнейших, устойчиво работающих и динамично развивающихся производственных комплексов экономики страны. Мощный производственно-технологический и кадровый потенциал ТЭК обеспечивает необходимые потребности общества в энергетических продуктах и услугах, формируя тем самым необходимые показатели национальной энергетической безопасности страны, а также вносит весомый вклад в формирование финансово-экономических показателей ее развития [66].

Важным этапом как на стадии проектирования нефтепродуктопровода [REDACTED], так и в процессе его будущей эксплуатации является гидравлический расчет, который лежит в основе расстановки перекачивающих станций и планирования режимов перекачки, что определяет экономическую эффективность принимаемых инженерных решений.

Проектирование нефтепродуктопровода выполняется в полном соответствии с действующими государственными стандартами, строительными нормами, отраслевыми руководящими документами, правилами эксплуатации, охраны труда, техники безопасности, пожарной безопасности и требованиями по охране окружающей среды [45].

Проектирование нефтепродуктопровода выполняется с максимальным внедрением достижений науки, новой техники и технологии, механизации, автоматизации и телемеханизации объектов с обеспечением вывода информации в АСУ ТП [40], передового отечественного и зарубежного опыта, изобретательства и рационализации, обеспечивающих повышение эффективности капитальных вложений, надежность и долговечность объектов, экономию материальных ресурсов, рациональное использование земель и

					Проектирование нефтепродуктопровода [REDACTED]			
					[REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.	Мельниченко С.И.				Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руковод.	Шмурыгин В.А.					ДР	22	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2511		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							

охрану окружающей среды [2], экономичность и безопасность эксплуатации.

Конструктивные решения, обеспечивающие надежность и безаварийность нефтепродуктопровода, должны исключать необходимость строительства вдоль нефтепродуктопровода защитных сооружений по сбору разлившегося нефтепродукта (амбаров, сборников, канав и т.п.) [62].

При выборе трассы нефтепродуктопровода следует исходить из необходимости обеспечения надежности нефтепродуктопровода, предотвращения возможного проникновения нефтепродуктов в здания, сооружения, грунт и водоемы, применения наиболее эффективных и высокопроизводительных методов производства строительно-монтажных работ, а также возможности подъезда транспортных и ремонтных машин к любому участку нефтепродуктопровода для проведения требуемых работ [65].

Прокладку нефтепродуктопроводов следует предусматривать подземной с минимальным числом пересечений инженерными коммуникациями и дорогами.

Для повышения эффективности и снижения затрат на транспортировку нефтепродуктов было предложено применение противотурбулентных присадок (ПТП) [69].

Применение ПТП может быть целесообразно при решении следующих задач:

- увеличение пропускной способности (ПС) существующих МНПП без строительства дополнительных НПС, лупингов, реконструкции ЛЧ МНПП, НПС и т.д.;
- снижение энергопотребления при сохранении прежней производительности МНПП;
- снижение нагрузки на ЛЧ МНПП и технологическое оборудование НПС за счет уменьшения рабочих давлений с сохранением производительности МНПП и, как следствие, повышение надежности эксплуатации МНПП;
- понижение рабочих давлений в секциях труб с сохранением прежней производительности перекачки для проведения ремонтных работ (установка ремонтных муфт и т.д.) без остановки перекачки.

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Научные исследования о технологии применения и эффективности ПТП изложено в работах следующих ученых: Лурье М.В., Лисин Ю.В., Черников В.А., Ширяев А.М.

Вопросы по расчету и проектированию нефтепродуктопровода отражены в работах следующих ученых: Арзунян А.С., Бабин Л.Л., Губин В.Е., Яблонский В.С.

Можно сделать вывод, что вопросы разработки новых технологий и их совершенствования в проектировании и строительстве нефтепродуктопроводов, а также экологическая, промышленная безопасность и экономическая эффективность являются актуальными.

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

2.1. Географические данные

входит в число крупнейших по размерам административно-территориальных образований РФ, расположен в центральной части . Территория края простирается с юга на север 1 800 км, с запада на восток – на 125–750 км.

Площадь края составляет 4,6% территории России, или 787,6 тыс. кв. км.

Северная точка края отстает всего на 430 км от полярного круга, а южная находится на параллели, проходящей севернее острова Хоккайдо, американского города Портленда и немного южнее Ростова-на-Дону.

С Востока край омывается .
отделяется проливами . Линия побережья протянулась на 2,5 тыс. км. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные – [78].

2.2. Природно-климатические условия

Климат (рисунок 2.1) формируется под влиянием холодных восточно-азиатских окраинных морей, и с его низкими зимними температурами. Зимний муссон несет сухой и холодный континентальный воздух и обуславливает бесснежные холодные зимы. В северо-западной части Охотского моря массы сухого континентального

					Проектирование нефтепродуктопровода нефтеперерабатывающий завод Комсомольск-на-Амуре – порт Де-Кастри			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мельниченко С.И.			Общая часть	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	25	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2511		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

арктического воздуха встречаются с влажным полярным морским воздухом, образуя охотский арктический фронт. Здесь формируются зимние циклоны, являющиеся причиной выпадения зимних осадков на побережье [REDACTED]

Летний муссон, приносящий с океана на сушу влажный морской полярный воздух, на побережье снижает температуры и приносит большое количество осадков. Теряя осадки и нагреваясь при проникновении вглубь материка, он трансформируется в континентальный полярный воздух.

Влияние муссонов наиболее значительно в южной части территории, в то время как в северной части оно ограничивается побережьем [REDACTED].

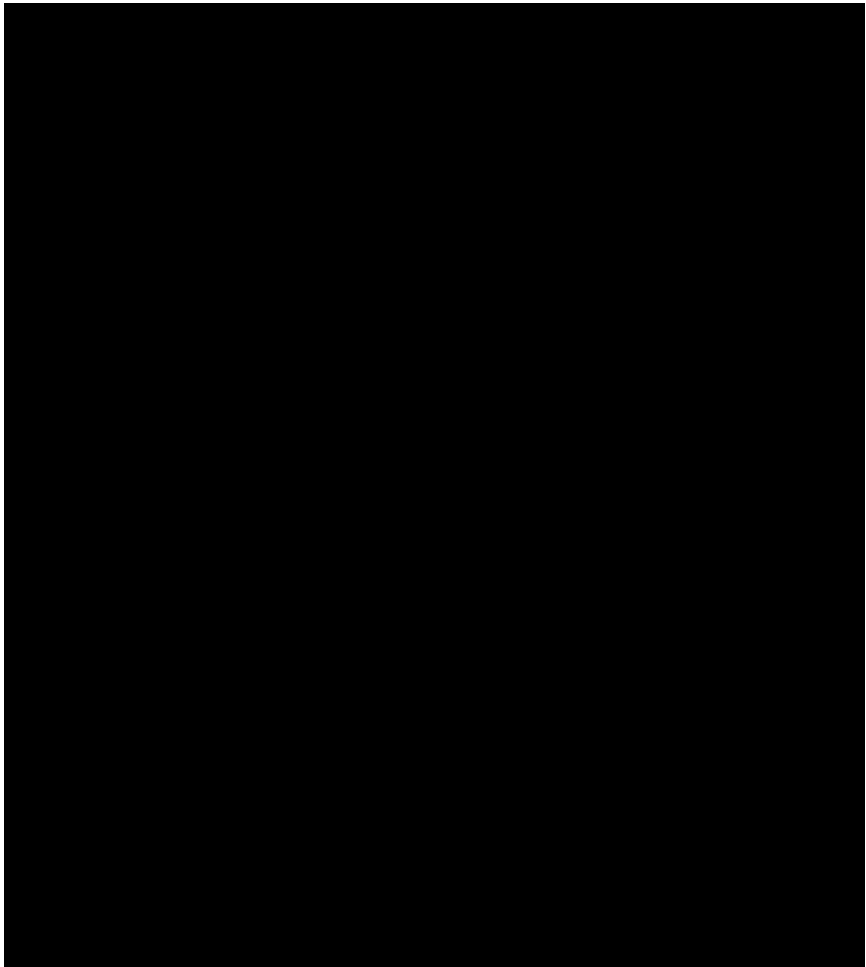


Рисунок 2.1 – Климатическая карта:
Среднегодовое количество осадков (в мм): 1 – 200–300; 2 – 300–400; 3 – 400–500; 4 – 500–600; 5 – 600–700; 6 – 700–1000. Изотермы среднемесячных температур на уровне земной поверхности (в градусах Цельсия): 7 – в июле, 8 – в январе. Направление ветров: 9 – в июле, 10 – в январе. Течения: 11 – теплые, 12 – холодные, 13 – граница сплошной вечной мерзлоты, 14 – граница льдов зимой

В летнее время территория [REDACTED] испытывает также воздействие морского тропического воздуха, проникающего с юго-востока. Располагающийся в районе [REDACTED] полярный фронт является местом возникновения циклонов, которые особенно часты летом и в начале осени. Иногда на описываемую территорию с юга и юго-запада вторгаются тайфуны, зарождающиеся в приэкваториальной зоне Тихого океана.

Продолжительность солнечного сияния за год составляет около 2000–2500 часов. При этом она ниже в приморских районах. Наибольшее количество часов падает на март – октябрь, наименьшее – на ноябрь – февраль.

В [REDACTED] депрессии среднемесячная температура января падает до -22°C , в узкой прибрежной полосе от -19°C на юге [REDACTED] [REDACTED]. Июльские температуры по мере продвижения от морского берега вглубь материка в юго-западном направлении становятся выше. Для побережья характерно сравнительно прохладное лето со среднемесячными температурами июля $12-14^{\circ}\text{C}$, во внутриматериковых же частях они достигают $20-22^{\circ}\text{C}$.

Распределение осадков в течение года неравномерно. Меньше всего их выпадает зимой (в январе $10-20$ мм на побережье и не более 10 мм во внутриматериковой части), несколько более весной (в апреле $20-30$ мм на побережье и $10-20$ мм в остальных районах).

Максимум осадков приходится на лето и первый осенний месяц (до 70% годового количества). Нередко выпадение летних осадков, связанных с тайфунами, носит ливневый характер, достигая $100-150$ мм в сутки.

Количество осадков, выпадающих в виде снега, в большинстве районов незначительно. Во внутриматериковых районах оно составляет $20-25$ мм из $380-515$ мм, а в приморских районах до $45-70$ мм из $450-760$ мм годового количества осадков.

Небольшая мощность снегового покрова, а иногда и отсутствие последнего, особенно в южных районах, вызывает глубокое промерзание

					Общая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

почвы. Средние глубины промерзания грунтов составляют для [REDACTED] 2,13 м, [REDACTED] – 1,89 м, [REDACTED] – 2,14 м, [REDACTED] – 1,51 м [60].

2.3. Рельеф [REDACTED]

На территории [REDACTED] преобладает горный рельеф. На долю равнин приходится всего лишь около 2530 %. (рисунок 2.2).

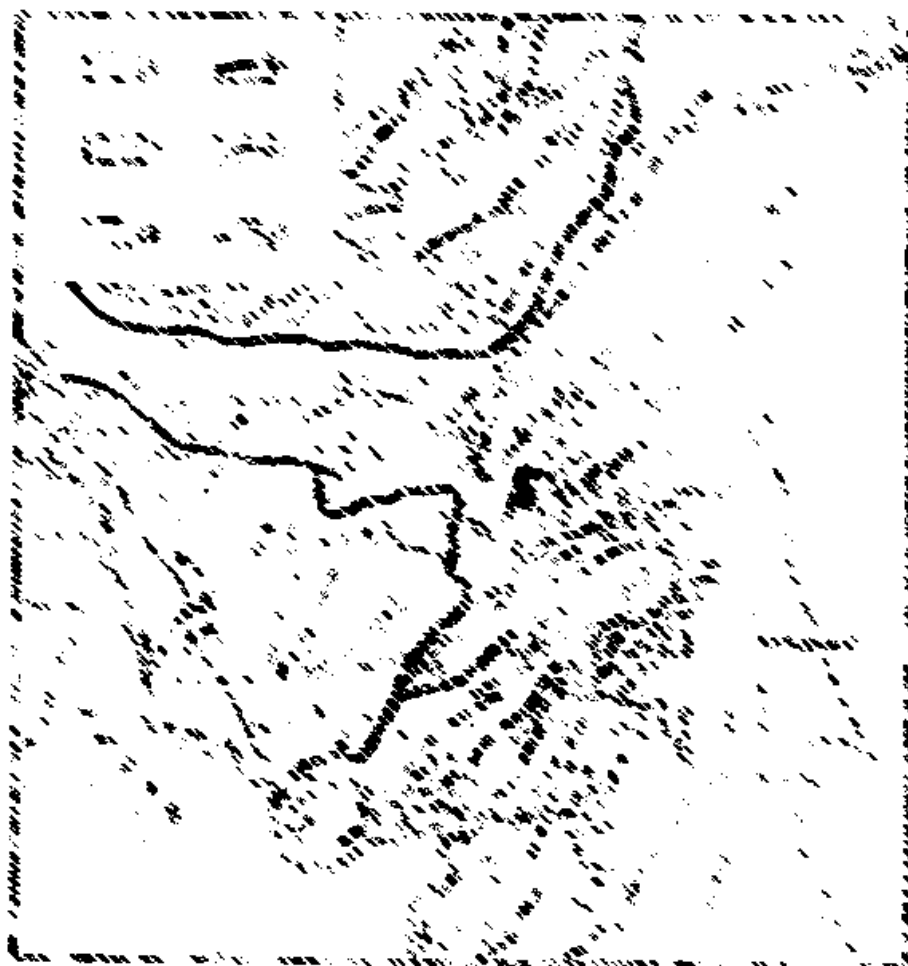


Рисунок 2.2 – Орографическая схема:

1 – горные районы и предгорья; 2 – нагорья; 3 – равнины и плато;
4 – водораздельные линии главных хребтов; 5 – водораздельные линии прочих хребтов; 6 – водораздельная линия горной системы [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] равнина располагается в пределах РФ лишь своей северо-восточной частью. Это низкая (от 45 до 100 м абс. высоты) заболоченная равнина с несколькими уровнями речных террас и обширной поймой шириной до 10–30 км. По периферии ее местами разбросаны низкие горные хребты высотой от 600 до 950 м и группы мелкосопочника. Равнина дренируется Амуром и его многочисленными притоками. На плоских водораздельных пространствах равнины расположены обширные сфагновые болота с бесчисленным количеством озер.

[REDACTED], но очень похожа на нее по характеру рельефа. Здесь также распространена серия террас и заболоченные плоские водораздельные участки высотой от нескольких метров до 100 м. На поверхности равнины местами наблюдаются группы мелкосопочника и островных гор (гора [REDACTED] с абс. выс. 400 м и др.). В юго-

западной части у [] цепь таких возвышенностей приобретает северо-восточное простирание.

[] и, подобно последней, имеет в плане неправильную форму. Здесь преимущественно распространены низкие террасы [] и его притоков с абсолютными высотами от нескольких метров до 60–80 м. По периферии равнины и в ее центральной части также наблюдаются группы мелкосопочника и островных гор.

Наиболее крупной горной системой южной части [] []. Она состоит из отдельных хребтов и горных гряд преимущественно северо-восточного направления. Абсолютные высоты в северной части колеблются в пределах 1200–1400 м.

При движении от центральных частей [] к востоку или западу возвышенности постепенно понижаются и среднегорье сменяется низкогорьем и увалистым рельефом с абсолютными отметками до 300–500 м.

Группа хребтов на юге территории образует [] [] в котором обособляется несколько горных групп: хр. [] (1252 м), [] (1012 м), хр. [] (797 м), хр. [] (890 м). Отделяются они друг от друга, как равнинными участками, так и группами мелкосопочника.

Хребты [] служат водоразделом крупных левых притоков Амура с запада [] и с востока []. Восточные склоны расчленены более глубоко, чем западные и в поперечном разрезе хребты имеют асимметричное строение.

На междуречье нижнего течения [] располагаются [] [] возвышенности (1000–1400 м) и хр. [] (до 1000 м). Между нижним течением [] протягиваются хребты [] (до 1000 м). Для всех этих гор типичны сглаженные очертания, сравнительно пологие склоны, широкие речные долины с меандрирующими реками [60].

					Общая часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4. Гидрографические данные

Наиболее многоводная и разветвленная речная сеть принадлежит бассейну [REDACTED], реки охотского склона хребтов [REDACTED] К бассейну [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

В целом большая часть территории относится к избыточно-влажной зоне, совпадающей с зоной тайги. Среднегодовой сток наиболее высок (до 400–600 мм в год) в центральных частях [REDACTED] и в хребтах [REDACTED]
[REDACTED] (до 150–200 мм), а также и к Охотскому побережью (до 300 мм). Внутригодовое распределение стока отличается большой неравномерностью. Для [REDACTED] колебания расходов значительны, несмотря на наличие естественных регуляторов стока – озерных бассейнов, и также вследствие ливневого характера летних осадков.

Начало ледостава происходит обычно в ноябре, вскрытие – от апреля (на юге) до мая (на [REDACTED]). Сроки замерзания и вскрытия колеблются в пределах 15–20 дней. Небольшие северные реки в зоне вечной мерзлоты нередко промерзают до дна. Иногда при этом образуются наледи, достигающие размеров в несколько десятков квадратных километров.

На равнинах [REDACTED] широко распространены болота. На территории [REDACTED] выделяют: [REDACTED] провинцию сфагновых болот и сфагновых лиственничников, [REDACTED] сфагновых болот и торфяников, располагающихся к востоку от указанной линии [60].

2.5. Инженерно-геологическая характеристика района строительства

Около 50% территории [REDACTED] охвачено многолетней мерзлотой.

					Общая часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В области [REDACTED] горной системы обводненность пород весьма неравномерная. В неогеновых и нижнечетвертичных базальтах вскрываются напорные воды с величиной напора 20–106 м и с дебитами скважин по самоизливу 0,3–10 л/сек, иногда удельные дебиты их достигают 20–36 л/сек. В речных долинах развиты наледи. На выровненных поверхностях неогеновых и нижнечетвертичных базальтов характерно развитие элювиально-делювиальных суглинисто-щебенчатых образований мощностью до 3 м, иногда до 5–10 м. На участках распространения этих образований наблюдаются многочисленные случаи пучения дорожного полотна.

[REDACTED] равнина сложена породами, объединенными в формацию межгорных впадин, представленную аллювиальными и озерно-аллювиальными четвертичными и плиоценовыми отложениями, имеющими мощность до 200 м.

Подземные воды на большей части [REDACTED] равнины залегают на глубине от 2 до 5 м, на высоких террасах – от 10 до 15 м. Удельные дебиты скважин изменяются от 0,5 до 3,4 л/сек.

Преобладающая часть равнины интенсивно заболочена. Поймы рек подвержены ежегодным паводкам. В долине [REDACTED] на участках речных террас в результате подмыва берегов и насыщения пород влагой во время дождей наблюдается оползание рыхлых пород. Вдоль грунтовых дорог развиты овраги [61].

2.6. Население [REDACTED]

По состоянию 01.01.2016 года численность населения края составила 1334500 человек, в том числе и малочисленные народы Севера. 80,6 процента населения проживают в городах края. В среднем на один квадратный километр проживают 1,8 человека. Средний возраст жителей края – 36–74 лет [78].

					Общая часть	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.7. Топливо-энергетический комплекс [REDACTED]

В [REDACTED] действует мощный и разнообразный по направлениям топливо-энергетический комплекс, являющийся базовой отраслью экономики края и занимающий в ее структуре весьма важное место.

В настоящее время в [REDACTED] сосредоточены практически все мощности по переработке сырой нефти на [REDACTED], производится около 20 % электрической и 30 % тепловой энергии, добывается 8,0 % угля.

Нефтеперерабатывающая промышленность в [REDACTED] представлена двумя нефтеперерабатывающими заводами [REDACTED]
[REDACTED]

Угледобывающий комплекс края представляет [REDACTED], осуществляющий производственную деятельность по разработке ургальского каменноугольного месторождения в [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

На территории края выработку электрической и тепловой энергии обеспечивают девять ТЭЦ.

Общая установленная мощность энергоисточников [REDACTED] энергосистемы составляет:

- по выработке электрической энергии – 2288,95 МВт;
- по выработке тепловой энергии – 6521,4 Гкал/ч.

Распределительные электрические сети сформированы на напряжении 110-35 кВ, общая протяженность 10,2 тыс. км, находятся в управлении филиала «[REDACTED]
[REDACTED]

Протяженность магистральных трубопроводов тепловых сетей филиала [REDACTED]
[REDACTED] (в однотрубном исчислении) составляет 840 км. Система газоснабжения края организована сжиженным и природным газом.

					Общая часть	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Газораспределительной организацией в [REDACTED]

Все районы края, за исключением отдаленных – [REDACTED], газифицированы. Уровень газификации населения сжиженным газом в крае – около 60 процентов. Доля потребления сжиженного газа промышленными и коммунально-бытовыми предприятиями составляет 5 процентов от всего объема, реализуемого в крае.

Газотранспортная система сжиженного газа включает около 400 километров внутриквартальных газопроводов, свыше 700 групповых резервуарных установок, 3 газонаполнительные станции, более 320 тыс. газифицированных квартир.

Перспективные уровни потребности в природном газе [REDACTED] оцениваются до 2020 года – 7,5 млрд. м³ [78].

2.8. Отрасли хозяйства и перспективы развития [REDACTED]

Ведущими секторами хозяйственного комплекса края являются промышленность (19 % ВВП), транспорт и связь (16,3 %), торговля (14,9 %) и строительство (12,1 %).

Основными отраслями специализации промышленности являются топливно-энергетический комплекс (25,7 % выпуска), машиностроительный комплекс (около 21 %), добыча полезных ископаемых (13 %), производство пищевых продуктов (около 10 %), металлургическое производство (9,8 %), нефтепереработка (9,7 %).

Развитие основных секторов будет иметь следующие направления:

– динамичное развитие транспортного сектора. Реализация проектов по строительству транспортных терминалов, специализирующихся на перевалке угля, металлов, нефти и продуктов нефтепереработки, большегрузных контейнеров, формирование портовой особой экономической зоны в [REDACTED]

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

- развитие инфраструктуры приграничных торгово–производственных комплексов;
- сохранение своих позиции в рыбохозяйственном комплексе [REDACTED] при неизменной сырьевой специализации рыбного сектора;
- развитие лесопромышленного комплекса [REDACTED] за счет развития предприятий с низкой степенью деревообработки;
- в силу развития государственной поддержки (госзаказ) в крае будет развиваться авиа- и судостроение [77].

2.9. Транспорт в [REDACTED]

Железнодорожный транспорт составляет основу транспортной системы [REDACTED]. Перевозки железнодорожным транспортом общего пользования осуществляются [REDACTED] – филиалом ОАО «РЖД».

Общая протяженность железнодорожных путей на территории края составляет 2657 км, в том числе 196 км электрифицированных участков. Железнодорожный транспорт [REDACTED] обеспечивает 96 % грузооборота и 47 % пассажирооборота всех видов транспорта [REDACTED].

Основу железнодорожной сети на территории края составляют две независимые железнодорожные магистрали – [REDACTED].

[REDACTED] находится на пересечении международных воздушных транспортных коридоров. На территории края эксплуатируется 16 аэродромов различных классов, из них 12 являются аэропортами общего пользования, а 4 используются для корпоративных перевозок.

Внутренний водный транспорт [REDACTED], представленный [REDACTED] морской торговый порт», обеспечивает выход грузо- и пассажиропотоков через сеть водных путей в южном направлении в северо-восточные провинции [REDACTED], в

					Общая часть	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

северном – в [REDACTED]. На территории края
расположены крупные морские международные порты [REDACTED]
[REDACTED]

Автобусная маршрутная сеть [REDACTED] состоит из 250
маршрутов, в том числе: 115 городских, 90 пригородных, 45
междугородных [78].

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1. Назначение нефтепродуктопровода

Нефтепродуктопровод [REDACTED]
предназначен для транспортирования нефтепродуктов (дизельное топливо экспортное, нефтя, авиакеросин) до перевалочной нефтебазы в районе залива [REDACTED]. Нефтепродукты будут поступать от действующего нефтеперерабатывающего завода [REDACTED].

Местоположение и границы района (участка) строительства:

[REDACTED]
[REDACTED]

Состав сооружений:

- подпорная насосная станция с резервуарным парком на 110 тыс. м³ на КНПЗ (максимально допустимое рабочее давление на выходе с ПНС 2,5 МПа);
- головная насосная станция (ГНПС расположена на расстоянии 4,42 км от ПНС);
- промежуточная НС (возле с. [REDACTED]);
- РП [REDACTED];
- морской отгрузочный причал островного типа;
- три нитки НПП от ПНС на [REDACTED] до ГНС;
- нефтепродуктопровод от ГНС до ПНС и далее до [REDACTED];
- три нитки НПП от РП [REDACTED];
- вдольтрассовая ВЛ – 10 кВ;
- электростанции в районе ПНПС (мощность электростанции – 6 МВт), резервуарного парка нефтепродуктов [REDACTED] (мощность электростанции – 6 МВт), п. [REDACTED] (мощность электростанции – 1 МВт);

Проектирование нефтепродуктопровода [REDACTED]							
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.	Мельниченко С.И.				Технологическая часть	Литера	Лист
Руковод.	Шмурыгин В.А.					ДР	58
Консульт.							Листов
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						151
					ТПУ гр. 3-2511		

– подстанции в районе резервуарного парка нефтепродуктов, подпорной насосной станции, головной насосной перекачивающей станции.

Назначение объекта: отгрузка нефтепродуктов с береговых сооружений на танкеры.

Производительность объекта: грузооборот по перевалке на танкеры через морские сооружения – 6,0 млн. тонн/год, в т.ч.:

- дизельное топливо (Евро-4) – 3,0 млн. тонн в год;
- нефтя – 2,0 млн. тонн в год;
- реактивное топливо ТС-1 и Jet-A1 – 1,0 млн. тонн в год.

Режим и условия работы – круглосуточный, круглогодичный в условиях незащищенной акватории.

Условия работы – ледовая обстановка в зимний период.

Состав морских сооружений:

– отгрузочный причал островного типа свайной конструкции, расположенный на естественных глубинах до 18,0 м, предназначенный для загрузки танкеров дедейтных групп НО-3, НО-5, НО-30, НО-50, НО- 80 тремя видами продукции – дизельное топливо, нефтя и реактивное топливо ТС-1 и Jet-A1; конструкция причала обеспечивает одновременную швартовку двух танкеров на противоположных сторонах;

– грузовые трубопроводы (четыре нитки) на участке «Резервуарный парк в [REDACTED] – Отгрузочный причал» для перекачки продукции. Протяженность трассы – 835 м до уреза воды и 2450 м под водой;

– база вспомогательного флота и морспецподразделения, обеспечивающая стоянку и снабжение электроэнергией, водой и топливом судов вспомогательного флота (буксиры кантовщики, суда бонопостановщики, суда нефтесборщики и т.д.), прием отходов с судов вспомогательного флота, а также хранение и обслуживание плавучих навигационных знаков и оборудования для ликвидации разливов нефтепродуктов [79].

4.1.1. Технические решения по выбору трассы

Перед тем как выбрать оптимальную трассу сравнивают несколько вариантов, учитывают затраты при сооружении, техническом обслуживании и ремонте трубопровода при эксплуатации, металлоемкость, конструктивные схемы прокладки и наличие дорог.

Трасса нефтепродуктопровода [REDACTED] будет проходить по территории городского округа [REDACTED]. Трасса будет расположена в одном техническом коридоре рядом с нефтепроводом [REDACTED]. Линейная часть будет начинаться от подпорной насосной станции на территории [REDACTED], далее через 4,42 км расположится головная насосная станция. Обойдя город с севера и с северо-востока, трубопровод пересечет [REDACTED] в районе пионерского лагеря им. [REDACTED]. Далее на восток до водораздела ручьев [REDACTED] затем трубопровод повернет на северо-восток и пройдет мимо населённых пунктов [REDACTED]. В районе [REDACTED] а на 198 км трассы будет расположена промежуточная перекачивающая станция, после которой нефтепродуктопровод [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Примерная протяжённость трассы – 300 км. Вдоль проектируемой трассы проходят дороги, связывающие [REDACTED]
[REDACTED]

МНПП пересечет 128 рек и ручьёв, в том числе крупные реки такие, как [REDACTED]

Переходы через реки [REDACTED] планируется делать бестраншейным способом – методом наклонно-направленного бурения, что сведёт к минимуму земляные работы в русловой части рек. Трубопровод подводных переходов

					Технологическая часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

через реки заключены в защитный футляр, что снижает вероятность возникновения аварий, связанных с повреждением нефтепродуктопровода и его разгерметизацией. Защитные футляры также предусмотрены на подземных переходах через автодороги.

4.1.2. Основные технические решения по прокладке трубопровода

При сооружении МНПП принята подземная прокладка трубопровода. Так как нефтепродуктопровод будет проходить по северной климатической зоне, то глубина заложения принята с учетом максимальной глубины промерзания грунта в холодное время года – не менее 2 м до оси трубопровода.

При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету принимается не менее 350 мм, а пересечение выполняется под углом не менее 60°.

При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах и засыпке этими грунтами предусматривается устройство подсыпки из мягких грунтов толщиной не менее 10 см. Изоляционные покрытия в этих условиях защищено от повреждения путем присыпки трубопровода мягким грунтом на толщину 20 см, обеспечивающих защиту изоляционных покрытий от повреждений при засыпке [45].

При наличии вблизи трассы действующих оврагов и провалов, которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию трубопроводов, предусмотрены мероприятия по их укреплению.

Переходы малых рек, выполняемые траншейным способом, малые водные преграды шириной до 10 м и глубиной до 1,5 м сооружаются в составе линейной части.

Прокладка трубопровода на подводных переходах производится с заглублением в дно пересекаемых водных преград.

При прокладке траншейным способом трубопроводов, на переходах малых водотоков отметка верха забалластированного трубопровода должна быть не менее 1,5 м от естественных отметок дна водотока и не менее чем на 1,0 м ниже прогнозируемой минимальной отметки размыва дна или

					Технологическая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

прогнозируемого предельного профиля размыва дна малого водотока, определяемого на основании инженерных изысканий [39].

4.1.3. Особенности эксплуатации нефтепродуктопровода при последовательной перекачке нефтепродуктов

В настоящее время в нашей стране и за рубежом светлые нефтепродукты, а их выпускается десятки наименований, перекачивают методом, получившим название «последовательная перекачка прямым контактированием». В результате переработки нефти с установок заводов одновременно выходит множество видов нефтепродуктов, из которых значительную часть составляют светлые нефтепродукты и прежде всего моторные топлива. Понятно, что сооружение отдельного трубопровода для каждого из выпускаемых нефтепродуктов было бы нерентабельно, поэтому большинство из них транспортируют по одному и тому же трубопроводу, закачивая последовательно, один за другим.

Сущность последовательной перекачки прямым контактированием состоит в том, что разнотипные нефтепродукты, объединенные в отдельные партии по несколько тысяч или десятков тысяч тонн каждая, закачивают в трубопровод последовательно, одна за другой, и транспортируют так до самого потребителя. При этом каждая партия вытесняет предыдущую и в свою очередь вытесняется последующей.

На головном пункте трубопровода нефтепродукты закачивают из отдельных резервуаров, транспортируют партиями, по дороге, если есть необходимость, отгружают путевым потребителям, подключенным к основной магистрали с помощью отводов, а на конечных пунктах принимают в отдельные резервуары [66].

Ниже в таблице 4.1 приведены некоторые отличительные особенности эксплуатации МНПП при последовательной перекачке в сравнении с эксплуатацией магистрального нефтепровода.

					Технологическая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.1 – Отличия при эксплуатации МНПП и МН

Наименование параметра	Магистральный нефтепродуктопровод	Магистральный нефтепровод
1	2	3
1. Последовательная перекачка продуктов	Да	Да, при перекачке разнотортной нефти
2. Влияние образования смеси на режим эксплуатации	Да	Нет
3. Смешивание продуктов	Смешивание различных продуктов происходит при перекачке в зоне контакта и при раскладке смеси в резервуары	Смешивание различных нефтей происходит при компаундировании
4. Влияние остановки перекачки продукта	Влияет, происходит рост образования смеси	Влияет, происходит образование газовых мешков, выпадает парафин
5. Использование при эксплуатации лупингов и вставок	Не допускается последовательная перекачка с подключенными лупингами и резервными нитками	Возможна перекачка с применением лупингов и вставок
6. Сбор утечек на НПС	На всех НПС должен осуществляться отдельный сбор и откачка технологических утечек по группам нефтепродуктов	На НПС сбор утечек не отдельный.

4.2. Насосная перекачивающая станция

4.2.1. Генеральный план ГНПС

Площадка ГНПС будет располагаться в 3,3 километрах к северу от территории Комсомольского НПЗ, в 250 м восточнее недействующего комплекса совхоза [REDACTED]. Высотные отметки площадки колеблются от 50 до 66 м. Территория площадки покрыта древесной растительностью (берёза). Длина подъездной дороги – 830 м.

Территория ГНПС организована с учетом функционального назначения зданий и сооружений и разделена на две зоны:

- производственную;
- вспомогательная.

Производственная зона ГНПС включает в себя здания и сооружения технологического назначения:

					Технологическая часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- узел подключения;
- магистральная насосная;
- регулятор давления;
- емкость для сбора утечек нефти и дренажа с погружными насосами;
- маслохозяйство;
- фильтры-грязеуловители;
- комплектная трансформаторная подстанция (КТП), щит станции управления (ЩСУ), операторная;
- резервная электростанция, установка пожаротушения.

Вспомогательная зона расположена со стороны подъездной дороги и включает в себя объекты инженерного обеспечения:

- узел связи;
- котельная;
- блоки водоснабжения и канализации;
- очистные сооружения;
- служебно-вспомогательный и ремонтный блок;
- стоянка автотранспорта;
- складские сооружения;
- трансформаторные подстанции для зданий и сооружений вспомогательной зоны;
- установка пожаротушения.

Выполненная компоновка генерального плана и расположение по высотным отметкам проектируемых зданий и сооружений обеспечивают безопасную эксплуатацию ГНПС.

Генеральный план предусматривает устройство внутриплощадочных проездов, обеспечивающих возможность подъезда грузоподъемной и пожарной техники ко всем узлам технологического оборудования и зданиям административно-бытового назначения. Внутриплощадочные автодороги и проезды предусматриваются с твердым покрытием типа асфальт.

На площадке выполнена вертикальная планировка с учетом максимального сохранения естественного рельефа, с выполнением

					Технологическая часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

планировочных работ по всей территории. Вертикальные отметки зданий, сооружений и автодорог, а также планировка рельефа приняты с учетом существующего рельефа, из условий нормального водоотвода. Минимальный уклон площадки НПС принят 0,003, что создает благоприятные условия для работы системы самотечного водоотведения.

Основные и вспомогательные коммуникации на территории ГНПС в основном уложены подземно, теплотрассы надземно, а силовые кабели и кабели связи надземно на эстакадах. Прокладка осуществлена в обочинах автодорог, по свободной от застройки территории и по кратчайшим расстояниям от поставщиков к потребителям.

Предусмотрено ограждение территории ГНПС из металлической сетки, закрепленной на металлических столбах высотой 2,5 м. Предусмотрено устройство полосы отчуждения шириной 5 м. Полоса отчуждения ограждена забором из колючей проволоки высотой 1,5 м по обе стороны от ограждения из металлической сетки.

Благоустройством проектируемой площадки предусмотрено устройством пешеходных дорожек и озеленением территории ГНПС. Основным элементом озеленения территории предусмотрен газон.

Подъездные дороги к ГНПС выполняются с твердым покрытием.

4.2.2. Технологическая схема ГНПС

Основной схемой технологического процесса перекачки нефтепродуктов ГНПС является перекачка «из насоса – в насос» (рисунок 4.1).

Нефтепродукты по трём ниткам подводящих трубопроводов от резервуарного [REDACTED], которая расположена на территории РП, поступают на ГНПС с максимальным давлением 2,5 МПа, через приемные шиберные задвижки с электроприводом и ручным управлением, расположенные в узле пуска и приема СОД, и направляются на фильтры-грязеуловители. Нефтепродукты, очищенные от механических примесей и посторонних предметов, поступает на узел СИКНП.

					Технологическая часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После него три линии трубопровода соединяются с общим всасывающим коллектором. Для предотвращения образования большого объема первичной технологической смеси следует применять минимальное возможное расстояние между патрубками трубопроводов. Для защиты технологических трубопроводов и арматуры резервуарного парка от превышения давления на ГНПС установлены предохранительные клапаны, сброс нефтепродуктов от которых предусмотрен в технологические резервуары.

Затем нефтепродукт через фильтры тонкой очистки поступает к магистральным насосам. По напорному коллектору нефтепродукт через регуляторы давления и через узел коммерческого учёта поступает в магистральный нефтепродуктопровод. Максимальное давление на выходе из магистральной насосной – 6,3 МПа. Конечным звеном технологической схемы является камера пуска СОД.

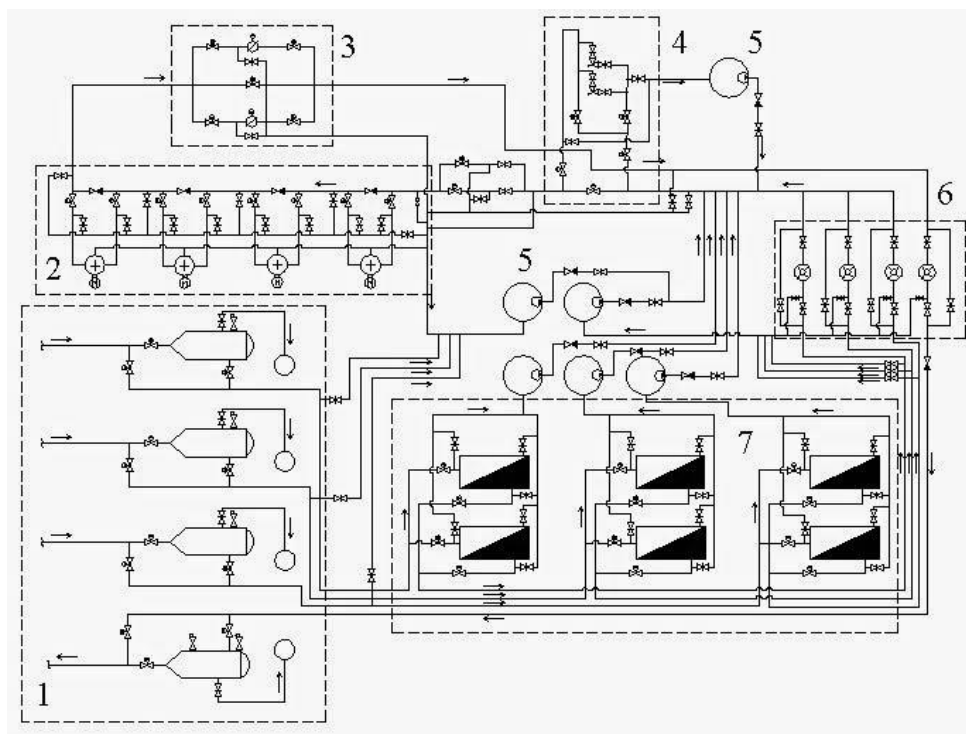


Рисунок 4.1 – Технологическая схема НПС:

1 – узел пуска-приема СОД; 2 – магистральная насосная; 3 – помещение регулятора давления; 4 – устройство гашения ударной волны; 5 – емкости сбора нефти, сброса ударной волны и разгрузки; 6 – узел СИКНП; 7 – узел фильтров-грязеуловителей

Технологические трубопроводы на территории ГНПС предназначены для теплоснабжения, водоснабжения, пожаротушения, водоотведения.

					Технологическая часть		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			66

Предусматривается устройство лаборатории на территории ГНПС, для установления качественных характеристик нефтепродуктов.

4.3. Магистральная насосная

Магистральная насосная представляет собой одноэтажное здание, насосный цех имеет прямоугольную в плане форму. Для выполнения ремонтных работ здание насосной оборудовано опорным мостовым краном грузоподъемностью 12,5 т.

Колонны каркаса сборные железобетонные сплошного сечения, несущие конструкции покрытия – железобетонные строительные балки. Стены здания выполнены из полнотелого строительного кирпича, с утеплением из минеральной ваты. Покрытие принято из сборных железобетонных ребристых плит размером 1,5×6 м, толщиной 300 мм. В качестве легкобрасываемых конструкций используются окна и кровля.

Насосно-силовые агрегаты выполнены во взрывобезопасном исполнении для эксплуатации во взрывоопасных помещениях.

В машинном зале предусмотрена установка маслосистемы, обеспечивающей смазку и отвод тепла от подшипников магистральных агрегатов. Запорная арматура всасывающих и нагнетательных трубопроводов магистральных насосов и коллекторов размещена на открытой площадке около насосной станции.

4.4. Вспомогательные системы насосного цеха

Для обеспечения нормальных условий работы магистральных насосов типа НМ и электродвигателей в период эксплуатации с заданными параметрами предусматриваются следующие вспомогательные системы:

- 1) система сбора утечек от торцовых уплотнений;
- 2) система разгрузки торцовых уплотнений;
- 3) маслосистема;
- 4) воздушное охлаждение.

					Технологическая часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.4.1. Система сбора утечек насосного цеха

Система сбора утечек предусматривается для приема капельных утечек от торцов, возникающих в процессе эксплуатации, а также на случай возникновения на насосах аварийных ситуаций: образования щелей или полного раскрытия их торцов. Отвод утечек осуществляется в специальный сборник, размещаемый вне помещения насосов. В этом сборнике должен постоянно сохраняться незаполненный объем емкости, достаточный для приема максимальных утечек, образующихся при раскрытии торцов за время закрытия задвижек на основных трубопроводах–отводах насоса, на котором возникла неисправность торцов. Отвод утечек нефтепродуктов осуществляется в подземные емкости. Для дренажа магистральных насосов применяется дренажный поддон.

Поддон предназначен для сбора нефтепродуктов при проливах с последующим отводом собранной жидкости в коллектор утечек. Схема сбора утечек представлена на рисунке 4.2.

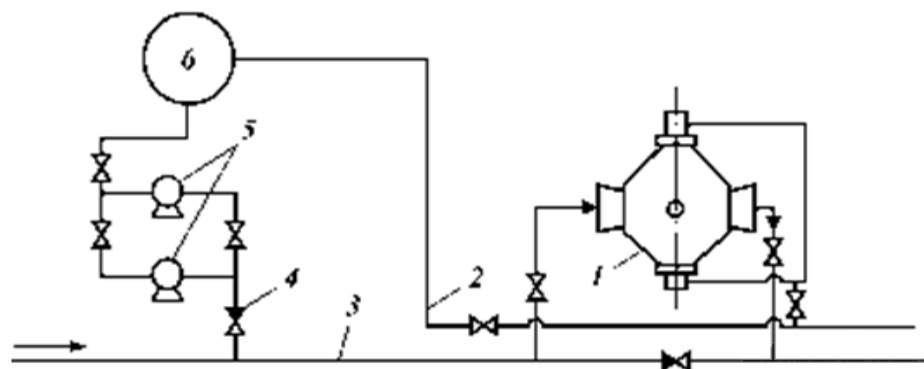


Рисунок 4.2 – Схема сбора утечек:

1 – магистральный насос; 2 – линия сбора утечек; 3 – приемный коллектор магистральных насосов; 4 – обратный клапан; 5 – насос откачки утечек; 6 – резервуар-сборник утечек

4.4.2. Система разгрузки торцовых уплотнений

Система разгрузки торцов насосов осуществляется путем отвода части перекачиваемого нефтепродукта после лабиринтных уплотнений валов в приемный коллектор или в отдельно стоящий сборник для нефтепродуктов ударной волны и разгрузки. Отвод разгрузочной жидкости от торцовых

					Технологическая часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

уплотнений насосов в сборник нефтепродуктов ударной волны и разгрузки по защитному контуру производится при срабатывании предохранительного клапана лишь в отдельных случаях, когда давление в приемном коллекторе поднимается выше 2,5 МПа допустимого по прочности торцов. Отвод нефтепродуктов из разгрузочных устройств предусмотрен во всасывающий трубопровод насосной. В случае повышения давления в трубопроводе насосной нефтепродукт направляется в подземную емкость.

4.4.3. Маслосистема

Основное насосное силовое оборудование перекачивающих станций имеет принудительную систему смазки.

Маслосистема состоит из основного и резервного маслонасосов, подающих масло из маслобака к подшипниковым узлам насоса и электродвигателя, маслофильтров, маслоохладителя.

Для самотечного слива масла в маслобак – оборудование маслосистемы: насосы, маслобаки, сепаратор размещается ниже уровня основной насосной в прямках, в отдельных обустроенных помещениях. Аппараты воздушного охлаждения размещаются на открытом воздухе под навесом. Рядом с помещением маслосистемы устанавливаются горизонтальные стальные резервуары емкостью 5 м³ для хранения чистого масла, отработанного, слива масла из маслосистемы. Резервуары оснащаются измерительными приборами, вентиляционной арматурой и хлопушками.

С целью обеспечения надежной подачи масла к узлам трения работающих насосов при кратковременных исчезновениях напряжения предусмотрены аккумулирующие маслобаки, устанавливаемые на высоте 9 м в помещении электрозала либо вне его.

Подача масла к подшипникам осуществляется под давлением 0,05–0,1 МПа и расходом 0,4–0,6 м³/ч на один подшипник. Температура масла на входе в агрегат находится в пределах 35–55 °С.

Принципиальная схема маслосистемы представлена на рисунке 4.3.

					Технологическая часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

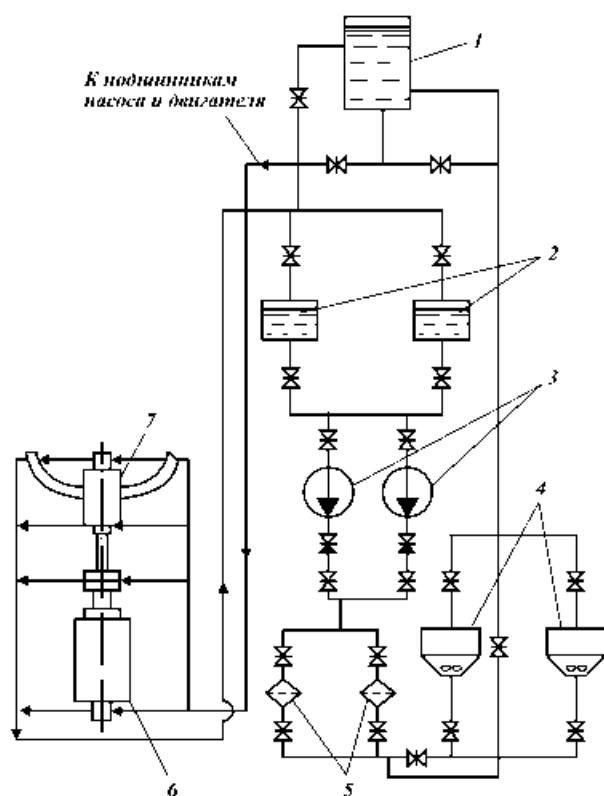


Рисунок 4.3 – Система смазки подшипниковых узлов насосных агрегатов:
 1 – аккумулярующая емкость;
 2 – маслобаки;
 3 – маслонасос;
 4 – агрегат воздушного охлаждения масла;
 5 – фильтры;
 6 – электродвигатель;
 7 – насос охлаждения торцовых уплотнений одного насоса

4.4.4. Воздушное охлаждение

Электродвигатели охлаждаются путем создания циркуляции воздуха внутри двигателя (продуваемое исполнение двигателя). Циркуляция воздуха в двигателе может выполнять также функции взрывозащиты – взрывозащищенное исполнение электродвигателя.

Продуваемые электродвигатели могут работать как при разомкнутом, так и при замкнутом циклах вентиляции. В первом случае свежий воздух для продувания подается в электродвигатель снаружи через фундаментную яму по специальному желобу с помощью вентиляторов, установленных в воздуховоде. После охлаждения двигателя воздух отводится за пределы взрывоопасной зоны по воздуховоду. У взрывозащищенных электродвигателей, работающих под избыточным давлением, регулирование давления воздуха осуществляется заслонкой, расположенной в выходящем воздуховоде. Ряд двигателей имеют вентиляторы, устанавливаемые на роторе.

Взрывозащищенные двигатели, продуваемые под избыточным давлением могут работать по замкнутому циклу вентиляции. При этом воздух снаружи

засасывается вентилятором и прежде чем поступить в двигатель охлаждается в воздухоохладителе, установленном в фундаментной яме. Воздухоохладитель, как правило, применяется водяного трубчатого типа. Нагретый воздух возвращается из двигателя снаружи воздуха и засасывается вентилятором, создавая замкнутую систему его циркуляции.

Взрывозащищенные электродвигатели типа СТДП-1250, устанавливаемые в одном зале с насосом, имеют воздушное охлаждение по замкнутому циклу. Охлаждение воздуха осуществляется двумя секциями встроенных воздухоохладителей, работающих на пресной или морской воде.

4.5. Камера запуска, приема средств очистки и диагностики

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

- камера запуска средств очистки и диагностики с устройством передней заправки;
- камера приема средств очистки и диагностики;
- дренажные емкости 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 технические средства охраны;
- система энергоснабжения и молниезащиты;
- система электрохимической защиты от коррозии;
- средства контроля и управления;
- грузоподъемные механизмы для перемещения, заправки и извлечения СОД из камер запуска-приема;
- обвалование;
- подъездная автомобильная дорога.

					Технологическая часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Последовательность открытия и закрытия задвижек при производстве всех технологических операций должна устанавливаться «Инструкцией по пропуску СОД», которая утверждается главным инженером организации эксплуатирующей ГНПС.

Трубопроводы узла пропуска СОД должны проектироваться в соответствии с категорией «I» по СНиП 2.05.06-85*.

Для обслуживания камер запуска и приема СОД и узлов запорной арматуры предусмотрены площадки обслуживания.

На ГНПС схема узла запуска-приема СОД применена с параллельным расположением камер.

4.6. Фильтры-грязеуловители

На ГНПС используются горизонтальные фильтры-грязеуловители приняты в соответствии с нормативными документами.

На ГНПС устанавливаются 6 горизонтальных фильтра-грязеуловителя (1 рабочий и 1 резервный на каждый нефтепродукт) со следующими основными параметрами:

- номинальный диаметр присоединяемого трубопровода DN 500;
- максимальный расход через один фильтр – 1000 м³/ч;
- рабочее давление 4,0 МПа, 6,3 МПа;
- исполнение по сейсмостойкости в зависимости от места расположения ГНПС: сейсмостойкое исполнение С (сейсмичность свыше 6 до 9 баллов включительно);
- климатическое исполнение У1 и УХЛ 1;
- класс взрывоопасности установки 1.2 (В-1г).

4.7. Система учёта количества и качества нефтепродуктов

Система измерения количества и показателей качества нефтепродуктов (СИКНП) предназначена для автоматизированного измерения массы автомобильных дизельных топлив, нефти и авиакеросинов поступающих от

					Технологическая часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Комсомольского НПЗ в систему магистрального нефтепродуктопровода прямым методом динамических измерений массы продукта с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов не превышающими $\pm 0,25 \%$ в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 [36].

Характеристика рабочей среды: рабочая среда в соответствии с требованиями действующих НД, в т.ч. и технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», утвержденному постановлением Правительства Российской Федерации от 27.02.2008 №118.

Таблица 4.2 – Основные технические характеристики СИКНП

Показатель	Значение
1	2
Расход автомобильных бензинов через СИКНП, м ³ /ч (т/ч):	
- расход минимальный	100 т/ч
- расход максимальный	1000 т/ч
Расход дизельных топлив через СИКНП, м ³ /ч (т/ч):	
- расход минимальный	100 т/ч
- расход максимальный	1000 т/ч
Давление нефтепродуктов, МПа	
- рабочее	от 0,5 до 3,5
- минимальное допускаемое	0,5
- максимальное допускаемое	4,5
Суммарные допускаемые потери давления на СИКНП при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа	
- в рабочем режиме	0,2
- в режиме поверки	0,4
Режим управления запорной арматурой	Автоматизированный / ручной
Способ поверки	С помощью передвижной ТПУ
Электропитание	трехфазное 380 В/50 Гц, 220 В/50 Гц, АВР, ИБП

СИКНП включает в себя:

- входной и выходной коллекторы;
- блок фильтров;
- БИЛ (блок измерительных линий), состоящий из измерительных линий (ИЛ) для каждой марки нефтепродукта, исключаящих смешение;
- блок отбора проб для каждой марки нефтепродукта;

– СОИ (система обработки информации), обеспечивающая автоматизированное выполнение функций сбора, обработки, отображения, регистрации информации по измерениям массы нефтепродуктов, вычисление объема нефтепродуктов и управление режимами работы;

– ПУ (поверочная установка) (стационарная или передвижная);

– система дренажа и канализации;

– УРД (узел регулирования давления);

– система обеспечения рабочих условий (при наличии и отсутствии перекачек) в БИЛ;

– технологические и дренажные трубопроводы.

СИКНП обеспечивает измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений:

– массового расхода нефтепродуктов по каждой ИЛ;

– давления на выходе СИКНП, на каждой ИЛ;

– температуры нефтепродуктов на каждой ИЛ и на выходе СИКНП;

– перепада давления на фильтрах;

– плотности нефтепродуктов на каждой ИЛ и на выходе СИКНП;

– определение (расчет) по измеренным значениям и аттестованным алгоритмам величин за установленные интервалы времени и на текущий момент:

– массу и объем, текущего расхода каждой марки нефтепродукта;

– среднее значение плотности каждой марки нефтепродукта;

– среднее значение температуры; среднее значение давления;

– расчет текущего значения расхода за отчетный период по каждой измерительной линии, суммарного расхода каждой марки нефтепродукта через СИКНП.

4.8. Узел технологических переключений

Площадка узла технологических переключений находится рядом со зданием магистральной насосной. На технологических трубопроводах НПС до

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

насосной устанавливаются задвижки клиновые типа 30с564нж рассчитанные на давление в 2,5 МПа с $D_y=500$ мм.

К площадке узла технологических переключений должен быть обеспечен беспрепятственный доступ обслуживающего персонала. Открывать и закрывать запорную арматуру разрешается только по распоряжению диспетчера, которое должно быть зафиксировано в журнале распоряжений.

Техническое обслуживание запорной арматуры должно проводиться согласно годовым планам-графикам, утвержденным руководством.

Не менее одного раза в месяц следует проводить:

- внешний осмотр запорной арматуры с целью выявления утечек нефтепродуктов;
- проверку наличия смазки в редукторе и ванне конечных выключателей, отсутствия мелких поломок и неисправностей, наличия колпаков для защиты штока от пыли, грязи, осадков, наличия четко обозначенных знаков и надписей, указателей положения штока;
- устранение всех выявленных при внешнем осмотре недостатков, устранение, при необходимости, с наружных поверхностей кранов площадок: грязи, ржавчины, льда, воды, масла.

4.9. Узел регулирования давления магистрального нефтепродуктопровода

Для поддержания заданных величин давлений (минимального на входе и максимального на выходе МН) предусматривается регулирование давления методом дросселирования, или, при соответствующем обосновании, применением гидромuft или электропривода с регулируемым числом оборотов.

Узел регулирования должен состоять не менее чем из двух регулирующих устройств. Схема узла регулирования обеспечивает равномерное распределение потока и предусматривает прямые участки до и после регулирующих устройств длиной не менее 5 диаметров.

					Технологическая часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбор параметров регулирующих устройств осуществлен с учетом обеспечения регулирования при отключении одного из регулирующих устройств и перепада давления при отсутствии регулирования, равного 1500 кПа при двух работающих устройствах. Максимальный перепад принят равным полному напору одного магистрального насоса при подаче, равной пропускной способности нефтепродуктопровода.

4.10. Емкости для сбора утечек нефти и дренажа технологических трубопроводов

На ГНПС для сбора утечек нефтепродуктов магистральных насосов, а также для сбора дренажа нефтепродуктов от фильтров-грязеуловителей используются емкости подземные горизонтальные типа ЕП-40, устанавливаемые на одной площадке и соединяемые общим коллектором. Внутри каждой емкости на входном патрубке предусматривается стальная задвижка DN 150 с ручным приводом и выводом управления через люк на высоту не менее 600 мм над уровнем земли.

Каждая емкость оснащена дыхательным клапаном, совмещенным со встроенным огнепреградителем, люком замерным и сигнализаторами уровня.

Для откачки нефтепродуктов из емкостей во всасывающий трубопровод магистральных насосов предусмотрены одновинтовые высоконапорные погружные насосные агрегаты.

Основные параметры насосного агрегата: производительность 9 м³/ч, давление на выходе из насоса не более 4,0 МПа, мощность электродвигателя 22 кВт. Давление на выходе насоса определяется из условия проходящего давления на ГНПС.

Одновинтовые высоконапорные погружные насосные агрегаты устанавливаются на горловину каждой емкости.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

4.11. Теплоснабжение

Теплоснабжение зданий и сооружений НПС запроектировано на основании следующих нормативных документов: СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование» [43], СНиП 2.04.07 «Тепловые сети» [44], СНиП II-35 «Котельные установки» [47].

Потребность в тепле на НПС определена из необходимости обеспечения нормальных условий для обслуживающего персонала и создания микроклимата для оборудования, требующего по условиям эксплуатации определенной температуры.

Потребителями тепла на НПС являются здания и сооружения с установленным в них технологическим оборудованием, резервуары противопожарного запаса воды и статического отстоя, автостоянки спецтехники, ремонтные мастерские, административные, караульные и бытовые строения. Тепло на НПС расходуется на отопление, вентиляцию и технологический обогрев.

Теплоносителем для систем водяного отопления, вентиляции и ГВС служит вода с параметрами 110/70 °С при расчетной температуре расчетного воздуха.

Для подачи тепла к сооружениям предусмотрена прокладка тепловых сетей (рабочих и резервных) от котельной. Теплопроводы прокладываются надземно на низких опорах с подъемом на 6,5 м (от низа теплоизоляции до дорожного покрытия) при пересечении внутриплощадочные дорог, для чего применяются высокие опоры. Они покрыты антикоррозийной и тепловой изоляцией и заключены в кожух из алюминиевых листов.

Ввод тепловых сетей в здания и сооружения произведен через индивидуальные тепловые пункты, в которых размещено основное оборудование для регулирования отпуска тепла на нужды отопления, вентиляции и ГВС.

В остальных сооружениях и зданиях запроектировано водяное отопление местными нагревательными приборами. В качестве нагревательных приборов

					Технологическая часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

использованы отопительные радиаторы, конвекторы и регистры из гладких труб.

Для подогрева статического отстоя и воды в резервуарах до необходимых температур применен обогрев при помощи встроенных в резервуары теплообменников в виде кольца из нержавеющей трубопровода. Регулирование подачи тепла к резервуарам производится при помощи клапанов с электромагнитным приводом по заданным значениям температуры среды в резервуарах.

4.12. Водоснабжение и водоотведение

Источники водоснабжения: пробурены три скважины, расположенные непосредственно за территорией станции. Обе скважины имеют ограждение зоны строгого санитарного режима I пояса $R = 30$ метров. Для очистки воды природных источников до качества, удовлетворяющего требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 [41] на ГПС предусмотрено установить блок безреагентной очистки питьевой воды БОВ-90 производительностью $3,75 \text{ м}^3/\text{час}$.

Водоснабжение из скважин будет осуществляться на хозяйственно-питьевые и производственные нужды ГНПС.

Каждая артезианская скважина имеет ограждение зоны строгого санитарного режима первого пояса, радиусом 30 метров. Вокруг ограждения предусмотрена посадка древесно-кустарниковой растительности и залужение.

В состав системы водоснабжения входят:

- артезианские скважины;
- водонасосная;
- водопроводные сети;
- водонапорная башня, резервуары запаса воды;
- приборы потребления воды;
- водоочистные сооружения.

Очистка воды происходит в следующие технологические этапы.

					Технологическая часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Исходная вода от водозаборных сооружений подается на установку учета и регулирования параметров исходной воды. Вода поочередно проходит сетчатый фильтр, предназначенный для задержки в нем крупных механических включений, затем регулятор давления.

После регулятора уровня и водомерного счетчика, воды через эжектор поступает в емкость исходной воды.

Из емкости вода поступает во всасывающий коллектор насосов первой ступени и далее на фильтры-окислители.

Фильтры заполнены модифицированной каталитической зернистой загрузкой, в объеме которой происходит процесс окисления органических соединений и извлечения мелкодисперсных и коллоидных примесей из обрабатываемой воды.

После фильтров очищенная воды поступает в резервуары питьевой воды, откуда забирается насосами второго подъема и подается на установку УФ-обеззараживания, водомерный узел и далее на потребителя.

При достижении предельной величины потери напора на фильтрах, они останавливаются для проведения гидropневматической промывки, осуществляемой промывным насосом через эжектор. Промывные воды после фильтров сбрасываются в канализацию.

Очистные сооружения производственно-дождевой канализации

Очистка производственно-дождевой канализации осуществляется на установке очистки нефтесодержащих сточных вод типа БМ-4К, представляющей собой надземный металлический блок емкостей контейнерного типа с теплоизолированными крышками, стенками и электрообогревом.

Блок емкостей разделен внутренними перегородками на:

- отстойник;
- фильтр первой ступени;
- фильтр второй ступени.

Очистка воды происходит благодаря тонкослойному отстаиванию,

					Технологическая часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

плавающие на поверхности нефтепродукты собираются плавающими бонами с сорбентом, затем вода проходит через двухступенчатый фильтр с сорбентом, где происходит более глубокая очистка от нефтепродуктов.

Очистные сооружения бытовой канализации – это очистные сооружения биологической очистки в блочно-комплектном исполнении (станция биологической очистки «КСкомплект-1-55»).

Станция «КСкомплект-1-55» представлена одной технологической линией, в состав которой входит: аэротенк-отстойник со встроенной камерой реакции, нитрификатор, денитрификатор, вторичный отстойник, блок тонкой очистки, блок обеззараживания, блок обезвоживания осадка.

Технология биологической очистки предусматривает последовательные процессы глубокой минерализации органических веществ очищаемых сточных вод в режиме нитрификации, денитрификации и дефосфотации. Вторичный отстойник служит для разделения иловой смеси в тонком ламинарном слое полочной загрузки. В блоке тонкой очистки происходит доочистка сточных вод, затем в блоке обеззараживания вода подвергается воздействию УФ-излучения. Образующиеся при очистке сточной воды осадки обезвоживаются гравитационным методом с введением флокулянта.

Очищенные производственно-дождевые сточные воды будут поступать в накопительный резервуар, где смешиваются с очищенными хозяйственно-бытовыми сточными водами и одним выпуском через бетонированный оголовок сбрасываются в мелиоративный канал и далее в ручей [REDACTED]

Таким образом, при работе очистных сооружений бытовой канализации образуются отходы (осадки) при механической и биологической очистке сточных вод (иловый осадок), который собирается в илосборник V-2,5 м³. В дальнейшем отход передается для использования в аграрные предприятия.

					Технологическая часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.13. Отопление и вентиляция

В сооружениях запроектировано водяное отопление местными нагревательными приборами. В качестве нагревательных приборов приняты отопительные радиаторы, конвекторы и регистры из гладких труб в зависимости от типа и назначения зданий и помещений.

Потребность в тепле на ГНПС определена из необходимости обеспечения нормальных условий для обслуживающего персонала и создания микроклимата для оборудования, требующего по условиям эксплуатации определенной температуры.

В отдельно стоящих сооружениях с малым потреблением тепла (помещения с ПЭЗ, ЩСУ и т.п.) могут применяться электрические отопительные приборы.

Для подогрева воды, статического отстоя и сточных вод в резервуарах до необходимых температур применен их обогрев при помощи встроенных в резервуары теплообменников в виде кольца из нержавеющей трубопровода. Регулирование подачи тепла к резервуарам производится при помощи клапанов с электромагнитным приводом по заданным значениям температуры среды в резервуарах.

Горячее водоснабжение по независимой схеме предусмотрено в зданиях служебно-бытовых корпусов и лаборатории. Для нужд горячего водоснабжения предусмотрена установка емкостных водоподогревателей, использующих тепло от тепловых сетей.

Вентиляция в помещениях, зданиях и сооружениях ГНПС запроектирована в соответствии со СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование». Она обеспечивает поддержание допустимых метеорологических параметров в помещениях различного назначения.

Согласно проекту установка вентиляционного оборудования предусмотрена:

– в магистральной насосной;

– в административно-бытовых помещениях и др. зданиях и сооружениях.

					Технологическая часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В зданиях магистральной насосной устраивается 8-кратный воздухообмен со 100-процентным резервированием установленного вентиляционного оборудования. Аварийная вытяжная вентиляция включается автоматически при достижении концентрации паров нефти в зале МН выше установленного значения.

В помещениях операторной предусматривается постоянно действующая механическая приточно-вытяжная вентиляция с приточной установкой. В помещениях закрытого распределительного устройства (ЗРУ) и комплексной трансформаторной подстанции (КТП) предусмотрена естественная приточно-вытяжная вентиляция через дефлекторы и клапаны, рассчитанная на удаление имеющихся избытков тепла от оборудования. На летний период предусмотрено кондиционирование этих помещений. В помещениях операторной и кроссовых панелей установлены кондиционеры для поддержания требуемой для работы оборудования температуры, рассчитанные на удаление имеющихся избытков тепла.

В зданиях административно-бытового комплекса (АБК) предусматривается механическая приточно-вытяжная вентиляция с использованием блочной приточной установки с системой автоматического управления и шумоглушителем полной заводской готовности. В помещениях узла связи установлены кондиционеры для поддержания требуемой для работы оборудования температуры, рассчитанные на удаление имеющихся избытков тепла.

В зданиях лабораторий предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением. Приток – механический, рассчитанный на возмещение расхода воздуха от местных отсосов из лабораторных шкафов. Вытяжка – механическая общеобменная из помещений лаборатории и местные отсосы из лабораторных шкафов.

Подача приточного воздуха в помещение закрытой стоянки механизмов осуществляется сосредоточенными струями, направленными в проезды, а для помещений техобслуживания – рассредоточено непосредственно в рабочую зону, в канавы, приямки. Удаление воздуха производится из верхней и нижней

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

зон. Для удаления отработанных газов в атмосферу предусматриваются местные отсосы.

4.14. Электроснабжение

Электроснабжение предусматривается осуществлять от [REDACTED]

[REDACTED] А также предусмотрено строительство электростанций в районе ПНПС (мощность электростанции – 6 МВт), в районе резервуарного парка нефтепродуктов [REDACTED] (мощность электростанции – 6 МВт) и возле [REDACTED] (мощность электростанции – 1 МВт). Реализуются крупные проекты по введению новых мощностей – [REDACTED].

Основными электроприемниками на НПС являются:

- на напряжение 6 или 10 кВ: электродвигатели магистральных насосов (СТДП-1250-2, мощностью 1250 кВт);
- на напряжение 0,4 кВ: взрывозащищенные асинхронные двигатели трехфазного тока с фазным ротором исполнения РВ-3В подпорных насосов (2МА36-61/6ф-У5, мощностью 160 кВт), электродвигатели вентиляторов и задвижек; электронагреватели, светильники внутреннего и наружного освещения, электрообогрев технологических трубопроводов, устройство катодной защиты и т.д.

Электроприемники, связанные с технологией перекачки нефти, установками автоматического пожаротушения и котельной, относятся к I категории по надежности электроснабжения; электроснабжение их осуществляется от двух независимых источников с автоматическим переключением на резерв.

Из числа электроприемников выделяются электроприемники особой группы, к которой относятся:

- обеспечивающие работу НПС в аварийном режиме;

					Технологическая часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– относящиеся к особой группе I категории (секущие задвижки, аварийные освещение и вентиляция, системы управления, контроля, связи, пожарная и охранная сигнализация);

– обеспечивающие сохранение инфраструктуры НПС при отключении внешнего электроснабжения. Остальные элементы относятся ко II и III категории надежности электроснабжения.

В качестве аварийного источника электроснабжения используются дизельные автоматизированные электростанции типа ДЭС-200.3 мощностью 200 кВт третьей степени автоматизации с автоматическим (в случае прекращения подачи электроэнергии от КТП) и ручным пуском, которая обеспечит питание потребителям I категории.

Распределение электроэнергии непосредственно к потребителям осуществляется со щитов станции управления (ЩСУ), КТП, распределительных пунктов.

4.15. Молниезащита

Проектирование системы молниезащиты должно осуществляться в соответствии с требованиями СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [13], уровень молниезащиты для всех объектов принят I или II с надежностью защиты от прямых ударов молнии 0,98 и 0,95 соответственно.

Комплекс средств молниезащиты зданий или сооружений включает в себя устройства защиты от прямых ударов молнии – внешняя молниезащитная система (МЗС) и устройства защиты от вторичных воздействий молнии (внутренняя МЗС). В частных случаях молниезащита может содержать только внешние или только внутренние устройства. В общем случае часть токов молнии протекает по элементам внутренней молниезащиты. Внешняя МЗС в общем случае состоит из молниеприемников, токоотводов и заземлителей [50]. Все заземлители и заземляющие проводники, прокладываемые в земле, должны выполняться из оцинкованной стали.

					Технологическая часть	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Горизонтальные заземлители должны прокладываться в траншеях на глубине 0,5–0,7 м. Для грунтов с сопротивлением более 100 Ом·м заземляющие устройства необходимо выполнять в соответствии с СТТ-13.260.00-КТН-131-06 «Типовые технические решения по проектированию заземляющих устройств электрооборудования с удельным сопротивлением грунта более 100 Ом·м в условиях ММГ и скальных грунтов».

4.16. Электрохимическая защита от коррозии

Подземные коммуникации насосной перекачивающей станции защищаются от коррозии одним низковольтным распределительным устройством катодной защиты типа УКЗН, который комплектуется двумя катодными станциями (СКЗ) типа ОПС-2, мощностью 3 кВт каждая. Одна СКЗ находится в резерве. Электроснабжение УКЗН осуществляется от внутриплощадочных сетей напряжением 220 В. Контур анодного заземления СКЗ выполняется из графитовых электродов ЭГТ-2500, монтируемых вертикально по 4 штуки в скважине глубиной 11,5 м, размещаемых за территорией НПС по периметру ограждения. Соединительные линии от СКЗ до анодного заземления выполняются кабелем марки ВВГ 1х50 мм. На площадках НПС устанавливаются контрольно-измерительные пункты в точке дренажа СКЗ и в местах, обеспечивающих контроль за защищенностью всех подземных коммуникаций [59].

Электрохимическая защита проектируемого нефтепровода от почвенной коррозии выполняется станциями катодной защиты (СКЗ). СКЗ размещены с интервалом не более 30 км в блок-боксах ПКУ линейных задвижек. Питание СКЗ осуществляется от вдоль трассовой ВЛ 10 кВ.

Для контроля состояния защиты от коррозии по трассе нефтепровода устанавливаются контрольно-измерительные пункты с медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия.

					Технологическая часть	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защита футляров на переходах автомобильных дорог осуществляется групповыми протекторными установками с применением магнелиевых протекторов.

На время строительства нефтепровода предусматривается его временная защита (на срок до введения постоянно действующей ЭХЗ), также при помощи протекторов.

4.17. Связь и телемеханика

Для четкой, безаварийной работы трубопроводного транспорта необходимо иметь высококачественную, надежную технологическую связь, которая обеспечивает нормальный ход технологического процесса транспортировки нефтепродуктов, применение на трубопроводах средств телемеханики, дающих возможность диспетчеру трубопровода управлять дистанционно линейными задвижками и кранами, агрегатами насосных перекачивающих станций, а также получать телеметрическую информацию о давлении нефтепродуктов в трубопроводе, их температуре и о величинах других параметров, возможность последовательной перекачки различных нефтепродуктов по одному трубопроводу, что повышает производительность трубопровода и, следовательно, снижает себестоимость транспортирования продуктов.

Технологическая связь магистральных нефтепроводов подразделяется на связь линейных обходчиков, связь районного диспетчера, связь центрального диспетчера, оперативно-производственную и местную внутриплощадочную связь [59].

Средства телемеханизации магистральных нефтепродуктопроводов предназначены для обеспечения дистанционного управления технологическим оборудованием НПС и линейной части МНПП из районного, территориального диспетчерского пункта и ЦДП. Объектами телемеханизации МН являются магистральные насосные, подпорные насосные, энергохозяйство, резервуарные парки, узлы учета нефти, средства электрохимзащиты, линейная часть МН.

					Технологическая часть	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Телемеханизация МНПП должна обеспечивать:

- централизованный контроль за режимом работы МНПП для обеспечения его безаварийной работы и оптимизации режимов работы;
- централизованное управление магистральными, подпорными агрегатами и задвижками линейной части магистрального нефтепродуктопровода;
- централизованный сбор информации о возникновении аварийных ситуаций;
- централизованный сбор информации о техническом состоянии оборудования;
- централизованный сбор информации о режиме работы НПП и состоянии его оборудования для анализа работы с использованием гидравлической модели в реальном масштабе времени.

					Технологическая часть	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ГЛАВА

5.1. Применение противотурбулентных присадок для снижения сопротивления течению

В настоящий период в связи с ростом цен на электроэнергию особо актуальным становится вопрос повышения эффективности работы трубопроводов с целью снижения эксплуатационных затрат при перекачке нефти и нефтепродуктов.

Одним из способов решения данной проблемы является использование в качестве добавки к перекачиваемым нефтям и нефтепродуктам специальных полимерных присадок, снижающих гидравлическое сопротивление за счет гашения турбулентности вдоль стенок трубопровода.

Впервые явление снижения сопротивления течению путем впрыскивания полимера было открыто в 1946 г. английским химиком Б. Томсом. Исследуя характеристики жидких растворов в турбулентном потоке, Б. Томс установил, что при введении небольших количеств полимера в трубопровод с турбулентным движением потока раствор снижает сопротивление течению.

Первые исследования по снижению коэффициента гидравлического сопротивления трубопроводов с помощью добавок высокополимеров в нашей стране были проведены в 1964 году на кафедре гидравлики МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. В качестве исследуемой добавки были выбраны растворы карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), а в качестве перекачиваемой жидкости использовалась вода. В результате проведенных экспериментов при различных числах Рейнольдса было получено снижение коэффициента гидравлического сопротивления на 15-20 %.

Впервые в промышленном масштабе противотурбулентные присадки были испытаны в 1979 г. на Трансалайкинском магистральном нефтепроводе диаметром 1219 мм фирмой Trans Alaska Pipeline System (TAPS) с целью

					Проектирование нефтепродуктопровода [REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мельниченко С.И.			Научно-исследовательская глава	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	88	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2511		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

увеличения пропускной способности трубопровода, по которому транспортировалась нефть.

В 1978 г. фирма TAPS провела весьма тщательное лабораторное изучение процесса получения полимеров с целью улучшения их характеристик. В результате была разработана полимерная добавка, которая получила название «CDR-101» и начала использоваться в трубопроводах фирмы. В течение 1980 г. в процесс полимеризации был внесен ряд изменений, что привело к созданию новой высокоэффективной полимерной добавки «CDR-102». За два года впрыскивания добавок CDR-102 фирмы «Conoco Specialty Products Inc.» пропускная способность трубопровода была увеличена на 16-32 тыс. м³/сут. Обычно реагент, снижающий гидравлическое сопротивление, можно закачивать в нефтепровод уже через несколько минут после доставки на место работы насосного оборудования и противотурбулентной присадки. Единственно, что необходимо иметь на трубопроводе – это средства для подключения нагнетательной установки. Как правило, закачку присадки производят на участке трубопровода после насосов, счетчиков и регулирующих устройств, чтобы снизить вероятность её разрушения. Для впрыскивания в трубопровод добавок требуется несложная механическая установка. Типовая схема установки для закачки реагента приведена на рисунке 5.1.

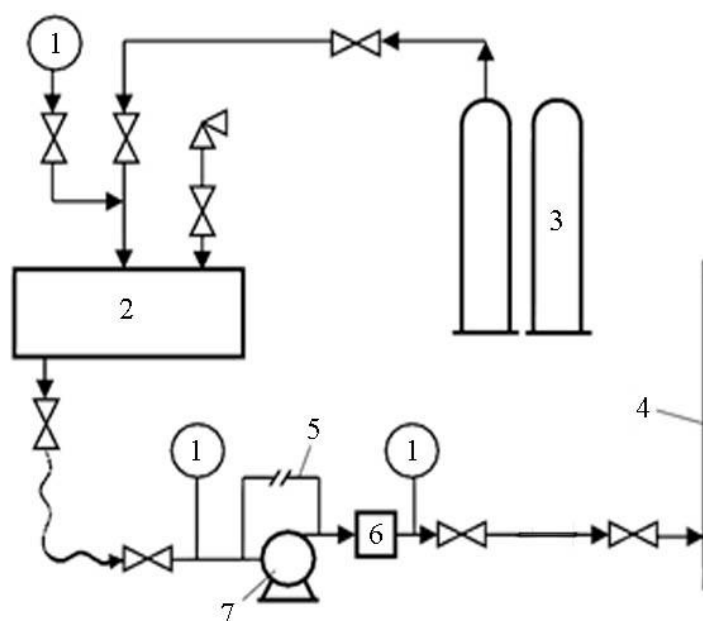


Рисунок 5.1 – Схема монтажа установки для закачки противотурбулентной присадки:

- 1 – манометры;
- 2 – резервуар с присадкой;
- 3 – баллоны с азотом;
- 4 – магистральный нефтепровод;
- 5 – разрывная мембрана;
- 6 – счетчик;
- 7 – насос для закачки присадки

В 1991 г. сотрудниками ПО МНЦС и Томского политехнического института (ТПИ) на магистральном нефтепроводе Александровское – Анжеро-Судженск были проведены промышленные испытания отечественной присадки «Виол» для снижения гидравлического сопротивления. Присадка «Виол» была получена по рецептуре ТПИ на Томском нефтехимическом комбинате и представляет собой 10 %-ный раствор в гептане сополимера α -олефинов.

Испытание добавки «Виол» на нефтепроводе Александровское – Томск – Анжеро-Судженск показало, что сопротивление на трубопроводе диаметром 1220 мм снизилось на 21 %. При этом содержание твердого полимера в потоке составляло около 40 г/т. В 1993 г. на трубопроводе Тихорецк – Новороссийск была испытана та же добавка «Виол», но более высокого качества, полученная по усовершенствованной технологии. При этом было установлено, что сопротивление снизилось на 22 % при концентрации твердого полимера 8 г/т.

В 1996 г. сотрудниками ГАНГ им. И.М. Губкина совместно с АО «НЕСТЕ» (Финляндия) были проведены эксперименты по изучению противотурбулентных присадок: CDR-102 (Коноко), FLO-1020 (Бейкер) и Necadd-547 (Несте). Результаты исследований показали, что изучаемые присадки имеют практически одинаковую максимальную эффективность, различаясь лишь сроком «жизни» в трубопроводе. Анализ полученных данных также показал, что чем меньше показатель фазы растворения, тем присадка быстрее обеспечивает максимальное снижение гидравлического сопротивления турбулентного потока [74].

5.2. Путевое разрушение противотурбулентной присадки

Согласно промышленным экспериментам, разрушение присадки, представленной многоатомными молекулами полимера, происходит не только в насосах перекачивающей станции, но и в линейной части каждого участка.

Выполненные эксперименты выявили следующую закономерность действия противотурбулентных присадок, которая имела место при всех значениях начальной концентрации. На первых 5–10 км от места инъекции

					Научно-исследовательская глава	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

присадки в трубопровод ее действие вообще никак не проявлялось (начальный участок активации). На следующем сегменте трубопровода эффективность действия присадки резко увеличивалась, причем максимальная эффективность могла превышать значения, получаемые в стендовых испытаниях, примерно на $\approx 10\%$. Затем эффективность присадки так же резко уменьшалась до значений, измеряемых на стендах. На оставшемся участке трубопровода происходило плавное уменьшение эффективности действия присадки, что можно трактовать как путевое разрушение (деструкцию) присадки.

Исследователи Жолобов В. В., Варыбок Д. И. и Морецкий В. Ю. предлагают учитывать деструкцию присадки через уменьшение концентрации ее активной составляющей в соответствии с экспоненциальной зависимостью вида (5.1):

$$\theta = \theta_0 e^{-(b/Q)(x - x_0)}, \quad (5.1)$$

где Q – расход перекачки; b – экспериментально определяемый коэффициент; x_0 – протяженность начального участка активации присадки.

Однако такой учет, будь он реализован, имел бы сугубо эмпирический характер, исключаящий перенос результатов измерения, полученных на трубопроводе с одним диаметром, на трубопровод с другим диаметром и тем более на отличные условия перекачки [69].

5.3. Технология получения ПТП

В настоящее время круг нефтерастворимых полимеров не очень широк. Он включает в себя диеновые каучуки, аморфные полиолефины, высшие полиалкилакрилаты и полиалкил-метакрилаты, полиалкилстиролы, поливинилалкиловые эфиры и некоторые другие, менее доступные полимеры. Экономическая оправданность применения того или иного полимера для увеличения пропускной способности нефтепроводов определяется его стоимостью и эффективностью. По соображениям стоимости интерес представляют диеновые каучуки, полиолефины и полимеры акрилового ряда. Из них полимеры высших α -олефинов, получены на катализаторах Циглера –

					Научно-исследовательская глава	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Натта, в настоящее время лидируют по соотношению цена – качество и составляют действующую основу почти всех известных на рынке присадок. Все многообразие применяющихся в настоящее время присадок можно разделить на две неравнозначные группы: растворные и суспензионные. Растворные присадки (их еще называют гелевыми) представляют собой раствор полимера в углеводородной жидкости, такой как бензин, керосин и др. Суспензионные присадки, в свою очередь, представляют собой суспензию полимера в более полярных жидкостях, не растворяющих полимер, таких как спирты, гликоли и их эфиры. Суспензионные присадки содержат больше активного полимера (25 %), чем растворные (10 %), и гораздо более удобны в применении.

В развитии технологии полимерных противотурбулентных присадок можно отметить несколько этапов. На первом этапе были разработаны каталитические системы полимеризации высших α -олефинов. Работы велись в основном в направлении увеличения молекулярной массы (М) полимера с сохранением его способности растворяться в углеводородах нефти и нефтепродуктах. Результатом явилось создание ПТП растворного типа. На втором этапе развиваются способы получения эффективных ПТП суспензионного типа, в основе которых лежит блочная полимеризация высших α -олефинов и криогенное измельчение получаемого каучукоподобного полимера. Блочная полимеризация помогает повысить качество полимера, а суспензионная консистенция позволяет снять проблемы с закачкой ПТП в трубопровод даже в условиях низкой температуры окружающего воздуха.

Схематическая диаграмма, отражающая классификацию способов получения противотурбулентных присадок, приведена на рисунке 5.2.

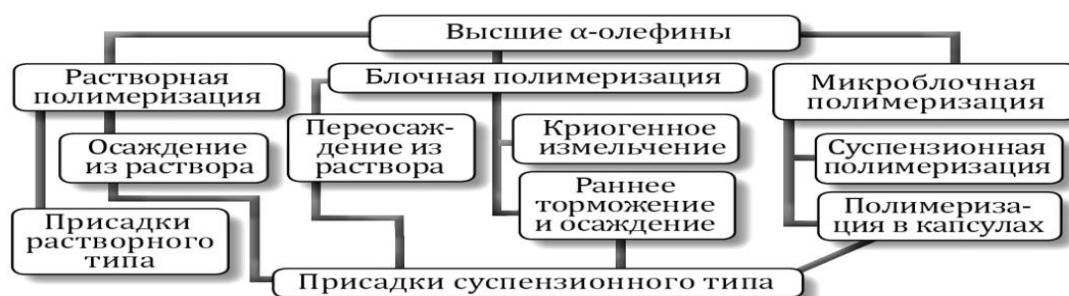


Рисунок 5.2 – Классификация способов получения противотурбулентных присадок [70]

5.4 Методы оценки эффективности ПТП

В связи с вышеизложенным, представляет интерес совершенствование методов оценки способности присадки снижать гидравлическое сопротивление (на основе результатов лабораторных исследований характеристик противотурбулентных присадок) и определение возможности использования этих параметров при решении практических задач магистрального транспорта жидких углеводородов.

В лабораторных исследованиях за основу были взяты слабые растворы суспензионной присадки Necadd-447. Противотурбулентная присадка Necadd-447 применяется в настоящее время на объектах магистральных нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефтепродукт». Для оценки слабых растворов присадки Necadd-447 был использован отечественный дисковый реометр РЕОД-1-ЭЛ, который позволяет оценить эффективность присадки в ламинарном, переходном и турбулентном режимах обтекания вращающегося диска в плоской цилиндрической камере и исследовать ее склонность к деструкции. Технические характеристики реометра РЕОД-1-ЭЛ приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические характеристики реометра РЕОД-1-ЭЛ

Характеристика	Величина
Исследуемая среда	слабоагрессивная, горючая, взрывобезопасная жидкость
Диапазон температур исследуемой среды, °С	от 5 до 45
Диаметр диска, мм	147,1
Толщина диска, мм	1,2
Относительный осевой зазор	0,264
Вместимость измерительной ячейки, мл	не менее 850
Потребляемая мощность, Вт	не более 1500
Масса, кг	не более 20

Движение жидкости в измерительной ячейке характеризовалось наличием отдельных пограничных слоев на вращающемся диске и торцевых поверхностях камеры.

На реометре РЕОД-1-ЭЛ исследовались противотурбулентные свойства присадки Necadd-447 в образце топлива дизельного летнего марки Л 0,2-62 В

					Научно-исследовательская глава	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(ГОСТ 305-82 «Топливо дизельное. Технические условия»). Концентрация присадки изменялась в диапазоне от 15 до 60 ppm (г/т). Результаты опытов обрабатывались в виде зависимостей коэффициента момента сопротивления диска C_m от числа Рейнольдса Re_d в логарифмических координатах (рис. 5.3).

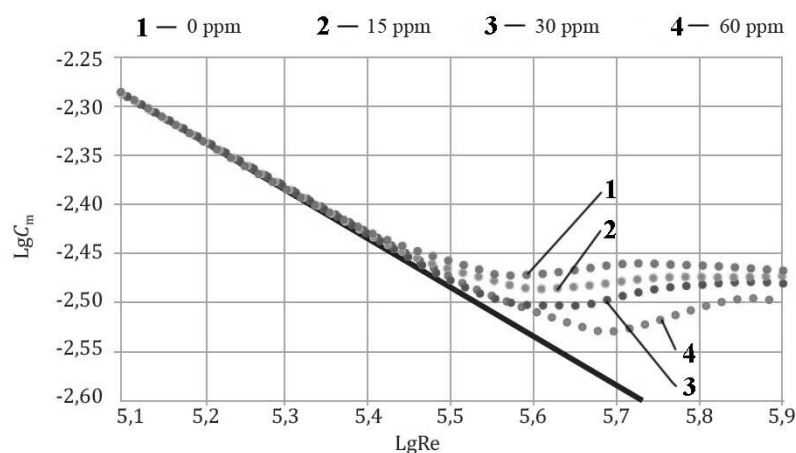


Рисунок 5.3 – Зависимость коэффициента момента сопротивления диска от числа Рейнольдса

Анализ экспериментального материала показал, что для дизельного топлива с присадкой и без нее переход от ламинарного к турбулентному режиму движения жидкости происходит при одном и том же критическом числе Рейнольдса. В ламинарном режиме движения дизельного топлива присадка не оказывает влияние на гидравлическое сопротивление. Область ее действия находится в диапазоне чисел Re_d от $2,4 \cdot 10^5$ до $6,5 \cdot 10^5$ (рис. 5.4). Кривые коэффициента сопротивления имеют предельную асимптоту, соответствующую ламинарному обтеканию диска.

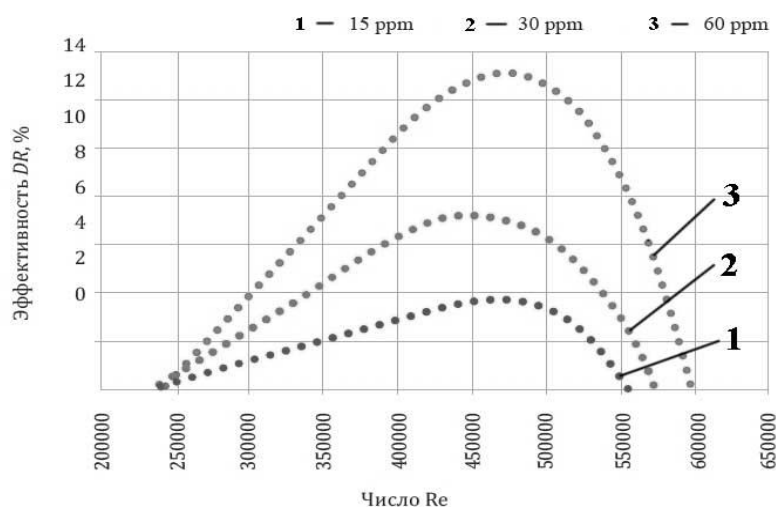


Рисунок 5.4 – Зависимость эффективности $DR \%$ присадки Necadd-447 от числа Re_d по данным экспериментов на дисковом реометре

Максимальное снижение сопротивления присадкой наблюдается при числе $Re_d = 4,7 \cdot 10^5$. Величина этого снижения зависит от концентрации присадки. Выход за максимум на кривую, соответствующую течению растворителя, связан с необратимыми изменениями слабых растворов из-за деструкции макромолекул присадки. Чем меньше концентрация присадки, тем быстрее наступает деградация эффекта Б. Томса. Эффективность присадки, полученная в ходе этих исследований, находилась по формуле (5.2)

$$DR\% = \left(1 - \frac{C_m}{C_{m0}}\right) \cdot 100, \quad (5.2)$$

где C_{m0} и C_m – коэффициенты момента сопротивления диска для растворителя и раствора присадки, найденные при одном и том же значении числа Re_d .

Таблица 5.2 – Характеристики противотурбулентных присадок (ПТП), определенные по результатам лабораторных и опытно-промышленных исследований

Нефтепродуктопровод	Максимальная эффективность DR_{max} , в долях единицы	Характеристическая концентрация $[C]10^6$	Характеристическая эффективность $[DR]$
НПП 1	0,604	4,148	145475,7
НПП 2	0,609	5,625	107823,7
НПП 3	0,593	3,982	148964,7
НПП 4	0,610	8,391	72669,1
Реометр	0,596	216,200	2756,7

В таблице 5.2 приведены характеристики ПТП, найденных по данным вышеописанного эксперимента на дисковом реометре и после обобщения результатов опытно-промышленных транспортировок дизельных топлив разных марок (Л 0,2-62 В; ДЛЭЧ 0,05-62; ДЛЭ и др.) по четырем перегонам магистральных нефтепродуктопроводов (НПП 1-4) условным диаметром 250–500 мм и длиной до 40–230 км в зоне смешанного трения турбулентного потока. С помощью статистического метода Стьюдента было установлено, что с вероятностью 95 % между полученными разными методами величинами максимальной эффективности отсутствует различие. Таким образом, максимальная эффективность противотурбулентной присадки равна $DR_{max}=60,2\%$ и является инвариантной величиной, т.е. ее значение не зависит

					Научно-исследовательская глава	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

от метода исследования слабых растворов (реометр или промышленные трубопроводы) и от марки дизельного топлива. На величины остальных характеристик малой добавки оказывают влияние условия движения ее раствора при проведении экспериментов [71].

5.5. Эффективность присадки

При расчете эффективности противотурбулентных присадок при транспортировке дизельных топлив на [REDACTED] предлагалось использовать зависимость (5.3)

$$DR\% = DR_{\max} \frac{C/[C]}{1+C/[C]} \cdot 100, \quad (5.3)$$

в которой характеристическая концентрация $[C]$ находится по формуле (5.4)

$$[C] = \frac{DR_{\max}}{[DR]}. \quad (5.4)$$

Значение параметра $[DR]$ в этой формуле рассчитывается по формуле (5.5)

$$\ln[DR] = 17,61 - 6,39 \cdot E \quad (5.5)$$

с учетом коэффициента гидравлической эффективности работы трубопровода E (5.6)

$$E = \frac{i}{i_{\text{ф}}}, \quad (5.6)$$

а максимальная эффективность $DR_{\max}$ определяется по результатам лабораторных исследований методом вращающегося диска. Сравнение результатов расчетов с данными эксплуатации десяти перегонов нефтепродуктопроводов [REDACTED] при перекачке дизельного топлива с присадкой Necadd-447 показали, что средняя погрешность вычислений эффективности по вышеизложенной методики не превышает 2,2 % (при максимальной 6,3 %).

Для аналогичных расчетов может быть использована также универсальная кривая эффективности противотурбулентных присадок $DR\% = f(C/[C])$ (рисунок 5.5), построенная по результатам исследований слабых растворов добавок на реометре с вращающимся диском. В этом случае

					Научно-исследовательская глава	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

характеристическая концентрация выполняет роль нормирующего фактора, учитывающего различия в условиях движения слабых растворов добавок.

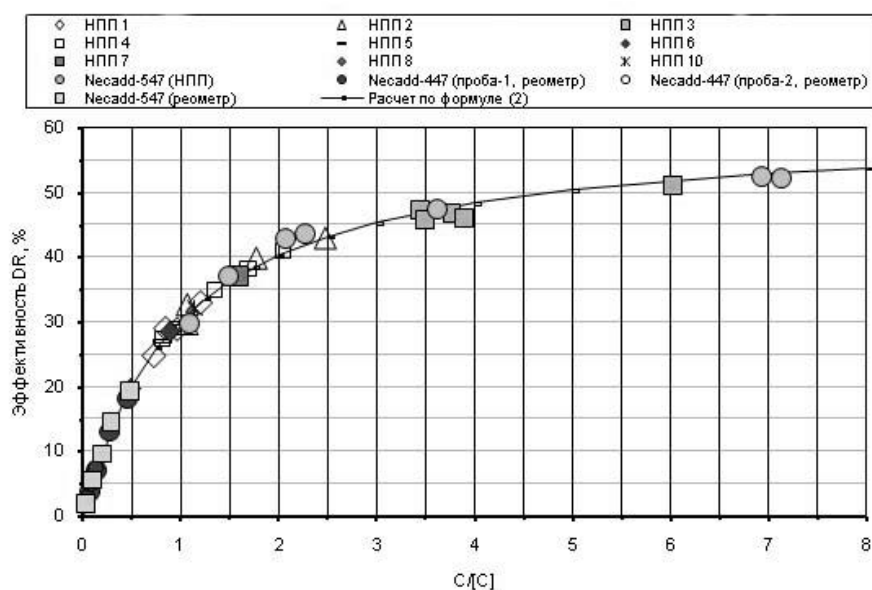


Рисунок 5.5 – Универсальная кривая эффективности противотурбулентных присадок Necadd в дизельных топливах, полученная после исследований методом вращающегося диска

Для упрощения процедуры определения числового значения эффективности присадки Necadd-447, которая в настоящее время широко используется при транспортировке дизельных топлив, в зависимости от её концентрации C и коэффициента гидравлической эффективности работы трубопровода E была разработана элементарная номограмма (рисунок 5.6). Номограмма построена в пределах: $0 \leq C \leq 3,0 \cdot 10^{-5}$; $0,8 \leq E \leq 1,0$; $0 \leq DR \leq 0,50$. При её построении использовалось уравнение (1), в котором характеристическая концентрация определялась по формуле (3) при $DR_{\max} = 0,603$ для ряда заданных коэффициентов гидравлической эффективности работы перегона E .

Номограмма делает наглядным зависимость эффективности противотурбулентной присадки от коэффициента E : чем меньше его величина, тем при одной и той же концентрации добавка в меньшей степени снижает турбулентное трение. Нанесённые на неё опытные значения эффективности добавки Necadd-447 для десяти перегонов магистральных нефтепродуктопроводов, подтверждают этот факт.

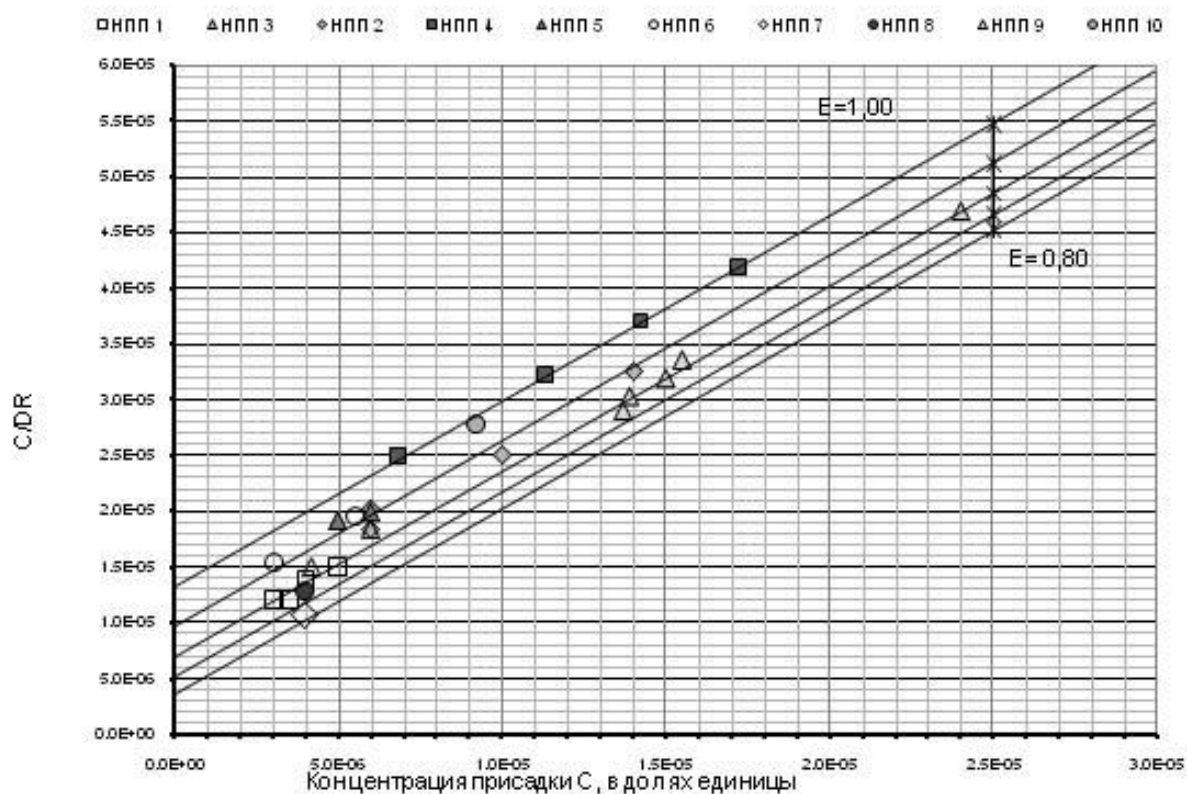


Рисунок 5.6 – Номограмма для определения эффективности присадки Necadd-447 при перекачке дизельных топлив

Для подтверждения правильности методики определения эффективности противотурбулентных присадок с учетом результатов лабораторных исследований их растворов были выполнены расчеты эффективности присадки CDR-102 при перекачке дизельных топлив. Присадка CDR-102 является гелиевым аналогом суспензионной присадки. При расчетах по формулам (5.2), (5.3) и (5.4) принималось, что её максимальная эффективность равна 0,524, а коэффициент $E = 1$.

Сравнение расчетных значений эффективности с опытными показало, что максимальная погрешность определения не превышает 12 %.

5.6. Определение коэффициента увеличения пропускной способности

Противотурбулентные присадки применяются, главным образом, для повышения расхода по трубопроводам, поэтому в работе получено выражение для определения коэффициента увеличения пропускной способности χ , учитывающее эффективность добавки и параметры напорных характеристик насосной станции и трубопровода (5.7):

$$\chi^{2-m} = \left(\frac{Q_f}{Q_0} \right)^{2-m} = \frac{na (fL + nb) - \Delta z (fL + nb)}{na [(1-DR) fL + nb] - \Delta z (1-DR) fL - \Delta z nb}, \quad (5.7)$$

где Q – объемный расход; DR – эффективность присадки; f – гидравлический уклон при единичном расходе; m – показатель режима течения жидкости; a и b – коэффициенты уравнения напорной характеристики насосного агрегата; ν – кинематическая вязкость нефтепродукта; D – эквивалентный диаметр трубопровода; n – число работающих насосных агрегатов на перекачивающей станции; L – длина перегона; Δz – разность высотных отметок конца и начала перегона; f и 0 – индексы, относящиеся к случаю применения присадки и без неё.

Для тех случаев, когда величиной Δz можно пренебречь, выражение (5.7) упрощается:

$$\chi^{2-m} = \frac{fL + nb}{(1-DR) fL + nb}, \quad (5.8)$$

откуда

$$\chi = \left(1 - \frac{DR fL}{nb + fL} \right)^{-\frac{1}{2-m}}. \quad (5.9)$$

Для получения максимальной величины коэффициента χ при использовании противотурбулентной присадки необходимо, чтобы напор на выходе перекачивающей станции был равен максимально допустимому, а противокавитационный подпор на входе в следующую станцию – минимальным, т. е. должно выполняться условие равенства потерь напора на

трение до и после введения добавки в турбулентный поток. Тогда коэффициент увеличения пропускной способности может быть найден из отношения (5.10):

$$\frac{h_{\tau f}}{h_{\tau 0}} = \frac{\lambda_f Q_f^2}{\lambda_0 Q_0^2} = 1, \quad (5.10)$$

где h_{τ} – потери напора на трение;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

f и 0 – индексы, относящиеся к случаю применения присадки и без неё.

Следовательно:

$$\chi = (1 - DR)^{-0,5} \quad (5.11)$$

Сравнение расчетных значений коэффициентов χ по формулам (5.9) и (5.11), с полученными в ходе промышленных перекачек дизельного топлива, показывает, что с погрешностью в пределах 3 %, они позволяют определять степень увеличения пропускной способности перегона в случае применения противотурбулентной присадки [76].

5.7. Применение ПТП для снижения гидравлического сопротивления на [REDACTED]

Основные области применения противотурбулентных присадок – системы с увеличением производительности при неизменном давлении и с уменьшением давления при постоянном расходе. Комбинированный вариант предполагает одновременное изменение и производительности, и рабочего давления. Этот вариант будет иметь место при вводе присадки, без какой бы то ни было модификации насосного оборудования [72].

В первом случае для увеличения расхода перекачиваемой жидкости обычно сталкиваются с необходимостью значительных затрат на строительство параллельной нитки трубопровода. Применение же добавок для снижения сопротивления течения может способствовать экономии капиталовложений, необходимых для строительства нового трубопровода. Противотурбулентные присадки позволяют эксплуатировать трубопровод с большей

производительностью и при неизменном расходе (рисунок 5.7), системы с ограничениями по производительности перекачивающего оборудования (например, насосного).

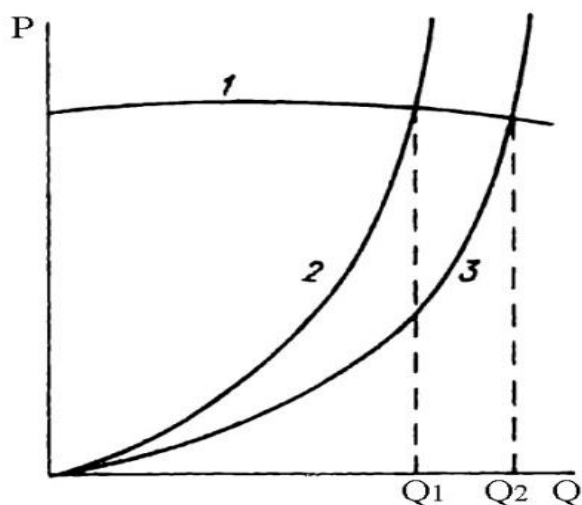


Рисунок 5.7 – Изменение расхода в системах с ограничением по давлению при использовании присадок:
1 – рабочее давление в трубопроводе;
2 – расход без присадок;
3 – расход с присадкой

Применение противотурбулентных присадок позволяет уменьшить затраты, которые понадобились бы на установку дополнительного насосного оборудования, дает возможность трубопроводу работать с повышенной производительностью на том же насосном оборудовании. Применение противотурбулентных присадок при заданном расходе позволяет снизить рабочее давление в трубопроводе, а это – повышение надежности трубопровода, снижение аварийности и существенная экономия затрат на перекачку и ликвидацию возможных аварий.

Чрезвычайно важное значение приобретает технология транспорта нефти и нефтепродуктов с применением противотурбулентных присадок в условиях, когда может возникнуть производственная необходимость кратковременного резкого повышения производительности действующих нефте- и продуктопроводов [58].

Решение задачи снижения энергопотребления за счет применения присадок обычно происходит при сохранении прежней производительности перекачки. Учитывая жесткое условие, согласно которому рабочая точка гидравлической системы (НПС + МНПП) обязательно должна лежать на пересечении суммарной Q–H характеристики всех работающих насосов и

нефтепровода, несложно прийти к выводу, что уменьшение энергозатрат на перекачку при неизменности насосного оборудования может быть достигнуто при следующих условиях:

- отключение части работающих насосов (при сохранении схемы их соединения);
- изменение числа оборотов насосных агрегатов (насосы с ЧРП);
- переключение на насосы с другим рабочим колесом (при их наличии).

Оценка возможности реализации первого и третьего вариантов связана с определением необходимой для этого концентрацией ПТП [72].

Сравним несколько способов увеличения Q . (например увеличение на 15 %). Рассмотрим наиболее осуществимые методы увеличения пропускной способности путём:

- использования противотурбулентной присадки;
- прокладкой вставки увеличенного диаметра;
- прокладкой вставки с заменой ротора $0,7 Q_{\text{ном}}$ насоса НМ 1250-260 на ротор $Q_{\text{ном}}$.

Далее проведём технико-экономическое обоснование трёх методов увеличения пропускной способности нефтепродуктопровода.

Первый метод. Применительно к проектируемому МНПП, можно решить задачу увеличения производительности на 15 % при помощи противотурбулентной присадки CRD-102.

Необходимые данные для расчёта: $D_n = 530$ мм; $\delta = 7$ мм; вязкость дизельного топлива при температуре 5°C $\nu = 9,4$ сСт, $Q = 860$ м³/ч. Нужно определить количество противотурбулентной присадки.

Решение. Первоначально рассчитаем скорость перекачки, число Рейнольдса и коэффициент гидравлического сопротивления до ввода присадки:

$$V_0 = 4Q/S = 4 \cdot 860 / (3,14 \cdot 3600 \cdot 0,516^2) = 1,14 \text{ м/с};$$

$$\text{Re}_0 = V_0 \cdot d / \nu_D = 1,14 \cdot 0,516 / (9,4 \cdot 10^{-6}) = 62579;$$

$$\lambda_0 = 0,0222.$$

Поскольку пропускную способность требуется увеличить на 15 %, то новая скорость перекачки V и новое число Рейнольдса Re будут равны:

					Научно-исследовательская глава	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V = 1,15 \cdot V_0 = 1,31 \text{ м/с}, \quad Re = 1,15 \cdot Re_0 = 71966.$$

Вследствие неизменности ресурса давлений должно выполняться равенство:

$$\lambda_0(Re_0, \Theta) \cdot V_0^2 = \lambda(Re, \Theta) \cdot V^2, \quad (5.12)$$

Отсюда вычисляем новое значение λ :

$$\lambda = \lambda_0(V_0/V)^2 = 0,0222(1,14/1,31)^2 = 0,0168.$$

Из формулы (5.12) выразим коэффициент А

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \ln(A \cdot Re \cdot \sqrt{\lambda}) - 3,745; \quad (5.13)$$

$$A(\Theta) = \frac{1}{Re\sqrt{\lambda}} \cdot e^{\frac{1+3,745\sqrt{\lambda}}{0,88\sqrt{\lambda}}}. \quad (5.14)$$

$$A(\Theta) = \frac{1}{71966\sqrt{0,0168}} \cdot e^{\frac{1+3,745\sqrt{0,0168}}{0,88\sqrt{0,0168}}} = 46,96.$$

Таблица 5.3 – Зависимость значения коэффициента А от концентрации присадки CRD-102

Θ, ppm	20	30	40	50	60	70	80	90
$A(\Theta)$	61,4	95,1	143	187	249	276	340	380

Также зависимость А от концентрации можно выразить через функцию (5.15)

$$A(\Theta) = 1,48 \Theta^{1,24}. \quad (5.15)$$

Находим, что такому значению А отвечает концентрация $\Theta = 16,3 \text{ ppm}$.

Рассчитаем величину чистого дисконтированного дохода ЧДД по формуле (5.16)

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t_c} \frac{R_t - S_t}{(1+E)^t}, \quad (5.16)$$

где R_t – экономические результаты, достигаемые на t-м интервале времени;

S_t – затраты на этом интервале времени;

E – норма дисконта, E = 15 %;

t_c – временной горизонт расчета (срок введения ПТП в поток нефти).

Для случая увеличения производительности нефтепровода в χ раз тарифная выручка от перекачки составит (5.17)

					Научно-исследовательская глава	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$R_{t1} = \sigma_T \cdot G_0 \cdot \chi, \quad (5.17)$$

где G_0 – первоначальная годовая пропускная способность нефтепровода;

σ_T – тариф на перекачку 1 т нефти на расстояние L .

Затраты S_t на осуществление перекачки складываются из следующих составляющих:

– затраты на эксплуатацию магистрального нефтепровода

$$S_{t1} = \sum_{i=1}^n \frac{\sigma_{\Sigma} \cdot G_0 \cdot \chi \cdot N \cdot T}{\eta_{НПС}}, \quad (5.18)$$

где n – количество работающих НПС;

σ_{Σ} – цена 1 кВт ч электроэнергии;

N – суммарная мощность всей НПС.

Затраты на присадку и её закачку в трубопровод

$$S_{t2} = \sigma_{\Pi} \cdot G_{\Pi} + (\sigma_y + \sigma_{амор}) n_y, \quad (5.18)$$

где σ_{Π} – цена присадки;

G_{Π} – количество присадки, необходимое для обеспечения годовой пропускной способности нефтепровода, равной $G_0 \cdot \chi$;

σ_y – стоимость одной установки по закачке ПТП в нефтепродуктопровод;

$\sigma_{амор}$ – амортизационные отчисления для одной установки;

n_y – общее количество установок.

Учитывая, что величины R_t , S_{t1} и S_{t2} от времени не зависят, целевая функция чистого дисконтированного дохода имеет вид

$$\text{ЧДД} = (R_t - S_{t1} - S_{t2}) \sum_{t=0}^{tc} \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (5.19)$$

Второй метод. Можно решить задачу увеличения производительности на 15 % прокладкой вставки увеличенного диаметра. Можно было бы проложить лупинг, но применение лупингов на нефтепродуктопроводах не рекомендуется из-за особенностей последовательной перекачки.

Пусть давление, развиваемые насосными перекачивающими станциями останется таким, каким оно было до увеличения пропускной способности МНПП. Для вставки применим трубу диаметром 630 мм с толщиной стенки 7 мм (приложение К).

Рассчитана длины вставки, которая составляет на первом перегоне 81223 м, а на втором перегоне – 40611 м.

Тарифная выручка от перекачки составит

$$R_{t1} = \sigma_T \cdot G_0 \cdot \chi. \quad (5.20)$$

Выручка от реализации восстановленных труб диаметром 530 мм составит

$$R_{t2} = \sigma_{\text{вос. тр.}} \cdot X_{\text{вос. тр.}}, \quad (5.21)$$

где $\sigma_{\text{вос. тр.}}$ – стоимость 1 км восстановленных труб;

$X_{\text{вос. тр.}}$ – длина вставки.

Затраты составят:

– на закупку труб, СМР, амортизацию и на извлечение труб 530 мм

$$S_{t1} = X_B (\sigma_B + \sigma_{\text{смп}} + \sigma_{\text{амор}} + \sigma_{\text{извл}}), \quad (5.22)$$

где σ_B – стоимость 1 км вставки;

$\sigma_{\text{смп}}$ – стоимость строительно-монтажных работ на 1 км вставки;

$\sigma_{\text{амор}}$ – амортизационные отчисления на 1 км вставки;

$\sigma_{\text{извл}}$ – стоимость работ по извлечению и восстановлению 1 км трубы 530 мм;

X_B – длина вставки.

Далее запишем формулу ЧДД.

$$\text{ЧДД} = (R_{t1} + R_{t2} - S_{t1}) \sum_{t=0}^{tc} \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (5.23)$$

Третий метод. Также можно решить задачу увеличения производительности на 15 % прокладкой вставки увеличенного диаметра и заменой ротора, рассчитанного на большую производительность.

Пусть напор, развиваемый ГНПС составит 704 м. Для этого заменим ротор с подачей 0,7 $Q_{\text{ном}}$ насоса НМ 1250-260 на ротор $Q_{\text{ном}}$. Один насос будет выдавать напор 226,3 м при подаче 1010 м³/ч. Два насоса НМ 1250-260 на промежуточной насосной станции оснастим роторами с другой напорной характеристикой, они будут выдавать суммарный напор в 248 м при подаче 1010 м³/ч.

Для вставки применим трубу диаметром 630 мм с толщиной стенки 7 мм.

					Научно-исследовательская глава	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитана длины вставки, которая составляет на втором перегоне – 34934 м.

Тарифная выручка от перекачки составит

$$R_{t1} = \sigma_T \cdot G_0 \cdot \chi.$$

Выручка от реализации восстановленных труб диаметром 530 мм составит

$$R_{t2} = \sigma_{\text{вос. тр.}} \cdot X_{\text{вос. тр.}}, \quad (5.24)$$

где $\sigma_{\text{вос. тр.}}$ – стоимость 1 км восстановленных труб;

$X_{\text{вос. тр.}}$ – длина вставки.

Также можно реализовать старые роторы на подачу 0,7 $Q_{\text{ном}}$, но мы не будем учитывать выручку от их реализации.

Затраты составят:

– на закупку труб, СМР, амортизацию и на извлечение труб 530 мм

$$S_{t1} = X_B (\sigma_B + \sigma_{\text{смп}} + \sigma_{\text{амор}} + \sigma_{\text{извл}}), \quad (5.25)$$

где σ_B – стоимость 1 км вставки;

$\sigma_{\text{смп}}$ – стоимость строительно-монтажных работ на 1 км вставки;

$\sigma_{\text{амор}}$ – амортизационные отчисления на 1 км вставки;

$\sigma_{\text{извл}}$ – стоимость работ по извлечению и восстановлению 1 км трубы 530 мм;

X_B – длина вставки.

– на закупку новых роторов, СМР и амортизацию

$$S_{t2} = n_p (\sigma_p + \sigma_{\text{смп}} + \sigma_{\text{амор}}), \quad (5.26)$$

где n_p – количество роторов;

σ_p – стоимость 1 ротора;

$\sigma_{\text{смп}}$ – стоимость строительно-монтажных работ для установки одного ротора;

$\sigma_{\text{амор}}$ – амортизационные отчисления на один ротор;

– на закупку новых электродвигателей, монтажные работы и амортизацию

$$S_{t3} = n_d (\sigma_d + \sigma_p + \sigma_{\text{амор}}), \quad (5.26)$$

где n_d – количество электродвигателей;

					Научно-исследовательская глава	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

σ_d – стоимость 1 электродвигателя;

σ_p – стоимость работ для установки одного ротора;

$\sigma_{амор}$ – амортизационные отчисления на один двигатель;

Далее запишем формулу ЧДД.

$$\text{ЧДД} = (R_{t1} + R_{t2} - S_{t1} - S_{t2} - S_{t3}) \sum_{t=0}^{tc} \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (5.27)$$

Оптимальному варианту увеличения производительности соответствует максимальная величина ЧДД₁.

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ЧДД} + \sum_{t=0}^{tc} \frac{S_{t0}}{(1+E)^t}, \quad (5.28)$$

где S_{t0} – затраты, не зависящие от применения того или иного способа увеличения пропускной способности [75].

Ниже в рисунке 5.8 приведена примерная ЧТС (чистая текущая стоимость) способов увеличения пропускной способности.

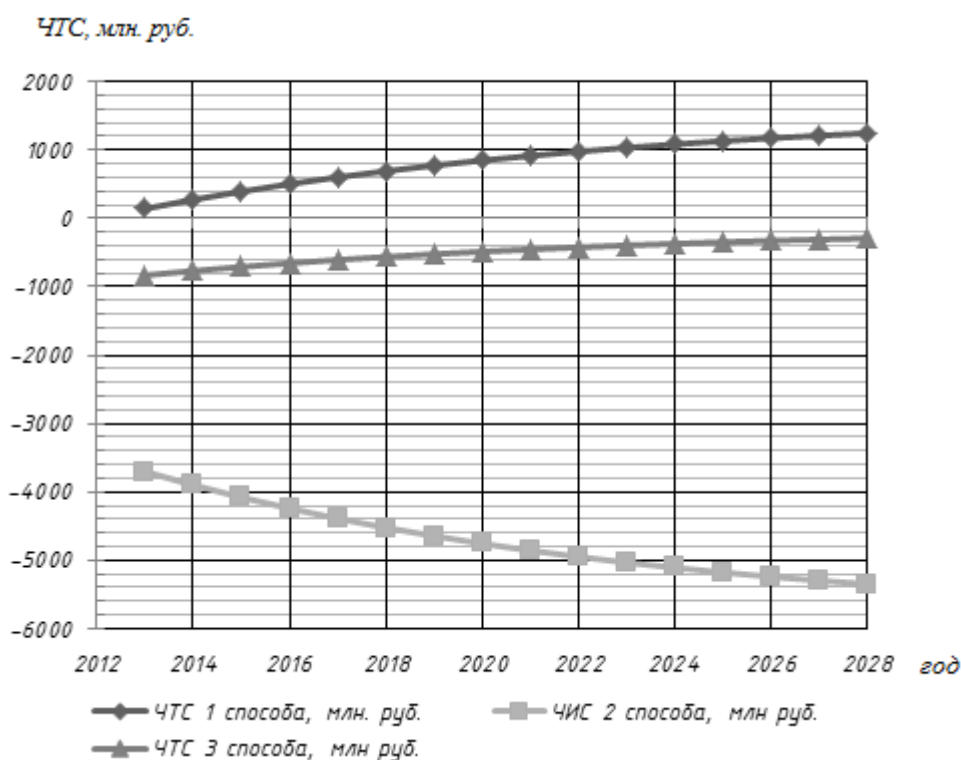


Рисунок 5.8 – Чистая текущая стоимость трёх способов увеличения пропускной способности нефтепродуктопровода

Как видно по графику установка по вводу присадку окупается в первый год работы, при её цене близкой к 1 млн. руб. Ежегодные затраты на закупку ПТП составят меньше 9 млн. руб. при её стоимости 90 тыс. рублей за тонну. Самым неэффективным методом оказался второй с прокладкой вставки

увеличенного диаметра. Прибыли от реализации такого способа не ожидается. Это вызвано тем, что проект требует больших капитальных затрат на прокладку вставки, длина которой больше трети самого нефтепродуктопровода. Третий способ увеличения производительности путём заменой ротора магистрального насоса с одновременной прокладкой вставки длиной 35 км имеет место быть в том случае, если потребуется увеличить пропускную способность нефтепродуктопровода больше чем в 1,15 раз, но и тогда не потребуется прокладка вставки.

Дзардановым О. И. разрабатывались рекомендации по использованию противотурбулентной присадки Liquid Power™ при транспортировке нефти по магистральному нефтепроводу «Кириши – Приморск».

Произведенный технико-экономический расчет показал, что общий экономический эффект от ввода противотурбулентной присадки Liquid Power™ на магистральном нефтепроводе «Кириши - Приморск» в 1,3 раза больше, чем строительство лупинга или промежуточной нефтеперекачивающей станции [73].

В своей работе [75] Мохаммад Насер Хуссейн Аббас приводил варианты увеличения пропускной способности путём применения ПТП, прокладкой лупингов и увеличением НПС в 2 раза с прокладкой лупинга. На рис. 5.9 приведен ЧДД (чистый дисконтированный доход) способов в зависимости от коэффициента увеличения производительности.

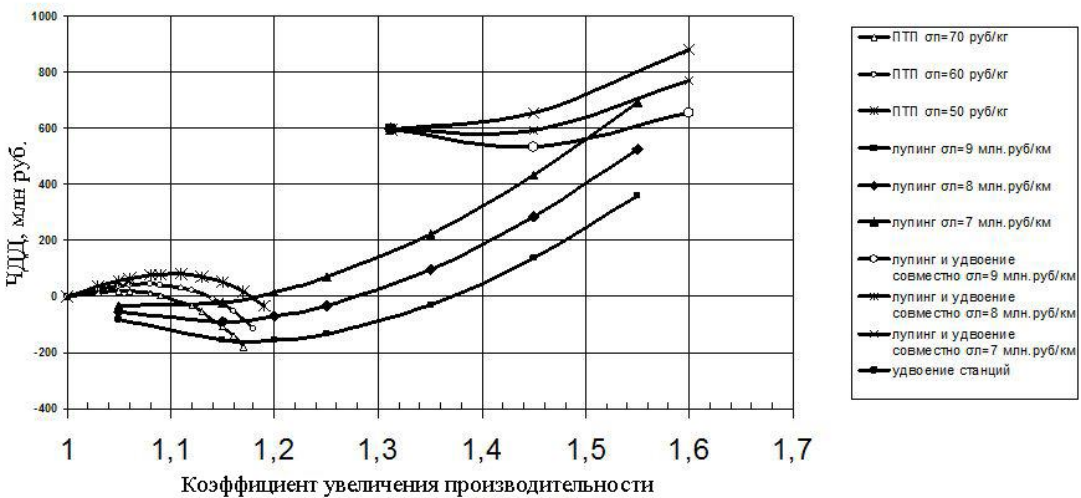


Рисунок 5.9 – Величина чистого дисконтированного дохода для различных способов увеличения производительности нефтепровода

Из рисунка 5.9 видно, что в зависимости от цены ПТП ее применение более целесообразно, чем лупинга, при $\chi < 1,13 \dots 1,17$. Сочетать удвоение числа НПС с прокладкой лупинга экономически целесообразно при $\chi > 1,3$. При коэффициентах увеличения производительности $1,13 \dots 1,17 < \chi < 1,3$ экономически эффективнее сооружать лупинги [75].

					Научно-исследовательская глава	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1. Техничко-экономические обоснование

Техничко-экономические обоснования (ТЭО) разрабатываются с целью обоснования технической возможности и экономической целесообразности строительства сложных производственных нефтегазодобывающих, транспортных и нефтегазоперерабатывающих комплексов, предприятий, цехов и отдельных объектов в данном регионе и в предполагаемые сроки. Основной задачей технико-экономического обоснования (ТЭО) выпускной квалификационной работы является определение величины экономического эффекта от использования в общественном производстве основных и сопутствующих результатов, получаемых при решении поставленной технической задачи в данной работе [64]. ТЭО основано на сопоставительной оценке затрат и результатов, установления эффективности использования и срока окупаемости вложений.

Техничко-экономическое обоснование (таблица 6.5) разрабатывается для проекта с определением не только объемов капиталовложений (таблица 6.1), но и эксплуатационных затрат (таблица 6.2).

Основные параметры нефтепродуктопровода:

- общая протяженность трассы 300 км;
- диаметр трубопровода 530 мм;
- тариф за 1 кВт·час потребляемой мощности 2,914 руб.;
- тариф на перекачку 171 руб./т;
- тариф на хранение нефтепродуктов в РП 6 руб./т сут;
- объем перекачки нефти – 6 млн. т./год.

Расчёт капитальных затрат на строительство нефтепродуктопровода производился с использованием табл. 10 СО 03-04-АКТНП-014-2004 «Нормы

					Проектирование нефтепродуктопровода		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Мельниченко С.И.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	110
Консульт.							Листов
Зав. Каф.		Будващенко А.В.					151
						ТПУ гр. 3-2511	

технологического проектирования магистральных нефтепродуктопроводов», где приведены удельные капитальные вложения в новое строительство, предназначены для определения ориентировочной стоимости отдельных объектов МНПП при предпроектной проработке на стадии декларации о намерениях.

Таблица 6.1 – Объем капитальных вложений

Объекты производственного назначения	Сметная стоимость, млрд. руб.				
	Строительно-монтажные работы млрд. руб.	Оборудование млрд. руб.	Прочие затраты млрд. руб.	Общая сметная стоимость, млрд. руб.	Удельный вес, %
Линейная часть	14,6968	7,3484	1,2416	23,2868	89,28
НПС	0,8109	0,4054	-	1,2163	4,66
Резервуарный парк	1,0530	0,5265	-	1,5795	6,06
Итого	16,8521	8,2803	1,2416	26,0826	100

Примечание. Показателями стоимости не учтены затраты:

а) по линейной части:

- на возмещение средств на отчуждение и рекультивацию земель;
- на сооружение домов патрульно-постовой службы;
- на защитные противопожарные и противозерозионные сооружения;
- на вдольтрассовые дороги.

б) по площадкам головных и промежуточных перекачивающих станций:

- на возмещение средств на отчуждение земель;
- на приобретение земли в собственность;
- на внеплощадочные инженерные сети;
- на строительство миниэлектростанций;
- на базу производственного обслуживания.

Также показателями стоимости не учтены коэффициенты удорожания для районов Крайнего севера и для районов с сейсмичностью более 6 баллов. Соотношение затрат на СМР к затратам на оборудование принято 3:2.

6.2. Эксплуатационные расходы

Эксплуатационные расходы – это годовые затраты, связанные с перекачкой нефтепродуктов от одной НПС к другой и далее на резервуарный парк через магистральный трубопровод.

Эксплуатационные расходы, включаемые в себестоимость, определены в соответствии с законодательством Российской Федерации. Состав затрат устанавливается в соответствии с Главой 25 Налогового кодекса Российской Федерации «Налог на прибыль» с дополнениями и изменениями [1].

Эксплуатационные расходы включают в себя: затраты на оплату труда с отчислениями, амортизационные отчисления, затраты на электроэнергию, затраты на текущий ремонт, прочие затраты.

6.3. Затраты на оплату труда

Планирование фонда заработной платы ставит своей целью определить общую сумму средств для оплаты труда работников, занятых на предприятии.

Расчет фонда заработной платы ведется исходя из численности и среднемесячной зарплаты обслуживающего персонала насосной перекачивающей станции, линейной части и резервуарного парка.

В фонд заработной платы включается вся сумма начисленной заработной платы без вычета налогов, а также без вычета других удержаний, произведенных в соответствии с действующим законодательством. В состав фонда зарплаты включается зарплата, начисленная за проработанное время по тарифным ставкам, окладам, основным расценкам и денежные премии из фонда заработной платы.

Примем, что средняя заработная плата работников основного производства [REDACTED] составляет 25400 руб. в месяц. Для расчётов берём этот показатель. Отчисления в фонд заработной платы на премии составляют 18 % от средней зарплаты работников.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Общая численность работников составляет 366 человек.

Затраты на заработную плату и премии составят:

$$366 \cdot 25400 \cdot 1,18 \cdot 12 = 131,7600 \text{ млн. руб./год.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды приняты в размере 30,0 % от годового ФЗП составит:

$$131,7600 \cdot 0,3 = 39,5280 \text{ млн. руб./год.}$$

6.4. Амортизационные отчисления

В расчетах принят линейный способ начисления амортизационных отчислений.

Балансовая стоимость амортизируемого имущества определена на основе ведомости сметной стоимости строительства.

Норма амортизационных отчислений составляет 5 % от капитальных вложений. В денежном выражении амортизационные отчисления составляют:

$$A = 26,0826 \cdot 0,05 = 1,3041 \text{ млрд. руб.}$$

6.5 Затраты на электроэнергию

Годовой расход электроэнергии ($Z_э$, млрд. руб.) определяется по формуле (6.1)

$$Z_э = N_э \cdot T_э, \quad (6.1)$$

где $N_э$ – заявленная потребляемая электроэнергия ($N_э = 21,7 \cdot 10^6$ кВт·ч);

$T_э$ – тариф за 1 кВт·ч заявленной мощности ($T_э = 2,914$ руб./кВт·ч);

Затраты на электроэнергию были рассчитаны, используя табл. 5 «Удельные нормы расхода электроэнергии для МНПП различного диаметра и скорости перекачки» СО 03-04-АКТНП-014-2004.

$$Z_э = 21,7000 \cdot 10^6 \cdot 2,9140 = 0,0632 \text{ млрд. руб.}$$

6.6. Текущий ремонт

Текущий ремонт трубопровода (T_p , млрд. руб./год) принимается в размере 15 % от всех амортизационных отчислений и равен (6.2):

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_p = 0,15 \cdot A; \quad (6.2)$$

$$T_p = 0,15 \cdot 1,3041 = 0,1956 \text{ млрд. руб./год.}$$

6.7. Прочие затраты

Прочие затраты ($Z_{пр}$, млрд. руб.) это затраты по оплате услуг организации связи, транспорта, услуг банка и так далее. Они принимаются в размере 15 % от всех эксплуатационных затрат и равны (6.3)

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot Z_{экс}; \quad (6.3)$$

$$Z_{пр} = 0,15 \cdot 1,7407 = 0,2611 \text{ млрд.руб.}$$

Таблица 6.2 – Эксплуатационные расходы

Элементы затрат	Величина затрат, млрд. руб.	Удельный вес, %
Заработная плата	0,1318	6,58
Отчисления во внебюджетные фонды	0,0395	2,30
Амортизационные отчисления	1,3041	65,15
Затраты на электроэнергию	0,0632	3,16
Текущий ремонт	0,1956	9,77
Итого:	1,7407	-
Прочие затраты	0,2611	13,04
Всего:	2,0018	100

6.8. Оценка экономической эффективности

Сравнение экономической эффективности проводится по системе показателей экономической эффективности:

- чистая текущая стоимость проекта;
- внутренняя норма рентабельности проекта;
- коэффициент отдачи капитала;
- максимальная величина рискуемого капитала.

6.9. Производительность труда

Производительность труда $\Pi_{тр}$, т/чел·год, на одного работника определяется по формуле (6.4)

$$\Pi_{тр} = \frac{Q}{N}, \quad (6.4)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где Q – объем транспортируемых нефтепродуктов, т/год;

N – запланированная численность работников.

$$П_{тр} = \frac{6000000}{366} = 16393,44 \text{ т/чел.год.}$$

6.10. Прибыль

Прибыль от деятельности предприятия (П, млрд. руб./год) рассчитывается по формуле (6.5)

$$П = В - Э_3, \quad (6.5)$$

где В – выручка, млрд. руб.;

Э₃ – эксплуатационные затраты, млн. руб.

Выручка В₁, млрд. руб. от перекачки находится по формуле (6.6)

$$В_1 = Q \cdot T, \quad (6.6)$$

где Q – количество перекачиваемых нефтепродуктов, Q = 6 млн. т;

T – тариф на перекачку нефтепродуктов (с учетом НДС), 171 руб./т.

Тариф на перекачку нефтепродуктов примем 0,57 руб./т км или на весь маршрут – 171 руб/т.

$$В_1 = 6 \cdot 10^6 \cdot 171 = 1,026 \text{ млрд. руб./год.}$$

Выручка В₂ от услуг по хранению НП в РП находится по формуле (6.7)

$$В_2 = Q \cdot T, \quad (6.7)$$

где T – тариф хранения, T = 6 руб./т сут.

Примечание: тариф на хранение нефтепродуктов взят 6 рублей за тонну в сутки .

$$В_2 = 6 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 365 = 13,140 \text{ млрд. руб./год;}$$

Общая выручка В = 1,026 + 13,140 = 14,1660 млрд. руб./год.

Выручка с учетом НДС (18 %) составит 11,6161 млрд. руб./год.

Тогда прибыль составит:

$$П = 11,6161 - 2,0018 = 9,6143 \text{ млрд. руб./год}$$

Значение чистой прибыли, получаемой путем вычета из прибыли налога на прибыль 20 %, составляет: 7,6915 млрд. руб./год.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.11. Чистая текущая стоимость проекта

Экономическая оценка инвестиций проводится методом чистой текущей стоимости ЧТС_{пр}, млрд. руб. (таблица 6.3), которая находится по формуле (6.8)

$$\text{ЧТС}_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^t \text{ЧТС}_i, \quad (6.8)$$

где ЧТС_{пр} – чистая текущая стоимость проекта, млрд. руб.;

t – срок жизни проекта, t = 15 лет;

ЧТС_i – чистая текущая стоимость i – го года, млрд. руб.

$$\text{ЧТС}_i = (\text{Пр}_i - \text{К}_i) \cdot \alpha, \quad (6.9)$$

где Пр_i – приток i – го года, млрд. руб.;

$$\text{Пр}_i = \text{П}_{\text{чист.}i} + \Delta A_i, \quad (6.10)$$

где П_{чист.i} – чистая прибыль предприятия в i – м году, млрд. руб.;

ΔA_i – амортизационные отчисления i – го года, млрд. руб.;

К_i – инвестиции i – го года, млрд. руб.;

α – коэффициент дисконтирования:

$$\alpha = (1 + E_H)^{t_p - t}, \quad (6.11)$$

где E_н – норматив приведения разновременных затрат и результатов (E_н = 15 %)

t_p – расчетный год;

t – год, затраты и результаты которого приводятся к расчетному году;

t – срок действия проекта t = 15 лет.

Так как срок строительства объекта примерно 24 месяца, то весь объем инвестиций распределяю на 2 года: в первый год – 16,0826 млрд. руб., во второй – 10,0000 млрд. руб.

Срок окупаемости проекта – это пересечение зависимости ЧТС_{пр} с осью t_i (рисунок 6.1), то есть время по прошествии, которого с начала инвестирования наблюдается погашение оттоков наличности потоками наличности или когда ЧТС_{пр} = 0, то есть срок окупаемости проекта равен ~ 5,7 лет.

Таблица 6.3 – Чистая текущая стоимость

Год	t i	Приток наличности, млрд.руб.	Инвестиции, млрд.руб.	ΔП - Кстр, млрд.руб.	Кд i, ед.	ЧТС i, млрд.руб.	ЧТС пр, млрд.руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
2013	0	0,0000	16,0826	-16,0826	1.000	-16.0826	-16.0826
2014	1	0.0000	10,0000	-10,0000	0.909	-9.0900	-25.1726
2015	2	7,6915	0,00	7,6915	0.826	6.3532	-18.8194
2016	3	7,6915	0,00	7,6915	0.751	5.7763	-13.0431
2017	4	7,6915	0,00	7,6915	0.683	5.2533	-7.7898
2018	5	7,6915	0,00	7,6915	0.621	4.7764	-3.0134
2019	6	7,6915	0,00	7,6915	0.564	4.3380	1.3246
2020	7	7,6915	0,00	7,6915	0.513	3.9457	5.2704
2021	8	7,6915	0,00	7,6915	0.467	3.5919	8.8623
2022	9	7,6915	0,00	7,6915	0.424	3.2612	12.1235
2023	10	7,6915	0,00	7,6915	0.386	2.9689	15.0924
2024	11	7,6915	0,00	7,6915	0.350	2.6920	17.7844
2025	12	7,6915	0,00	7,6915	0.319	2.4536	20.2380
2026	13	7,6915	0,00	7,6915	0.290	2.2305	22.4686
2027	14	7,6915	0,00	7,6915	0.263	2.0229	24.4914
2028	15	7,6915	0,00	7,6915	0.239	1.8383	26.3297

На рис. 6.1 представлен график ЧТС проекта с течением времени.

ЧТС, млрд.руб.

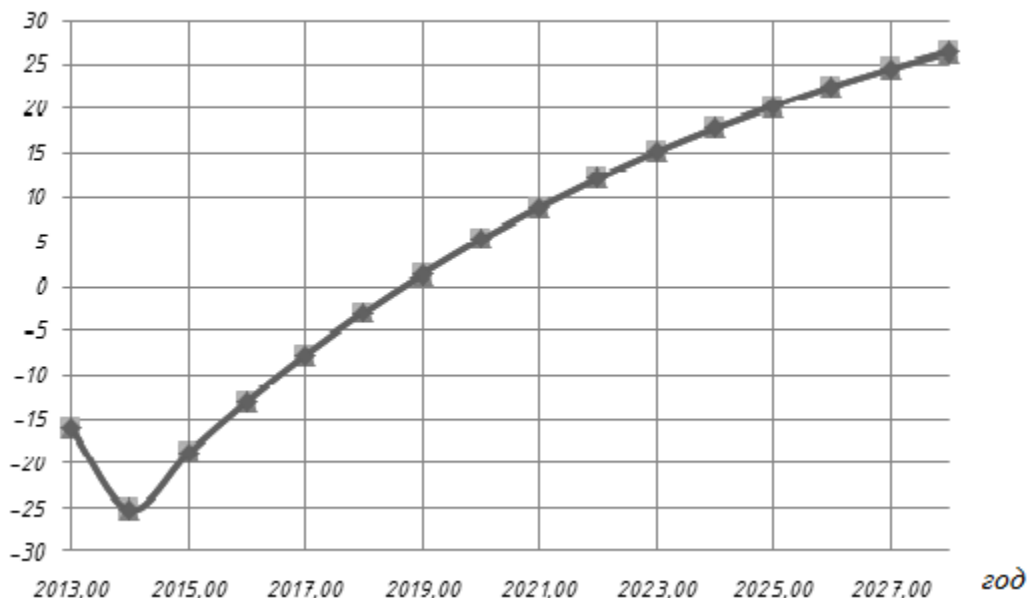


Рисунок 6.1 – Чистая текущая стоимость проекта

Можно срок окупаемости посчитать по формуле (6.12) [83].

$$T_{\text{ок}} = N_{\text{г. о.}} + \frac{C_{\text{н}}}{\text{ДДП}_{\text{г.о.}}}, \quad (6.12)$$

где $N_{\text{г. о.}}$ – число лет, предшествующих году окупаемости;

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	117

C_n – невозмещенная стоимость на начало года окупаемости;
 $ДДП_{г.о}$ – дисконтированный денежный поток в год окупаемости.

$$T_{ок} = 5 + \frac{3.0134}{4.3380} = 5,69.$$

Если округлить до десятых, то время окупаемости составит $T_{ок} = 5,7$.

6.12. Рентабельность

Рентабельность P (таблица 6.4) определяет доходность предприятия и рассчитывается по формуле (6.13).

$$P = (Pr_{ч} / \Phi_{осн}) \cdot 100 \%, \quad (6.13)$$

$$P = 7,6915 / 26,0826 \cdot 100 \% = 29,49 \%.$$

Таблица 6.4 – Рентабельность проекта

Показатель	Величина
Прибыль, млрд. руб.	9,6143
Чистая прибыль, млрд. руб.	7,6915
Рентабельность, %	29,49

6.13. Максимальная величина рискуемого капитала

Максимальная величина рискуемого капитала U_{max} , млрд. руб., представляет собой суммарные дисконтированные инвестиции, то есть реальная сумма денег, которой мы рискуем, находится по формуле (6.14)

$$U_{max} = \sum_{i=1}^m U_i \cdot K_{oi}, \quad (6.14)$$

где m – период освоения инвестиций.

В данном случае $U_{max} = 25,1726$ млрд. руб.

Таблица 6.5 – Техничко-экономические показатели

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
1	Численность работников	чел.	366
2	Годовые эксплуатационные затраты, в том числе:		2,0018
	- зар.плата		0,1318
	- отчисления во внебюджетные фонды	млрд. руб.	0,0460
	- амортизация		1,3041
	- текущий ремонт		0,1956
	- энергозатраты		0,0632
	- прочие		0,2611

1	2	3	4
3	Прирост прибыли: - от реализации - чистой	млрд. руб.	9,6143 7,6915
4	Капиталовложения	млрд. руб.	26,0826
5	Срок окупаемости	лет	5,7
6	Внутренняя норма рентабельности	%	29,49
7	Максимальная величина рискуемого капитала	млрд. руб.	25,1726

Закключение: рассчитывая основные технико-экономические показатели, можно сделать вывод, что срок окупаемости проекта напрямую зависит от тарифов на перекачку и хранение нефтепродуктов. Поэтому в будущем при формировании тарифов предприятие, эксплуатирующее нефтепродуктопровод должно учитывать все изменения на экспортном рынке нефтепродуктов. Должен быть достигнут оптимальный баланс между прибылью, окупаемостью проекта и уровнем цен на нефтепродукты, экспортируемые в страны АТР. Также срок окупаемости зависит от ставки дисконтирования, так при ставке дисконтирования в 15 % окупаемость проекта примерно 5,7 лет, а при 20 % – 9 лет. В целом проект считается рентабельным.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящем разделе приведены решения, направленные на обеспечение охраны труда, промышленной безопасности, предупреждению аварий и локализации их последствий для головной насосной перекачивающей станции магистрального нефтепродуктопровода [REDACTED] [REDACTED] на стадиях строительства и эксплуатации. В разделе выполнен анализ опасных и вредных факторов, мероприятий по их предотвращению, приведены некоторые возможные аварии, внештатные ситуации и способы их предупреждения или устранения и выполнен расчёт заземления трансформатора.

7.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов и мероприятий по их предотвращению

Опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-99 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» подразделяются по природе действия на следующие группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические [5].

На объектах проектируемого нефтепродуктопровода опасными и вредными производственными факторами являются:

1. Физические

Движущиеся машины и механизмы (строительная техника, краны), подвижные части производственного оборудования (вращающиеся валы машин), разрушающиеся конструкции (подпорные стенки, треноги,

					Проектирование нефтепродуктопровода [REDACTED]		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Мельниченко С.И.			Социальная ответственность	Литера	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	120
Консульт.		Гуляев М.В.				ТПУ гр. 3-2511	
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					

трубопровод при испытаниях), обрушивающиеся горные породы (земляные работы). Имеет место при СМР, при эксплуатации и ремонте перекачивающего оборудования. В мероприятия по предупреждению фактора входят: ограждение рабочей зоны, установка знаков безопасности, в соответствии с ГОСТ 23407-78 «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ. Технические условия» [21], установка сигнальных ограждений и знаков безопасности в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения» [27]. В соответствии с ГОСТ 12.3.009-76 [7] персонал должен носить каски ГОСТ 12.4.087-84 ССБТ «Каски строительные. Технические условия» [16]. Земляные работы должны выполняться с соблюдением безопасности работ в соответствии с гл. 5 СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве» [46] и СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда» [52].

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны (сварка). Имеют место при сварочных работах. Для защиты органов дыхания электросварщиков применяются защитные наголовные щитки, в прямоугольные смотровые отверстия которых помещают стеклянные световые фильтры. Щитки изготавливают из изоляционного материала, по форме и размерам они должны защищать лицо и органы дыхания от попадания пыли ГОСТ Р 12.4.245-2007 (с изм. 2010) [34].

Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов (сварка, трубопроводы ГВС, выхлопные трубы). Имеет место при сварочных работах. Для защиты используют специальную одежду. Костюм мужской для сварщиков по ГОСТ 12.4.016-83 (с изм. 2010) [11] для рабочих сварочных профессий в монтажных и полевых условиях. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые по ГОСТ 12.4.010-75* (с изм. 2010) [9] удлиненные (краги) типа Е.

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

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Имеет место при строительстве и при эксплуатации объектов МНПП, Для защиты рабочих применяются костюмы зимние на утепленной основе по ГОСТ 12.4.084-80 [15]. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые удлиненные (краги) типа Е. ГОСТ 12.4.010-75* (с изм. 2010). Для защиты от переохлаждения объект обустривается помещениями для обогрева.

Повышенный уровень шума на рабочем месте (насосный цех, отбойный молоток, вентиляторы и воздуходувки). Имеет место при пребывании людей в насосном цехе, возле вентиляторов, строительных машин. В соответствии с требованиями пункта 2.3 ГОСТа 12.1.003-83* (с изм. 2010) «Шум. Общие требования безопасности» [6], допустимые уровни звукового давления на постоянных рабочих местах не должны превышать 65 Дб, в соответствии с этими требованиями небольшие агрегаты (вентиляторы и т.п.) устанавливаются на виброопоры, магистральные насосные агрегаты и трубопроводы к ним устанавливаются на виброизолирующие компенсирующие опоры, при работе с отбойным молотком использовать средства индивидуальной защиты органов слуха по ГОСТ 12.4.051-87 [14].

Повышенный уровень вибрации (электродрель, отбойный молоток, шлифовальная машинка). Имеет место при работе с отбойным молотком, электродрелью. При работе с шлифовальной машинкой, электродрелью и отбойным молотком через руки человека передается вибрация. При работе с этим оборудованием следует применять индивидуальные средства защиты рук от воздействия вибрации. К ним относятся специальные виброзащитные рукавицы или перчатки по ГОСТ 12.4.002-97* (с изм. 2010) [8], а также виброзащитные прокладки, которыми снабжены крепления к ручке шлифовальной машины.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации электрооборудования.

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

Для защиты рабочего персонала применяются перчатки диэлектрические бесшовные по ГОСТ 12.4.183-91 [18], ТУ 38.306-5-63-97 [54]. Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью работники должны обеспечиваться диэлектрическими перчатками, ботами, галошами, диэлектрическими ковриками по ГОСТ 4997-75 [25], изолирующими накладками и подставками.

Отсутствие или недостаток естественного света. Имеет место при сооружении, эксплуатации и ремонте объектов МНПП. Для освещения рабочей зоны применяют светильники по ГОСТ 17677-82 «Светильники. Общие технические условия» [20], ГОСТ 15597-82 «Светильники для производственных зданий. Общие технические условия» [19], ГОСТ 4677-82 «Фонари. Общие технические условия» [24], ГОСТ 6047-90 «Прожекторы общего назначения. Общие технические условия» [26].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Имеет место при сооружении, эксплуатации и ремонте объектов МНПП. Для решения этой проблемы персонал должен иметь переносные световые приборы, соответствующие ГОСТ 4677-82, ГОСТ 15597-82 «Светильники для производственных зданий. Общие технические условия».

Повышенная яркость света. Имеет место при сварочных работах. Для предотвращения ожога глаз необходимо применять защитные стекла (светофильтры), которые вставляются в щитки и маски, соответствующие ГОСТ 12.4.023.-84* [12] и ГОСТ Р 12.4.238-2007 [33].

Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации. Имеет место при сварке. Для защиты глаз сварщика предусмотрены защитные стекла (светофильтры) по ГОСТ 12.4.023.-84* и ГОСТ Р 12.4.238-2007.

Повышенный уровень инфракрасной радиации. Имеет место при сварке. Для защиты глаз сварщика предусмотрены защитные стекла (светофильтры) по ГОСТ 12.4.023.-84* и ГОСТ Р 12.4.238-2007. Для защиты от инфракрасного излучения используют специальную одежду – костюм мужской для сварщиков по ГОСТ 12.4.016-83. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые по ГОСТ 12.4.010-75* удлиненные (краги) типа Е.

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

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования. Имеет место при монтажно-строительных, ремонтных работах. Для защиты используют специальную одежду. Костюм для защиты от производственных загрязнений и механических воздействий. ГОСТ 27575-87* [22]. Ботинки специальные для защиты от механических повреждений на масло-бензостойкой подошве ГОСТ 28507-90* [23]. Для защиты рук применяются перчатки ГОСТ 12.4.183-91*. Для защиты глаз от искр при металлообработке применяются защитные очки по ГОСТ Р 12.4.230.1-2007 [32] В соответствии с ГОСТ 12.3.009-76*(с изм. 2008) персонал должен носить каски ГОСТ Р 12.4.245-2007.

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола). Имеет место при выполнении СМР работ на высоте 5 метров и более от поверхности грунта (монтаж молниеотводов, опор ЛЭП, кровель зданий). Работы на высоте следует выполнять с использованием строп по ГОСТ Р 12.4.223-99 [30], страховочных привязок по ГОСТ Р 12.4.224-99 [31] и канатов страховочных ГОСТ 12.4.107-82* [17].

2. Химические

Токсические (сварочный аэрозоль, испарение от антикоррозионной изоляции, 10 % раствор этиленгликоля) – при производстве сварочных и изоляционных работ. Пути проникания в организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки. Сварщики и рабочие снабжаются средствами защиты органов дыхания согласно ГОСТ 12.4.034-2001 (с изм. 2010) [13] и аппаратами дыхательными воздушными изолирующими по ГОСТ Р 12.4.186-97 (с изм. 2010) [28].

Раздражающие (наличие акролеина, аммиака, оксида углерода, формальдегида и других вредных веществ в воздухе рабочей зоны при производстве строительно-монтажных работ). Для уменьшения вредного воздействия используются средства индивидуальной защиты, установленные ГОСТ 12.4.011-89 (с изм. 2010) [10], респираторы, соответствующие требованиям ГОСТ Р 12.4.191-99 (с изм. 2010) [29].

					Социальная ответственность	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Канцерогенные (пары минерального масла, бензаперен). Для уменьшения вредного воздействия используются средства индивидуальной защиты, установленные ГОСТ 12.4.011-89 (с изм. 2010), респираторы, соответствующие требованиям ГОСТ Р 12.4.191-99 (с изм. 2010).

Мутагенные (использование органических растворителей и продуктов переработки нефти). Для уменьшения вредного воздействия используются средства индивидуальной защиты, установленные ГОСТ 12.4.011-89 (с изм. 2010), респираторы, соответствующие требованиям ГОСТ Р 12.4.191-99 (с изм. 2010).

3. Психофизиологические

Физические перегрузки имеют место при производстве СМР (перенос инструментов и строительных материалов большой тяжести, излишние переходы, неравномерное распределение мышечной нагрузки в стесненных условиях) Для уменьшения нагрузок на человека следует использовать автопогрузчики, и манипуляторы и приспособления для перемещения и переноса грузов.

4. Нервно-психические

Нервно-психические перегрузки имеют место при монотонности труда, длительном воздействии шума и вибрации). Рекомендуется оборудовать помещения для отдыха, устраивать перерывы в работе. Организовывать культурно-массовые и спортивные мероприятия.

Пребывание в среде с большим количеством опасных и вредных газов может вызвать отравление вплоть до смертельного исхода. Загрязненность воздуха вредными газами не должна превышать предельно-допустимой концентрации (ПДК) по ГН 2.2.5.1313-03, указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Предельно допустимые концентрации веществ

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Оксись углерода	20	4
Диоксид азота	2	3
Масла минеральные нефтяные	5	3
Углеводороды алифатические предельные C ₁ -C ₁₀	300	4
Бенз(а)пирен	0,00015	1

					Социальная ответственность	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.2. Безопасность строительства и эксплуатации насосной станции и нефтепродуктопровода

В соответствии с Федеральным законом № 116 «О промышленной безопасности производственных объектов» к категории опасных производственных объектов относятся объекты, на которых получают, используют, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются следующие опасные вещества:

а) воспламеняющиеся вещества – газы, которые при нормальном давлении и в смеси с воздухом становятся воспламеняющимися и температура кипения которых при нормальном давлении составляет 20 градусов Цельсия или ниже;

б) окисляющие вещества – вещества, поддерживающие горение, вызывающие воспламенение и (или) способствующие воспламенению других веществ в результате окислительно-восстановительной экзотермической реакции;

в) горючие вещества – жидкости, газы, пыли, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;

г) взрывчатые вещества – вещества, которые при определенных видах внешнего воздействия способны на очень быстрое самораспространяющееся химическое превращение с выделением тепла и образованием газов.

Приходим к выводу, что насосная перекачивающая станция магистрального нефтепродуктопровода является опасным производственным объектом.

Согласно НПБ 105-03 [37] и НПБ 110-03 [38] объекты НПС являются взрывопожароопасными или пожароопасными.

Ниже в таблице 7.3 приведены некоторые факторы производственных опасностей на объектах НПС.

					Социальная ответственность	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.3 – Производственные опасности и вредности на объектах НПС

№ п/п	Наименование установки	Производственные опасности и вредности
1	Насосный цех	Присутствие паров нефти, керосина и ДТ очень опасно для человека, может вызывать острые и хронические отравления
2	Котельная	Высокий уровень шума вызывает некоторые профессиональные заболевания органов слуха. Опасность получения термических ожогов в результате соприкосновения с горячими неизолированными поверхностями.
3	Сварочный участок	При сварочных работах в неветилируемых местах скапливается в воздухе аэрозоль, который может вызвать отравления. Опасность получения повреждения глаз ярким свечением дуги.
4	Электрощитовая	Есть вероятность поражения электрическим током
5	Слесарно-механический участок	Есть вероятность травмироваться об острые кромки, заусенцы. Опасность получения механических травм, определяемая наличием вращающихся и движущихся механизмов.

В приложении И выпускной квалификационной работы рассмотрены основные виды аварий, внештатных ситуаций, способных повлиять на безопасность объекта и способы их предупреждения или устранения.

Для исключения возможности возникновения пожаров, отравлений, травм, ожогов и др., а также для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий, необходимо соблюдать следующие основные правила безопасного ведения процесса:

1. Постоянно обеспечивать удовлетворительное состояние оборудования, трубопроводов, арматуры, предохранительных устройств, своевременный их ремонт.
2. Соблюдать графики ремонтов и освидетельствования оборудования.
3. Вести постоянное наблюдение за состоянием внеплощадочных и внутриплощадочными коммуникациями, своевременное устранение неисправностей».
4. Соблюдать правила устройств и безопасной эксплуатации электроустановок.
5. Обеспечивать работоспособное состояние КИПиА, систематическую проверку систем сигнализации и блокировок.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

6. Выполнять постоянное наблюдение за исправным состоянием ограждений движущихся частей, обслуживаемых площадок, лестниц.
7. Обеспечивать исправность и бесперебойность работы вентиляционных систем.
8. Выполнять регулярную проверку и поддержание в рабочем состоянии средств пожаротушения.
9. Обеспечивать наличие у обслуживающего персонала исправных средств индивидуальной защиты.
10. Запрещается спуск людей в не проветренные и непроверенные на загазованность резервуары, колодцы, камеры.
11. Не прошедший медицинский осмотр и инструктаж персонал к работе не допускается.

Средства индивидуальной защиты

Средства индивидуальной защиты применяются для предотвращения или уменьшения воздействия на работающих опасных или вредных производственных факторов.

При необходимости: выполнения работ в канализационных колодцах, камерах необходимо пользоваться шланговым противогазом марки ПШ-1 или ПШ-2 и предохранительным спасательным поясом.

При очистке емкостей, колодцев, камер применять спецодежду, резиновые сапоги, резиновые перчатки и защитные очки.

При работе с реагентами применять резиновые перчатки, респиратор, предохранительные очки.

7.3. Экологическая безопасность

В настоящем разделе приведены основные источники загрязнения атмосферного воздуха, водных ресурсов и почвы при эксплуатации перекачивающих станций и линейной части МНПП. Также разработаны мероприятия по охране окружающей среды и минимизации последствий техногенных аварий. При проектировании МНПП следует обеспечивать

					Социальная ответственность	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнение требований действующих стандартов, норм, правил и федеральных законов по охране окружающей среды. Руководствуясь Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ необходимо рассмотреть основные виды воздействий, оказываемые в процессе строительства и эксплуатации объекта на компоненты окружающей среды.

Основные виды воздействий: выбросы и сбросы веществ и микроорганизмов, образование отходов производства и потребления, физические воздействия (тепло, шум, вибрация, ионизирующее излучение, напряженность электромагнитных полей и иные физические воздействия), изъятия компонентов природной среды, антропогенная нагрузка на окружающую среду [2].

Ниже в таблице 7.5 приведены основные отходы НПС, которые если не утилизировать могут навредить окружающей среде.

Таблица 7.5 – Виды отходов, образующихся в процессе производства на ГНПС.

№ п/п	Источники образования отходов	Отходы, в скобках класс опасности отхода для окружающей среды
1	2	3
1	Фильтры-грязеуловители	Шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефтепродуктов (3), обтирочный материал (3), загрязненный маслами (содержание масел 15 % и более)
2	Узел СОД	Обтирочный материал (3), загрязненный маслами (содержание масел 15 % и более), Шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефтепродуктов (3)
3	Маслосистема	Масла турбинные отработанные (3), обтирочный материал (3), загрязненный маслами (содержание масел 15 % и более)
4	Административно-хозяйственная служба	Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак (1), мусор (4) от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный), отходы (4) потребления на производстве подобные коммунальным - смет с территории
5	Производственно-бытовой корпус	Стружка (5) черных металлов незагрязненная, обтирочный материал (3), загрязненный маслами, остатки и огарки стальных сварочных электродов (5)
6	Гараж	Обтирочный материал, загрязненный маслами, масла моторные отработанные (3), масла трансмиссионные отработанные (3), песок (3), загрязненный маслами (содержание масел 15% и более), шины пневматические отработанные (4), аккумуляторы свинцовые отработанные (3), кислота аккумуляторная серная отработанная (2)

1	2	3
7	Очистные сооружения производственно-дождевой кан-и	Шлам нефтеотделительных установок (3)
8	Очистные сооружения бытовой канализации	Отходы (4) при механической и биологической очистке сточных вод (иловый осадок)

Одной из наиболее острых проблем при работе технологических насосов и насосных станций является загрязнение атмосферы. При этом выбросы в атмосферу характеризуются большой сосредоточенностью, неоднородностью по составу и наносят ущерб здоровью людей и окружающей среде. Эти загрязнения попадают в атмосферу в результате утечек через неплотности в арматуры и оборудования, так и при работе вытяжной вентиляции при отсутствии очистки вентиляционных выбросов [67].

В процессе эксплуатации НПС в атмосферу выбрасываются:

- сероводород и углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$ от труб системы общеобменной вентиляции здания МН, площадок узлов защиты от превышения давления, площадок, отключающей арматуры, площадок узлов расходомеров, площадок узлов фильтров-грязеуловителей, площадок дренажных ёмкостей, площадки шламонакопителей, трубы системы вытяжной вентиляции химико-аналитической лаборатории;
- пары масла минерального нефтяного площадки резервуаров для хранения масла;
- оксиды азота, серы, углерода от дымовой трубы котельной;
- оксиды железа, азота, серы и углерода, марганец и его соединения, серная кислота, сажа, фтористый водород, пыль неорганическая от трубы системы общеобменной вентиляции производственного здания;
- оксиды азота, серы и углерода, сажа от выхлопных труб техники.

Источниками загрязнения водного бассейна являются, прежде всего, нефтепродукты, различные углеводороды и их производные. Загрязнение почвы и водоёмов возможно сточными, ливневыми и талыми водами, содержащими нефтепродукты, появившиеся в результате утечек из

					Социальная ответственность	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перекачивающих устройств через не плотности запорной и регулирующей аппаратуры. Сточные воды, содержащие нефтепродукты, относятся к нерегламентированным потенциальным источникам загрязнения. Источникам загрязнения сточных вод при перекачке нефтепродуктов является прежде всего вода охлаждения насосов, а также сточные воды с вакуум-насосов, после мытья тары и др., загрязнённые нефтепродуктами, содержащие коллоидные, а также взвешенные грубо- и мелкодисперсные примеси. Испарения нефтепродуктов с поверхности загрязнённых сточных вод загрязняют атмосферный воздух [67].

В процессе эксплуатации ГНПС будут сбрасываться сточные [REDACTED]
[REDACTED], при эксплуатации резервуарного парка в конечном пункте – в ручей [REDACTED] и затем в залив [REDACTED] – в акваторию порта. Линейная часть нефтепродуктопровода пересекает 128 рек и ручьёв, в том числе крупные реки такие, как [REDACTED].

Концентрация вредных и опасных веществ, содержащихся в воде рек и ручьёв, подвергшихся антропогенному воздействию не должна превышать предельно допустимые нормы.

Анализ статистики аварий в трубопроводном транспорте показал, что техногенные аварии случаются в основном из-за коррозии металла, заводских браков, повреждений трубопровода и неправильной эксплуатации. Более 30 % аварийных ситуаций падает на трубопроводы, проработавшие более 20 лет. Загрязнение почва при аварийных разливах неизбежно приводит к заметному сдвигу в составе почвенной биоты, торможению интенсивности биологических процессов, снижению растворимости большинства микроэлементов и ингибируется деятельность микроорганизмов. Почвы, содержащие нефтепродукты выше ППС, подлежат санации и рекультивации, так как без этих мероприятий они не выйдут из стадии деградации, и будут оказывать устойчивое негативное влияние на окружающую среду [67].

					Социальная ответственность	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для осуществления охраны почвы были разработаны следующие решения:

- применение защитных футляров на переходах под автодорогой с целью снижения вероятности аварий;
- рекультивация земель;
- минимальные возможные размеры площадок насосной станции и резервуарных парков;
- большая часть трассы МНПП расположена в одном техническом коридоре с нефтепроводом [REDACTED]

- снижение выбросов и сбросов вредных веществ.

При реализации проекта будут отчуждены земли:

- под площадки НПС – до 12 га на каждую;
- под линейную часть – ширина полосы составит от 23 до 33 м и длина до 302 км;
- под резервуарный парк в конечном пункте – до 17 га;
- под площадку миниэлектростанции (3 шт.).

Ниже в таблицах 7.6 и в 7.7 приведены рекомендуемые минимальные расстояния санитарной защиты зоны от МНПП и НПС соответственно.

Таблица 7.6 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти (нефтепродуктов)

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб 300–600 мм
Города и поселки	100
Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб в 300–600 мм
Отдельные малоэтажные жилища	50
Гидротехнические сооружения	300
Водозаборы	3000

Таблица 7.7 – Рекомендуемые минимальные разрывы от НПС

Элементы застройки	Разрывы в м по категориям НПС		
	III	II	I
Города и поселки	100	150	200
Водопроводные сооружения	100	150	200
Отдельные малоэтажные здания	50	75	100

					Социальная ответственность	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для НПС в соответствии с п. 2.7 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (новая редакция) устанавливается граница санитарного разрыва. Санитарный разрыв – это минимальное расстояние от источника вредного воздействия до границы жилой застройки [42]. Санитарный разрыв для ГНПС [REDACTED] (III категория) составляет 100 м. Категория НПС определена по СНиП 2.05.06-85*. От головной насосной перекачивающей станции до границы жилой застройки (ближайшего жилого дома, расположенного на садовом участке) – 785 м.

Рядом с трассой МНПП на противоположном берегу [REDACTED] расположен Комсомольский государственный природный заповедник, созданный 3 октября 1963 года. Заповедная территория занимает площадь – 64 тысяч га, в том числе площадь акватории – 4488 га. Площадь охранной зоны – 9831 га. Занимает устьевую часть [REDACTED] – левого притока [REDACTED]. Часть территории – долина [REDACTED]. 80 % площади заповедника занимают леса, 680 видов высших растений. Млекопитающих насчитывается 45 видов, птицы – 233 вида, около 50 видов рыб, из них 23 вида эндемичны для бассейна [REDACTED]. Восемь видов растений внесены в Красную книгу России. Заказник «[REDACTED]» расположен в [REDACTED] на левобережье нижнего [REDACTED] (в 26 км от русла реки), примерно в 220 км выше по течению от устья [REDACTED] и в 680 км ниже [REDACTED]. Расстояние до районного центра [REDACTED] – 30 км [82]. Территория заказника расположена в низменности вокруг [REDACTED] в устьях рек [REDACTED]. Целью создания заказника являются сохранение, восстановление и воспроизводство редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных, занесенных в Красные книги МСОП, РФ [81].

Для снижения негативного влияния на природу на стадии строительства, эксплуатации и при возникновении аварий предусмотрено:

– недопущение использования земли плодородного слоя на подсыпки, перемиčky и какие-либо другие земляные и строительные работы;

					Социальная ответственность	Лист
						133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- восстановление водосборных канав, дренажных систем, снегозадерживающих сооружений и дорог после окончания строительных или ремонтных работ;
- восстановление земельных участков и приведение их посредством технической и биологической рекультивации в состояние, пригодное для использования по назначению;
- проведение мероприятий по исключению развития опасных экзогенных процессов (эрозии, карста, оползней, суффозии и др.), например, укрепление грунтов посевом трав, или посадкой кустарников, мониторинг оползневых процессов и т.д.;
- проведение мероприятий по защите животного мира при наличии путей миграции животных по трассе трубопровода;
- восстановление или обновление ресурсов растительного и животного мира (по согласованию с природоохранными органами) [48];
- сооружение очистных сооружений;
- применение схем водооборотного водоснабжения;
- оборудование резервуаров понтонами;
- сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу;
- переход на экологическое топливо;
- очистка отходящих газов;
- рассеяние примесей в атмосфере;
- перевод котельных на использование природного газа.

Повышение технического уровня и совершенствование технологии перекачки способствует сокращению утечек газов в атмосферу. Так, внедрение технологического процесса перекачки «из насоса в насос» уменьшает количество промежуточных резервуаров и, следовательно, снизить потери от утечек, «больших и малых дыханий». Потери в насосе могут быть уменьшены в два раза при замене сальниковых уплотнений на торцевые и оборудовании продувочных и сливных кранов трубками, соединёнными с ёмкостью для сбора нефтепродуктов [67].

					Социальная ответственность	Лист
						134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При разработке проекта магистрального нефтепродуктопровода

в год произведены гидравлические и механические расчеты трубопровода, на основании которых сделан вывод о необходимости установки промежуточной нефтепродуктоперекачивающей станции, и выбрано оборудование, необходимое для перекачки запланированного объема нефтепродуктов.

В процессе работы над выпускной квалификационной работой были приведены основные технологии, связанные с последовательной перекачкой нефтепродуктов партиями друг за другом.

В работе были рассмотрены способы увеличения производительности нефтепродуктопровода и сделан вывод, что наиболее эффективным и экономически выгодным является способ снижения гидравлического сопротивления с помощью применения противотурбулентных присадок.

В свою очередь разработанные технологические решения и организационные мероприятия в совокупности с существующими нормами и правилами обеспечивают промышленную и экологическую безопасность проекта, что в наше время является очень актуальным.

Расчет технико-экономических показателей дает картину того, что реализация данного проекта является рентабельной и экономически привлекательной.

					Проектирование нефтепродуктопровода			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мельниченко С.И.			Заключение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	135	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2511		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Федеральные законы

1. Налоговый кодекс Российской Федерации от 31 июля 1998года N 146-ФЗ.
2. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Нормативно-правовые акты

3. ГН 2.2.5.1313–03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: Гигиенические нормативы».
4. ГОСТ 10227-86 «Топлива для реактивных двигателей. Технические условия».
5. ГОСТ 12.0.003-99 «ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
6. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».
7. ГОСТ 12.3.009-76* «ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности».
8. ГОСТ 12.4.002-97 «ССБТ средства защиты рук от вибрации технические требования и методы испытаний».
9. ГОСТ 12.4.010-75* «ССБТ. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия».
10. ГОСТ 12.4.011-89. «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
11. ГОСТ 12.4.016-83 «ССБТ. Одежда специальная защитная. Номенклатура показателей качества».
12. ГОСТ 12.4.023-84* «ССБТ. Щитки защитные лицевые. Общие технические условия».
13. ГОСТ 12.4.034-2001. «ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка».

					Проектирование нефтепродуктопровода		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Мельниченко С.И.			Список использованных источников	Литера	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	136
Консульт.							Листов
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					151
						ТПУ гр. 3-2Б11	

14. ГОСТ 12.4.051-87 – «ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний».
15. ГОСТ 12.4.084-80 «ССБТ. Костюмы мужские для защиты от понижения температуры. Технические условия».
16. ГОСТ 12.4.087-84 «ССБТ. Каски строительные. Технические условия».
17. ГОСТ 12.4.107-82. «ССБТ. Строительство. Канаты страховочные. Общие технические требования».
18. ГОСТ 12.4.183-91 «ССБТ. Материалы для средств защиты рук. Технические требования».
19. ГОСТ 15597-82 «Светильники для производственных зданий. Общие технические условия».
20. ГОСТ 17677-82 «Светильники. Общие технические условия».
21. ГОСТ 23407-78 «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ. Технические условия».
22. ГОСТ 27575-87 «Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия».
23. ГОСТ 28507-90 «Обувь специальная кожаная для защиты от механических воздействий. Общие технические условия».
24. ГОСТ 4677-82 «Фонари. Общие технические условия».
25. ГОСТ 4997-75 «Ковры диэлектрические резиновые. Технические условия».
26. ГОСТ 6047-90 «Прожекторы общего назначения. Общие технические условия».
27. ГОСТ Р 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения».
28. ГОСТ Р 12.4.186-97. «ССБТ. Аппараты дыхательные воздушные изолирующие. Общие технические требования и методы испытаний».

					Список использованных источников	Лист
						137
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

29. ГОСТ Р 12.4.191-99 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Полумаски фильтрующие для защиты от аэрозолей Общие технические условия».

30. ГОСТ Р 12.4.223-99. ССБТ. «Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Стропы».

31. ГОСТ Р 12.4.224-99 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Страховочные привязи. Общие технические требования. Методы испытаний».

32. ГОСТ Р 12.4.230.1-2007 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты глаз. Общие технические требования».

33. ГОСТ Р 12.4.238-2007 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты глаз и лица при сварке и аналогичных процессах».

34. ГОСТ Р 12.4.245-2007 «ССБТ. Каскетки защитные. Общие технические требования. Методы испытаний».

35. ГОСТ Р 52050-2003 «Авиационное топливо для газотурбинных двигателей Джет А-1. Технические условия».

36. ГОСТ Р 8.595- 2004 «Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

37. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

38. НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией».

39. РД-75.200.00-КТН-404-09 Нормы проектирования переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды.

40. РД 153-39.4-087-01 «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения».

41. СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль

					Список использованных источников	Лист
						138
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения».

42. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (новая редакция).

43. СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

44. СНиП 2.04.07 «Тепловые сети».

45. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

46. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве».

47. СНиП II-35 «Котельные установки».

48. СО 03-04-АКТНП-014-2004 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепродуктопроводов».

49. СО 06-16-АКТНП-003-2004 «Инструкция по транспортированию нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам системы ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ» методом последовательной перекачки».

50. СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

51. СТО 11605031-008-2006 «Бензин прямогонный экспортный (Нафта)».

52. СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда».

53. ТУ 14-3-1573-96 «Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530-1020 мм с толщиной стенки до 32 мм для газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

54. ТУ 38.306-5-63-97 «Перчатки резиновые диэлектрические бесшовные».

55. ТУ 38.401-58-110-94 «Характеристики дизельного экспортного топлива».

Учебники и учебные пособия

56. Арзунян А. С. Расчеты магистральных нефтегазопроводов и нефтебаз. Учебное пособие для дипломного проектирования / Арзунян А. С., Громов А. В., Матецкий И. И. М.: Недра, 1972. – 152 с.

					Список использованных источников	Лист
						139
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

57. Бабин Л. Л. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов / Бабин Л. Л., Быков Л. И., Волохов В. Я. М.: Недра, 1979. – 176 с.
58. Белоусов Ю. П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей / Белоусов Ю. П. – Новосибирск: Наука, 1986. – 137 с.
59. Беляева В. Я. Нефтегазовое строительство / Беляева В. Я, Мазур И. И. – М.: ОМЕГА-Л, 2005. – 744 с.
60. Геология СССР т. XIX Хабаровский край и Амурская область Часть I, М.: Недра, 1966 г.
61. Геология СССР т. XIX Хабаровский край и Амурская область Часть II, М.: Недра, 1966 г.
62. Строительные конструкции нефтегазовых объектов: учебник / В. М. Мустафин, Л. И. Быков, В. Н. Мохов и др. – СПб.: ООО «Недра», 2008. – 780 с.
63. Губин В. Е. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов / Губин В. Е., Новосёлов В. Ф., Тугунов П. И. Изд-во «Недра», 1968. – 154 с.
64. Техничко-экономическое обоснование дипломных проектов: Учеб. пособие для втузов/Л. А. Астреина, В. В. Валдесов, В. К. Беклешов и др.; Под ред. В. К. Беклешова. – М.: Высш. шк., 1991.– 176 с.
65. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов – Уфа: ООО «Дизайн – ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
66. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – М: Нефть и газ, 1999. - 300 с.
67. Экология нефтегазового комплекса: Учебное пособие: в 2 т./Под общей редакцией А. И. Владимирова – Нижний Новгород, изд-во «Вектор ТиС», 2007.
68. В. С. Яблонский Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов / В. С. Яблонский Изд-во «Недра», 1965. – 410 с.

					Список использованных источников	Лист
						140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Статьи

69. Лурье, М.В. Расчёт параметров перекачки жидкостей с противотурбулентными присадками / М.В. Лурье, Н.С. Арбузов, С.М. Оксенгендлер // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – 2012. – № 2. – С. 56-60.

70. Промышленная технология противотурбулентных присадок / Ю.В. Лисин, Г.В. Несын, А.М. Ширяев, М.Р. Лукманов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – 2013. № 1. – С. 48-53.

71. Черников, В.А. О совершенствовании методов определения эффективности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах / В.А. Черников, Н.С. Челинцев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – 2011. -№ 1. – С. 58-61.

72. Ширяев, А.М. О применении химреагентов для повышения энергоэффективности магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов / А.М. Ширяев, В.В. Жолобов, А.В. Ковардаков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – 2012. – № 1. – С. 70-77.

Авторефераты диссертаций

73. Дзарданов О.И. Повышение эффективности сооружения подводных переходов и эксплуатации магистральных нефтепроводов: автореф. дис. кан. техн. наук. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский гос. горный ин-т имени Г.В. Плеханова, 2010 г. – 20 с.

74. Мастобаев Б.Н. История применения химических реагентов и технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов: автореф. дис. док. техн. наук. – Уфа: Уфимский гос. нефтяной технический ун-т, 2003 г. – 49 с.

75. Мохаммад Н.Х.А. Улучшение параметров работы нефтепроводов путём применения противотурбулентных присадок: автореф. дис. кан. техн. наук. – Уфа: Уфимский гос. нефтяной технический ун-т, 2009 г. – 22 с.

					Список использованных источников	Лист
						141
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

76. Челинцев Н.С. Исследование особенностей трубопроводного транспорта дизельных топлив с противотурбулентной присадкой: автореф. дис. кан. техн. наук. – Москва: Российский гос. ун-т нефти и газа имени И.М. Губкина, – 2011 г. – 23 с.

Электронные ресурсы

77. Стратегия социального и экономического развития [Электронный ресурс]. URL: [http://www.gubkin.ru/](#) (дата обращения: 03.03.2016).

78. О [Электронный ресурс]. URL: [http://www.gubkin.ru/](#) (дата обращения: 03.03.2016).

79. Техническое задание на разработку [Электронный ресурс]. URL: [http://www.gubkin.ru/](#) (дата обращения: 03.03.2016).

80. Расчет защитного заземления [Электронный ресурс]. URL: <http://electricvdome.ru/zazemlenie.html> (дата обращения: 18.04.2016).

81. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.gubkin.ru/](#) (дата обращения: 03.03.2016).

82. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.gubkin.ru/](#) (дата обращения: 03.03.2016).

83. Расчёт срока окупаемости [Электронный ресурс]. URL: <http://edu.dvgups.ru> (дата обращения: 17.04.2016).

84. Письмо Минрегиона № 1951-ВТ/10 о выходе индексов на 1 квартал 2016 года [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gentar.ru/tekuschie-indeksi-perescheta/> (дата обращения: 17.04.2016).

Приложение А

(справочное)

Показатели дизельного топлива экспортного

Таблица 1 – Показатели дизельного топлива экспортного

Показатели	Норма для марок	
	ДЛЭ	ДЗЭ
Дизельный индекс, не менее	53	53
Фракционный состав: перегоняется при температуре, °С, не выше:		
50 %	280	280
90 %	340	330
96 %	360	360
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с	3,0-6,0	2,7-6,0
Температура, °С:		
застывания, не выше	-10	-35
предельной фильтруемости, не выше	-5	-25
вспышки в закрытом тигле, не ниже	65	60
Массовая доля серы, %, не более, в топливе:		
вида I	0,2	0,2
вида II	0,3	-
Испытание на медной пластинке	Выдерживает	
Кислотность, мг КОН/100 см ³ топлива, не более	3	3
Зольность, %, не более	0,01	0,01
Коксуемость 10 %-ного остатка, %, не более	0,2	0,2
Цвет, ед. ЦНТ, не более	2	2
Содержание механических примесей	Отсутствие	
Прозрачность при температуре 10 °С	Прозрачно	
Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более	860	845

					Проектирование нефтепродуктопровода нефтеперерабатывающий завод Комсомольск-на-Амуре - порт Де-Кастри			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Мельниченко С.И.			Приложения	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Шмурыгин В.А.				ДР	143	151
Консульт.						ТПУ гр. 3-2511		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Приложение Б

(справочное)

Показатели бензина прямогонного экспортного (нафты)

Таблица 1 – Показатели бензина прямогонного экспортного (нафты)

Показатели	Норма по ТУ
Плотность при 20° С, кг/м ³ , не более	740
Фракционный состав:	
температура начала перегонки С, не ниже	35
10% перегоняется при темп-ре С, не выше	80
50% перегоняется при темп-ре С, не выше	115
90% перегоняется при темп-ре С, не выше	155
температура К.К., С, не выше	185
объёмная доля остатка в колбе, не более	1,5
объёмная доля остатка и потеря, %, не более	4,5
Массовая доля воды, %, не более	Отсутствует
Массовая доля общей серы, % не более	0,050
Детонационная стойкость:	
октановое число, по моторному методу, не менее	60
октановое число, по исследовательскому методу, не менее	62
Содержание механических примесей, не более	Отсутствует
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	3
Содержание фактических смол мг/100 мл бензина, не более	2
Испытание на медной пластинке	Выдерживает
Массовая доля свинца, мг на кг топлива, не более	0,05
Массовая доля меркаптановой серы, %, не более	0,002
Кислотность, мг КОН на 100 см ³ бензина, не более	1

Приложение В

(справочное)

Показатели топлива ТС-1

Таблица 1 – Показатели топлива ТС-1

Показатели	Норма по ГОСТ
Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не менее	780
Фракционный состав:	
температура начала перегонки С, не ниже	
температура начала перегонки С, не выше	150
10% перегоняется при темп-ре С, не выше	165
50% перегоняется при темп-ре С, не выше	195
90% перегоняется при темп-ре С, не выше	230
98% перегоняется при темп-ре С, не выше	250
Кинематическая вязкость, мм ² /с:	
при 20 °С, не менее	1,3
при минус 40 °С, не более	8
Низшая теплота сгорания, кДж/кг, не менее	43120
Высота некоптящего пламени, мм, не менее	25
Кислотность, мг КОН на 100 см ³ топлива, не более	0,7
Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	2,5
Температура вспышки: определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже	28
Температура начала кристаллизации, °С, не выше	60
Содержание фактических смол. мг/100 мл бензина, не более	2
Испытание на медной пластинке	Выдерживает
Содержание механических примесей и воды	Отсутствует
Массовая доля общей серы, %, не более	0,2
Зольность, %, не более	0,003

Приложение Г

(справочное)

Показатели топлива Джет А-1

Таблица 1 – Показатели топлива Джет А-1

Показатели	Норма по ГОСТ
Плотность при 15 °С, кг/м ³ , не менее	775,0-840,0
Фракционный состав:	
10% перегоняется при темп-ре. С, не выше	205
50% перегоняется при темп-ре С,	Не нормируется, определение обязательно
90% перегоняется при темп-ре С, не выше	300
остаток от разгонки, %, не более	1,5
потери от разгонки, %, не более	1,5
Кинематическая вязкость, мм ² /с:	
при 20 °С, не более	8
Низшая теплота сгорания, кДж/кг, не менее	42800
Высота некоптящего пламени, мм, не менее	25
Кислотное число общее, мг КОН/г, не более	0,1
Показатели	Норма по ГОСТ
Температура вспышки °С, не ниже	38
Температура замерзания °С, не выше	-47,0
Концентрация фактических смол, мг/100 см ³ , не более	7
Коррозия медной пластинки (2 ч ±5 мин) при температуре 100 °С, класс, не более	1
содержание механических примесей, мг/дм ³ , не более	1,0
Массовая доля общей серы, %, не более	0,25

Приложение И
(Рекомендуемое)

Аварийные состояния, способы их устранения и предупреждения

Таблица 1 – Аварийные состояния, способы их устранения и предупреждения

№ п/п	Вид аварийного состояния	Действия персонала по предотвращению или устранению аварийного состояния
1	2	3
1	Прекращение подачи силовой электроэнергии	1. Сообщить диспетчеру. 2. Вызвать сменного электрика. 3. Принять меры по исключению переполнения технологических емкостей. 4. Прекратить ведение всех работ связанных с применением электроэнергии. 5. Продублировать отключение электрооборудования. 6. Подготовить оборудование к пуску после возобновления подачи электроэнергии. 7. В зимний период принять необходимые меры по исключению "размораживания" трубопроводов, арматуры, оборудования при температуре воздуха в здании менее 5°C 8. По возобновлению подачи электроэнергии восстановить режим работы сооружений и оборудования, не допуская их переполнения.
2	Возникновение пожара	1. Отключить соответствующее электрооборудование и обесточить через сменного электрика. 2. Сообщить диспетчеру. 3. Вызвать пожарную команду. 4. Приступить к тушению пожара первичными средствами пожаротушения
3	Разрушение или повреждение отдельных сооружений, оборудования, трубопроводов, лотков	1. Если это возможно, отключить аварийный участок, сооружение, оборудование, трубопровод из работы. 2. Доложить о случившемся диспетчеру. 3. Подготовить аварийный участок к проведению ремонтных работ.
4	Нарушение тепло-снабжения зданий и других объектов в зимний период	1. Доложить диспетчеру. 2. Принять меры по обеспечению сохранности оборудования, трубопроводов, запорной арматуры при температуре воздуха ниже 0°C.

Приложение К

(справочное)

Таблица 1 – Механические свойства труб

Класс прочности	Марка стали	Диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Механические свойства			Ударная вязкость, Дж/см ² (кгс м/см ²) (при температуре испытания, градус С), не менее на образцах с надрезом		Доля вязкой составляющей, ДВТТ, % (при температуре градус С), не менее
				Временное сопротивление разрыву Gb, Н/мм ² (кгс/мм ²)	Предел текучести Gm, Н/мм ² (кгс/мм ²)	Относительное удлинение, S ₅ , %	KCU	KCV	
K52	17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У	530	7,0 - 16,0	510 (52)	350 (36)	20	29,4 (3,0) (-40 С)	29,4 (3,0) (0 С)	-
K50	12Г2С	630	8,0 - 10,0	490 (50)	340 (35)	20	29,4 (3,0) (-40 С)	29,4 (3,0) (0 С)	-
K52	17Г1С, 17ГС	720	8,0 - 16,0	510 (52)	350 (36)	20	29,4 (3,0) (-40 С)	29,4 (3,0) (0 С)	-