

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом»

УДК 622.692.4.053.058

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Шахметов Игорь Николаевич		06.06.2022

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Криницына З.В.	к.т.н.		25.04.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.	—		11.05.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общетехнические знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять

	техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Отделение нефтегазового дела

(Подпись)

(Дата)

Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

1. Объект исследования – надземный участок напорного нефтепровода условным диаметром 1020х12 мм, проложенный на территории распространения криолитозоны;
2. Протяженность трассы – 132 км;
3. Перекачиваемый продукт – высоковязкая нефть с динамической вязкостью при 20 °С равной 100 мПа·с и плотностью 910 кг/м³;
4. Производительность – 43 млн. т/год;
5. Рабочее давление – 5 МПа;
6. Требования к особенностям проектирования объекта – минимизация протяженности надземной прокладки.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Аналитический обзор технологии «горячей» перекачки нефти и строительства трубопроводов на территории распространения многолетнемерзлых грунтов; 2. Оценка прочностных параметров проектируемого линейного участка надземного нефтепровода; 3. Выбор и обоснование оптимальных конструктивных решений, позволяющих обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию проектируемого линейного участка надземного магистрального нефтепровода для транспортировки подогретой нефти с заданными реологическими параметрами; 4. Применение методов инженерного анализа в задачах математического моделирования, изменения состояния объектов под влиянием эксплуатационных условий; 5. Оценка металлозатрат при проектировании выбранного участка магистрального нефтепровода; 6. Оценка эффективности выбранных технических решений при обеспечении требований ресурсо- и энергосбережения; 7. Социальная ответственность.
Перечень графического материала	1. Общая технологическая схема линейной части надземного нефтепровода для перекачки подогретой нефти; 2. Конструкции компенсационных блоков; 3. Схемы изменения напряженно-деформированного состояния разных конструкций компенсационных блоков; 4. Технологическая схема по расположению опор проектируемого участка.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына З.В., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н, доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Шахметов Игорь Николаевич		10.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Шахметову Игорю Николаевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов объекта исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Электроэнергия – 6 руб./кВт·ч; Топливо – 24192 руб./тонн; Количество обслуживающего персонала – 6 человек; Тарифная ставка (должностной оклад) – 40000 руб.; Стоимость проведения строительно-монтажных работ – база федеральных единичных расценок (ФЕР).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплаты труда: • премии к заработной плате – 30%; • районный коэффициент для расчёта заработной платы – 1,8.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды: • в органы государственного социального страхования – 2,9 %; • в пенсионный фонд – 22%; • в фонд медицинского страхования – 5,1%; • страхование от несчастных случаев – 0,2%. Ставка дисконтирования – 15 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Анализ потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ.
2. Планирование исследований	1. Планирование и выделение этапов проекта; 2. Составление календарного плана проекта.
3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Определение чистого дисконтированного дохода; 2. Определение срока окупаемости (простой и дисконтированный); 3. Определение индекса рентабельности; 3. Определение внутренней нормы доходности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT;
2. Календарный план-график выполнения исследования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2022
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСТН	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Шахметов Игорь Николаевич		10.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Шахметову Игорю Николаевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	Объект исследования: надземный участок напорного нефтепровода, проложенный на территории распространения криолитозоны. Область применения: магистральные нефтепроводы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). 2. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ. 3. ГОСТ 12.0.004-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения (с Поправкой). 4. ГОСТ 12.2.061-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
2. Производственная безопасность при эксплуатации	Анализ потенциальных вредных факторов: 1. Повышенный уровень шума; 2. Повышенный уровень вибрации; 3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; 4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 5. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания. Анализ потенциальных опасных факторов: 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Производственные факторы физической природы действия, обусловленные свойствами химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться. Средства коллективной и индивидуальной защиты: 1. Специальная одежда, обувь; 2. Газоанализатор-сигнализатор; 3. Рукавицы, перчатки; 4. Респираторы;

	5. Наушники; 6. Глушители шума; 7. Оградительные устройства.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ вследствие негерметичности технологического оборудования и стравливания газа из нефтепроводов. Воздействие на гидросферу: попадание загрязняющих веществ в водотоки. Воздействие на литосферу: загрязнение почвы отходами, возникающими при эксплуатации нефтепровода (обтирочные материалы, пропитанные нефтью грунты, нефтешламы), нарушение микрорельефа.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период, взрывы, аварийные разливы нефти. Наиболее типичная ЧС: аварийные разливы нефти.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2022
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	—		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Шахметов Игорь Николаевич		10.02.2022

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.02.2022	<i>Введение</i>	5
01.03.2022	<i>Обзор литературы</i>	20
07.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
11.04.2022	<i>Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода</i>	30
25.04.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
11.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
23.05.2022	<i>Заключение</i>	5
06.06.2022	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		10.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		10.02.2022

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

вязкость жидкости: Свойство текучих тел оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой.

компенсатор (компенсационный блок): Специальная конструкция или участок трубопровода заданной кривизны, предназначенный для восприятия температурных перемещений.

криолитозона: Зона многолетнемерзлых пород; часть криосферы, представляющая собой верхний слой земной коры, характеризующийся отрицательной температурой почв и горных пород и наличием или возможностью существования подземных льдов.

материально-технические ресурсы: Продукция производственно-технического назначения, используемая в производственной и инвестиционной деятельности.

многолетнемерзлый грунт: Грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение 3 лет и более.

напряжение сдвига: Прилагаемая сила, действующая на площадь, которая заставляет слои скользить один относительно другого.

неньютоновская жидкость: Жидкость, для которой отношение касательного напряжения к градиенту скорости непостоянно.

ньютоновская жидкость: Жидкость, вязкость которой не зависит от касательного напряжения и градиента скорости.

основание сооружения: Часть массива грунта, непосредственно воспринимающая нагрузку от сооружения.

отвод: Соединительная деталь, предназначенная для плавного изменения

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.						11	112
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А			

направления трубопровода.

предел прочности (временное сопротивление): Нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала при растяжении.

предел текучести: Нормативное минимальное значение напряжения, с которого начинается интенсивный рост пластических деформаций при растяжении материала.

пункт подогрева нефти: Объект магистрального трубопровода, предназначенный для подогрева перекачиваемой нефти с целью снижения ее вязкости при транспортировке по магистральному трубопроводу.

рабочее давление: Максимальное из всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимов перекачки избыточное давление в секции трубопровода.

реологические свойства нефти: Свойства, влияющие на характер течения жидкости через деформацию под действием внешних напряжений.

скорость сдвига: Скорость деформации сдвига (типичного для жидкостей, при сдвиге происходит скольжение слоев жидкости).

строительно-монтажные работы: Комплекс работ, выполняемых на объекте строительства и реконструкции, включающий общестроительные работы и монтаж технологических систем и оборудования.

термостабилизаторы грунта: Охлаждающие устройства различных типов, как сезонного, так и круглогодичного действия, предназначенные для замораживания талых и охлаждения пластичномерзлых грунтов в целях обеспечения их несущей способности и обеспечения устойчивости, а также надежности оснований и фундаментов сооружений в криолитозоне.

трасса трубопровода: Положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

хладагент: Движущаяся среда внутри охлаждающего устройства, используемая для переноса тепла.

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

Условные обозначения, используемые в работе:

$\frac{dw}{dr}$ – скорость сдвига, с⁻¹;

τ – касательное напряжение, МПа;

μ – динамическая вязкость, Па·с;

$\eta_{пл}$ – пластическая вязкость, Па·с;

ν – кинематическая вязкость, м²/с;

ρ – плотность, кг/м³;

E_0 – модуль упругости, МПа;

μ_0 – коэффициент Пуассона;

α – коэффициент температурного расширения. 1/град.;

σ_T – предел текучести, МПа;

$\sigma_{вр}$ – предел прочности, МПа.

p – давление, МПа;

T – температура, °С;

$R_{1(2)}$ – сопротивление растяжению (сжатию), МПа;

D – диаметр трубопровода, мм;

$\sigma_{пр.N}$ – максимальные продольные напряжения, МПа;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения, МПа;

q – распределенная нагрузка, Н/м;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

W – момент сопротивления поперечного сечения, м³;

f – прогиб, мм;

I – момент инерции сечения, м⁴;

l – расстояние между опорами, м;

$\sigma_{комп}$ – предельное напряжение компенсатора, МПа;

σ_m – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе, МПа;

c_v – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К);

G – массовый расход нефти, кг/с;

ν – кинематическая вязкость, м²·с;

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

Δz – разность геодезических отметок, м;
 H – суммарные потери напора, м;
 Шу – число Шухова;
 L – длина участка трубопровода, м;
 Re – число Рейнольдса;
 ξ – коэффициент местного сопротивления;
 N – потребляемая мощность, Вт · ч/год;
 $Q_{\text{нс}}$ – низшая теплота сжигания топлива, Дж/кг;
 u – скорость потока жидкости, м/с.

Принятые сокращения:

НП – нефтепровод;
 АСПВ – асфальтосмолопарафинистые вещества;
 ГП – горячая перекачка;
 ВВН – высоковязкая нефть;
 НТД – нормативно-техническая документация;
 ТС – тепловая станция;
 НТС – насосно-тепловая станция;
 НПС – нефтеперекачивающая станция;
 ВИК – внутритрубный инспекционный контроль;
 АСПО – асфальтосмолопарафинистые отложения;
 МТ – магистральный трубопровод;
 ММГ – многолетнемерзлые грунты;
 СОД – средства очистки и диагностики;
 НДС – напряженно-деформированное состояние;
 МТР – материально-технические ресурсы;
 СМР – строительно-монтажные работы;
 МНА – магистральный насосный агрегат;
 ВЗН – высокозастывающая нефть;
 ППУ – пенополиуретан.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

В настоящей работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.0.004.2015. ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.3.009-76. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.

ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.

ГОСТ 24346-80. Вибрация. Термины и определения.

ГОСТ 26568-85. Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация.

ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

ГОСТ 34563-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования.

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

ГОСТ Р 55709-2013. Освещение рабочих мест вне зданий. Нормы и методы измерений.

ГОСТ Р 57385-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов.

ГОСТ Р 57991-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Сваи стальные из труб, применяемые для устройства фундаментов под опоры трубопроводов надземной прокладки. Общие технические условия.

РД 31.4.01-99. Средства ликвидации разливов нефти в море.

РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

РД-03.100.30-КТН-340-08. Учебное пособие для обучения по рабочей профессии: «Трубопроводчик линейный 2-5 разрядов».

СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия.

СП 36.13330-2012. Магистральные трубопроводы.

СП 51.13330.2011. Защита от шума.

СП 497.1325800.2020. Основания и фундаменты зданий и сооружений на многолетнемерзлых грунтах. Правила эксплуатации.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 112 страниц, 27 рисунков, 31 таблицы, 73 источников.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, нефть, горячая перекачка, надземная прокладка, компенсатор, напряженно-деформированное состояние, гидравлические потери, экономическая эффективность.

Объект исследования: надземный участок магистрального нефтепровода условным диаметром 1020х12 мм с протяженностью трассы 132 км и годовой производительностью 43 млн. тонн.

Цель работы: выбор оптимальной конструкции компенсатора надземного участка магистрального нефтепровода в условиях сбережения производственных ресурсов.

В процессе исследования проводились: исследования напряженно-деформированного состояния различных конструкций компенсаторов в системе автоматизированного проектирования ANSYS, определение максимально допустимого напряжения компенсаторов, расчеты затрат на металлические конструкции для строительства трубопровода, гидравлические расчеты надземного участка нефтепровода с разными типами компенсационных блоков, расчеты энергозатрат на перекачку нефти.

Результаты исследования: установлена оптимальная конструкция компенсатора надземного участка нефтепровода, отвечающая прочностным параметрам и минимальной протяженности при надземной прокладке.

Область применения: магистральные трубопроводы.

Экономическая эффективность работы: снижение металлозатрат при строительстве надземного участка и сокращение энергозатрат на перекачку нефти.

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.			17	112
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Abstact

The final qualifying work contains 112 pages of text, 27 figures, 31 tables, 73 sources of cited literature.

Keywords: main pipeline, oil, heating transportation, aboveground laying, expansion loop, stress-strain state, hydraulic losses, economic efficiency.

Object of research: the aboveground section of the main oil pipeline with a diameter of 1020x12 mm with a route length of 132 km and an annual capacity of 43 million tons.

Work purpose: determination of the optimal construction for the aboveground section of the oil pipeline in conditions of saving production resources.

In the course of the research were carried out: studies of the stress-strain state of various expansion loops designs in the ANSYS computer-aided design system, determination of the normative stress for expansion loops, calculations of costs for material and technical resources for pipeline construction, hydraulic calculations of the aboveground section for the pipeline with different types of expansion loops, calculations of energy costs for pumping oil.

The results of this research: the optimal design of expansion loop for the aboveground section of the pipeline has been established, which meets the strength parameters and minimum length for above-ground laying.

Field of application: the main pipelines.

Economic efficiency; reducing of metal consumption during the construction of an aboveground section and reduccing of energy consumption for pumping oil.

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.			18	112
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Оглавление

Введение.....	21
1 Технология «горячей» перекачки нефти и нефтепродуктов	24
1.1 Реологические свойства высоковязкой и высокозастывающей нефти	24
1.2 «Горячая» перекачка высоковязкой и высокозастывающей нефти по магистральным трубопроводам	30
1.3 Оборудование для подогрева нефти и нефтепродуктов	33
2 Технология надземного строительства магистральных нефтепроводов.....	36
2.1 Обоснование способа прокладки магистральных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом	36
2.2 Опоры надземных трубопроводов	37
2.3 Назначение и конструкции компенсаторов для трубопроводов	41
2.3 Постановка задачи исследования	44
3 Характеристика объекта исследования.....	45
3.1 Характеристика района строительства	45
3.2 Характеристика нефтепровода	45
3.3 Характеристика перекачиваемой нефти	46
4 Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	47
4.1 Определение толщины стенки	47
4.2 Проверка нефтепровода на прочность и устойчивость.....	51
4.3 Расчет нагрузок, действующих на нефтепровод.....	52
4.4 Определение расстояния между опорами надземного нефтепровода.....	54
4.5 Расчет допустимого напряжения компенсаторов	55
4.6 Расчет конструкций компенсаторов.....	56
4.6.1 Построение геометрических моделей	56
4.6.2 Исследование напряженно-деформированного состояния компенсаторов при изменении температуры нефти.....	58
4.6.3 Исследование напряженно-деформированного состояния компенсаторов при изменении углов отводов	61

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шахметов И.Н.			06.06.	Оглавление	Лит.	Лист
Руковод.	Чухарева Н.В.			06.06.			19
Рук-ль ООП	Брусник О.В.			06.06.			Листов
							112
						Отделение нефтегазового дела	
						Группа 2Б8А	

4.7	Проектирование надземного участка нефтепровода	62
4.8	Расчет суммарных потерь напора на трение	65
4.9	Расчет энергозатрат на перекачку подогретой нефти	69
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение	71
5.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности применения технического решения с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	71
5.1.1	Потенциальные потребители	71
5.1.2	Анализ конкурентных технических решений	72
5.1.3	SWOT-анализ	73
5.2	Планирование исследовательских работ	75
5.2.1	Структура работ в рамках исследования	75
5.2.2	Разработка графика проведения исследования	76
5.3	Технико-экономическое обоснование применения дугообразных компенсаторов	79
5.3.1	Расчет капитальных затрат	80
5.3.2	Расчет эксплуатационных затрат	81
5.3.3	Расчет показателей экономической эффективности	84
6.	Социальная ответственность	87
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
6.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	87
6.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	89
6.2	Производственная безопасность	90
6.2.1	Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия	91
6.2.2	Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия	95
6.3	Экологическая безопасность	97
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
	Выводы по разделу	100
	Заключение	101
	Список использованных источников	103

Введение

Актуальность. На сегодняшний день основным способом транспортировки жидких углеводородов являются трубопроводный. Данный вариант, прежде всего, характеризуется низкими операционными издержками, высокой степенью автоматизации, бесперебойностью поставки сырья и высокой пропускной способностью. Среди способов прокладки трубопроводов выделяют: подземный, наземный и надземный. Их применение зависит во многом от климатических условий местности, которые оказывают влияние на его надежность и безопасность. В условиях пересечения трубопроводной системой криолитозон основным способом прокладки является надземный. Он заключается в строительстве трубопровода над уровнем земли на отдельных опорах для того, чтобы исключить температурное воздействие трубопровода на несущую способность грунта. К тому же, влияние температуры окружающей среды требует вынужденного обустройства пунктов путевого подогрева для обеспечения оптимальных реологических параметров нефти, что дополнительно подтверждает целесообразность надземного варианта. При этом необходимо учитывать продольные и поперечные деформации надземного участка, которые могут негативно повлиять на его напряженно-деформированное состояние. Для предотвращения этого трубопроводы оборудуются различными конструкциями компенсационных блоков, которые позволяют снизить риск аварийных ситуаций из-за перенапряжения стенок трубопровода, вызванных температурной деформацией. Однако применение компенсаторов приводит к увеличению протяженности трассы нефтепровода и, как следствие, к гидравлическим потерям. В результате становится актуальным становится вопрос о снижении протяженности трубопровода и сокращении энергетических затрат на перекачку нефти в зависимости от выбора конструкции компенсатора.

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шахметов И.Н.			06.06.	Введение	Лит.	Лист
Руковод.	Чухарева Н.В.			06.06.			Листов
Рук-ль ООП	Брусник О.В.			06.06.			21
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А	

Цель работы: выбор оптимальной конструкции компенсатора надземного участка магистрального нефтепровода в условиях сбережения производственных ресурсов.

Задачи:

- 1) обзор технологий «горячей» перекачки нефти и надземного строительства магистральных трубопроводов;
- 2) оценка прочностных параметров надземной части;
- 3) исследование характеристик напряженно-деформированного состояния компенсаторов при изменении эксплуатационных и конструктивных параметров;
- 4) расчет технологических параметров надземного участка нефтепровода;
- 5) оценка экономической эффективности прямолинейного участка надземного нефтепровода с разными конструкциями компенсаторов;
- 6) анализ вредных и опасных производственных факторов при эксплуатации надземного нефтепровода.

Объект исследования: надземный участок напорного нефтепровода, проложенный на территории распространения криолитозоны.

Предмет исследования: конструкции компенсаторов магистральных нефтепроводов.

Методы исследования: математическое моделирование надземной части участка нефтепровода с компенсаторами при помощи метода конечных элементов, интегрированного в ANSYS Workbench; технологический расчет параметров надземной части нефтепровода; сравнительный анализ экономической эффективности конструктивных решений компенсаторов.

Апробация работы:

1. III Международная научно-техническая конференция молодежи ТРАНСНЕФТЬ. – Брянск, 2021 г.
2. III Международная научно-техническая конференция «Транспорт и хранение углеводородов». – Омск, 2022 г.

					Введение	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Трубопроводный транспорт - 2021: тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции. – Уфа, 2021 г.

4. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2021 г.

5. Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: сборник материалов VI Международной научно-практической конференции молодых ученых. – Альметьевск, 2021 г.

					Введение	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Технология «горячей» перекачки нефти и нефтепродуктов

Возрастающий в настоящее время потенциал потребления энергоносителей на мировом рынке приводит к истощению сырьевой базы нефтяной промышленности. Как свидетельствует [1], с каждым годом возрастает доля трудноизвлекаемых запасов нефти с аномальными характеристиками. Это ставит сложнейшие задачи не только в области добычи и разработки нефтяных месторождений, но и в трубопроводном транспорте.

Высокая вязкость и высокая температура застывания транспортируемой нефти накладывает существенные сложности на эксплуатацию трубопроводных систем. Большое содержание асфальтенов, смол или парафинов приводит к плохой подвижности нефти, а в некоторых случаях к полной невозможности продвижения ее по трубам. Для решения указанных проблем современные технологии нефтегазовой промышленности предлагают широкий спектр способов воздействия на реологические параметры нефти. Одним из наиболее распространенных вариантов, исходя из работ [2-5], является неизотермический транспорт нефти, реализуемый при помощи технологии «горячей» перекачки.

1.1 Реологические свойства высоковязкой и высокозастывающей нефти

Под ВЗН понимается нефть, которая, согласно [6], имеет температуру застывания равную или выше среднемесячной минимальной температуре окружающей среды, где эксплуатируется НП. В настоящее время, действующая нормативная документация по общим техническим условиям нефти для поставки предприятиям трубопроводного транспорта [7] не классифицирует ее по вязкости, что является существенным недостатком. По вязкости нефть классифицируется только в пластовых условиях в соответствии с [8]. Под ВВН понимается нефть с вязкостью от 30,1 до 200 МПа·с (рис. 1.1).

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Технология «горячей» перекачки нефти и нефтепродуктов			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.						24	112
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А			



Рисунок 1.1 – Классификация нефти по вязкости и плотности [6]

Для оценки реологических характеристик жидких углеводородов вводятся такие параметры как вязкость (ньютоновская), пластическая вязкость, эффективная вязкость, статическое напряжение сдвига, предельное напряжение сдвига и температура застывания. Каждая из данных величин позволяет в полной мере описать поведение нефти в процессе движения по трубопроводу.

Характер течения жидкости определяется видом зависимости напряжения сил трения на поверхности соприкосновения слоев жидкости или напряжения сдвига от градиента скорости по радиусу или скорости сдвига. Графическое выражение этой зависимости, согласно [9], называется кривой течения жидкости.

Легкие нефтепродукты с низким содержанием высокомолекулярных веществ подчиняются зависимости, что сопротивление, возникающее из-за недостаточного проскальзывания частиц жидкости, при прочих равных

условиях, пропорционально скорости, с которой частицы жидкости перемещаются друг относительно друга (1.1). Такие жидкости называют ньютоновскими, а их вязкость – ньютоновской.

$$\tau = -\mu \frac{d\omega}{dr}, \quad (1.1)$$

где μ – динамическая вязкость, $\frac{d\omega}{dr}$ – градиент скорости по радиусу.

Поведение нефтей и нефтепродуктов с высоким содержанием парафинов, смол, асфальтенов при температуре близкой к температуре застывания не подчиняется выражению (1.1). Такие жидкости называются неньютоновскими. Существует несколько классов неньютоновских жидкостей, которые описываются определенными видами кривых (рис. 1.2).

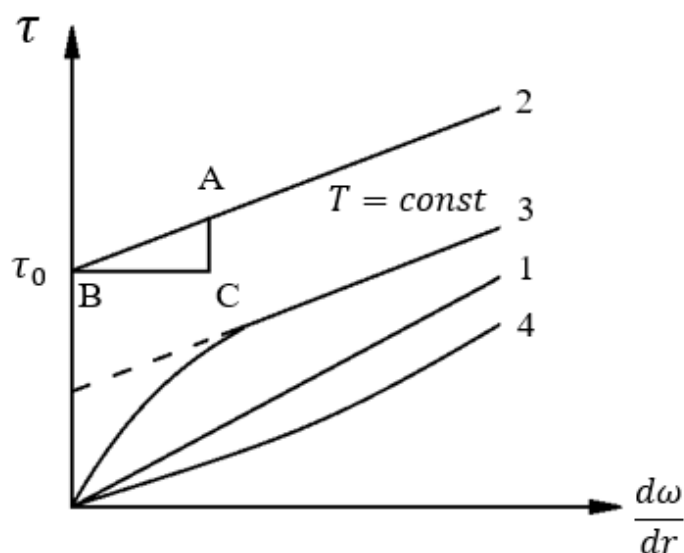


Рисунок 1.2 – Зависимость напряжения сдвига τ от скорости сдвига $\frac{d\omega}{dr}$ для различных жидкостей [9]: 1 – ньютоновские; 2 – пластичные (бингамовские); 3 – псевдопластичные; 4 – дилатантные

Кривые течения псевдопластичных, ньютоновских и дилатантных жидкостей проходят через начало координат и их течение начинается при малейших перепадах давления. Бингамовские жидкости имеют особенность, что для их движения необходимо создание определенного напряжения τ_0 . При напряжениях меньших, чем τ_0 , такие жидкости ведут себя как твердые тела, а при больших – как жидкости. Реологическое уравнение бингамовской жидкости имеет следующий вид:

$$\tau = \tau_0 + \eta_{\text{пл}} \frac{d\omega}{dr}, \quad (1.2)$$

где τ_0 – предел текучести; $\eta_{\text{пл}}$ – пластическая вязкость.

Для псевдопластических и дилатантных жидкостей в технических расчетах применим степенной закон изменения напряжения от скорости сдвига, который описывается выражением (1.3):

$$\tau = -k \left| \frac{d\omega}{dr} \right|^{n-1} \cdot \frac{d\omega}{dr}, \quad (1.3)$$

где k – характеристика консистенции; n – индекс течения.

Вязкость (ньютоновская). Гидравлические потери при перекачке нефти существенным образом зависят от ее вязкости. Построение вязкостно-температурной кривой может осуществляться в лабораторных условиях путем проведения экспериментов или при помощи эмпирических формул, например (1.4):

$$\begin{aligned} \lg(\lg(\nu + 0,8)) &= a + b \cdot \lg(T), \\ a &= \lg(\lg(\nu_1 + 0,8)) - b \cdot \lg(T_1), \\ b &= \frac{\lg\left(\frac{\lg(\nu_1 + 0,8)}{\lg(\nu_2 + 0,8)}\right)}{\lg\left(\frac{T_1}{T_2}\right)}, \end{aligned} \quad (1.4)$$

где ν_1 и ν_2 – известные величины вязкости при температурах T_1 и T_2 соответственно.

Пластическая вязкость характеризует пластические свойства жидкости. Данная величина определяется из кривой течения жидкости (рис. 1.2) отношением отрезков AC к BC .

Эффективной вязкостью называется отношение напряжения сдвига к скорости сдвига. Графически данный параметр можно представить как отношение суммы отрезков AC и BO к отрезку BC (рис. 1.2).

Начальное напряжение сдвига τ_0 . Для транспорта парафинистых нефтей в трубопроводе необходимо создать определенное начальное давление, которому соответствует τ_0 . Согласно [11], оно зависит от прочности

парафиновой структуры, сформировавшейся за время покоя t жидкости (рис. 1.3). Данный показатель определяется только экспериментальным путем.

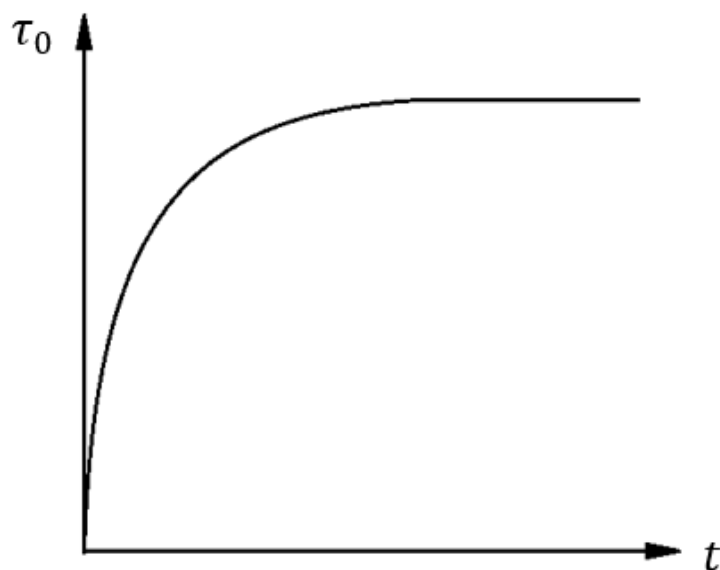


Рисунок 1.3 – Зависимость начального напряжения сдвига τ_0 от времени покоя t нефти [9]

Предельное динамическое напряжение сдвига. Для его определения необходимо продлить прямолинейный участок кривой 3 до пересечения с осью напряжения сдвига τ (рис.1.2).

Большое содержание АСПВ в нефти приводит к образованию пространственных жестких и полужестких структур, что влияет на ее механические свойства. Их течение при температурах близких к температуре застывания описывается кривыми 2 и 3 (рис. 1.2).

По мере охлаждения нефти происходит образование и рост кристаллов парафина, что сказывается на структуре жидкой фазы нефти (рис. 1.4). При приближении температуры охлаждения к температуре застывания число и размеры кристаллов существенно увеличиваются, что они образуют пространственную структурную решетку по всему объему нефти, удерживая ее жидкую фазу. Нефть приобретает свойства псевдопластичных, а затем и пластичных жидкостей.

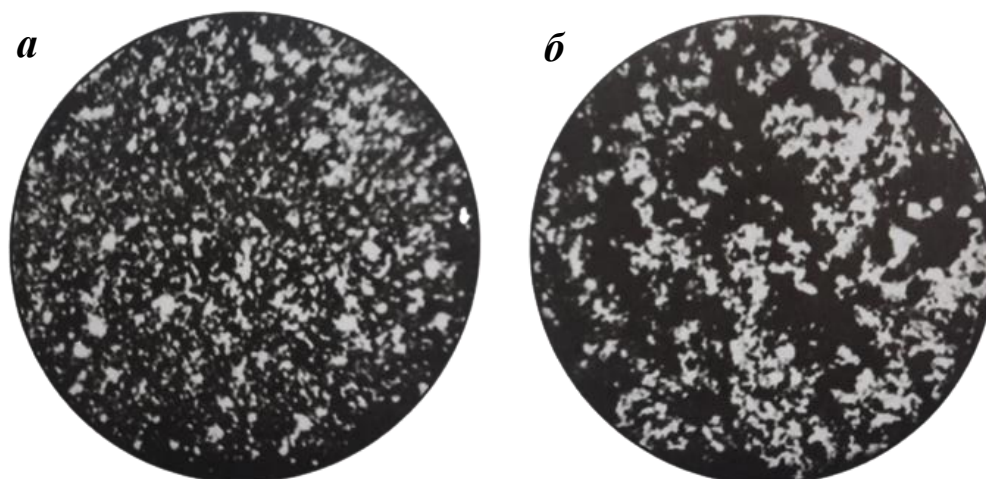


Рисунок 1.4 – Структура нефти: а – исходная; б – после термообработки [11]

Как уже было сказано, вязкость нефти и нефтепродуктов существенным образом зависит от температуры. Повышение температуры приводит к экспоненциальному снижению ее вязкости и наоборот (рис. 1.5). Для расчета этой зависимости используют формулу Рейнольдса – Филонова (1.5):

$$\nu(T) = \nu_0 e^{-k(T-T_0)} \quad (1.5)$$

где ν_0 – кинематическая вязкость жидкости при температуре T_0 ; k – опытный коэффициент.

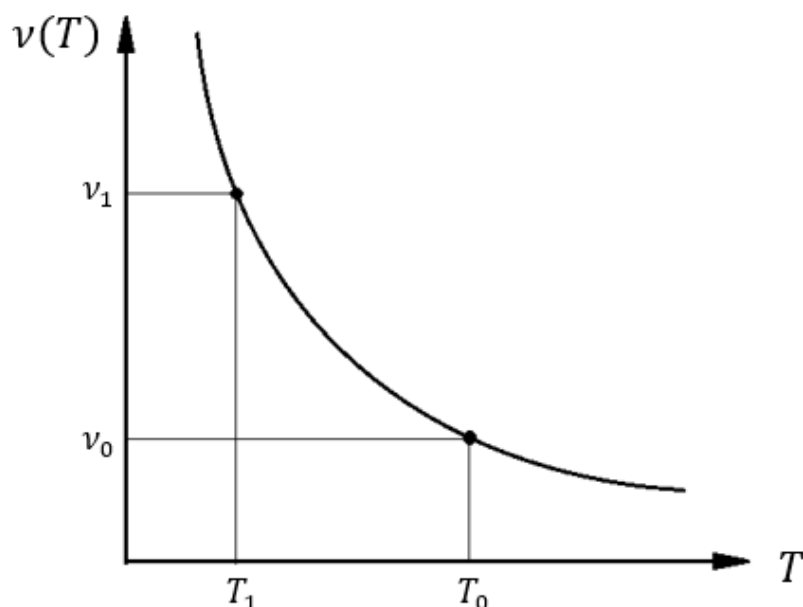


Рисунок 1.5 – Зависимость вязкости нефти от температуры [10]

Кроме того, как свидетельствуют исследования [10], температурное воздействие на высоковязкую и высокозастывающую нефти приводит к

понижению температуры их застывания и, как следствие, к снижению величины начального напряжения сдвига τ_0 . При чем данный эффект наблюдается только при определенных температурах (рис.1.6).

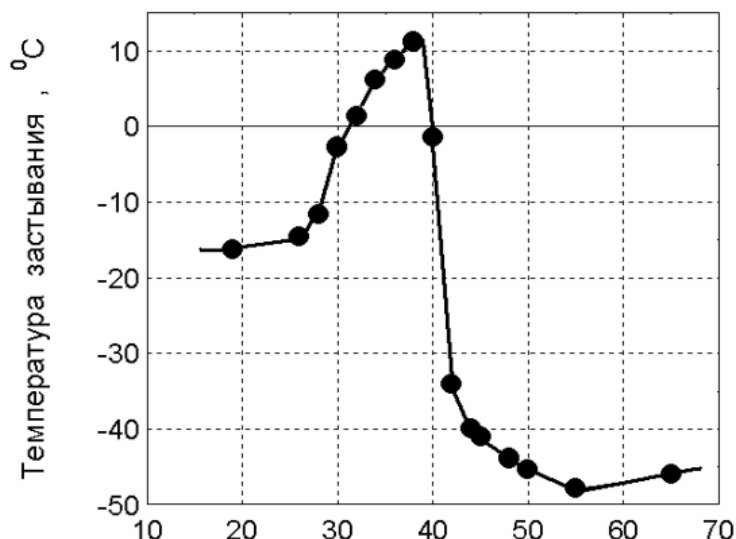


Рисунок 1.6 – Влияние температуры термообработки на температуру застывания нефти [10]

1.2 «Горячая» перекачка высоковязкой и высокозастывающей нефти по магистральным трубопроводам

Как было отмечено ранее, температурное воздействие на нефть оказывает существенное влияние на ее реологические параметры. Применяемая технология ГП в трубопроводном транспорте заключается в нагреве углеводородного сырья до температур, при которых происходит разрушение кристаллической структуры высокомолекулярных соединений и их растворение в нефти.

При магистральном транспорте нефти «горячим» способом она впервые подвергается температурному воздействию в печах и теплообменниках на головной нефтеперекачивающей станции (рис. 1.7). Резервуары для хранения нефти оборудованы подогревателями во избежание ее застывания. Однако в них нефть имеет температуру несколько ниже температуры ее транспортировки. В соответствие с [9], она равна величине, при которой обеспечивается ее выкачка с заданной подачей подпорными насосами. Это необходимо для уменьшения потерь ценных легких углеводородных фракций при хранении, а также для

сокращения тепловых потерь в окружающую среду. Разогретая в резервуарах нефть забирается подпорными насосами и подается через подогреватели к магистральным насосам, где нефть приобретает необходимую температуру транспортировки. Как правило, она ограничивается температурной стойкостью изоляционных материалов, деструкцией молекул нефти, возможностью ее коксования в теплообменных аппаратах печей подогрева и составляет около 70 °С на выходе из головной насосно-тепловой станции (ГНТС).

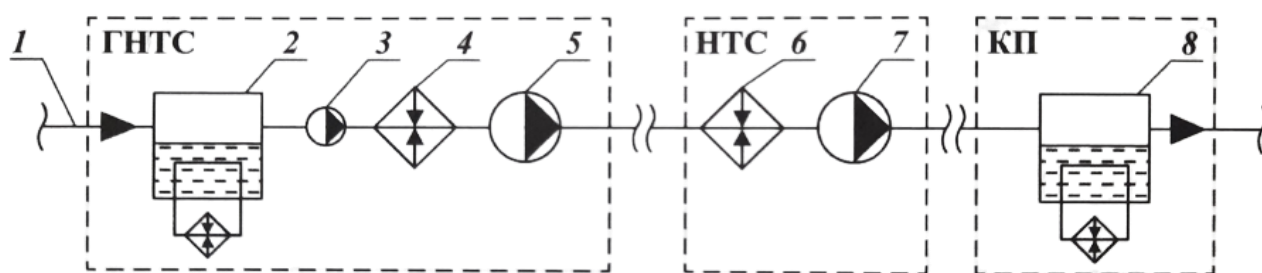


Рисунок 1.7 – Технологическая схема «горячей» перекачки нефти по магистральному трубопроводу [11]: 1 – *подводящий трубопровод*; 2, 8 – *резервуары*; 3 – *подпорные насосы*; 4, 6 – *узел подогрева нефти*; 5, 7 – *магистральные насосы*

В процессе движения нефти по трубопроводу происходит постепенное ухудшение реологических характеристик нефти, которые зависят от первоначальной температуры нагрева, содержания АСПВ, а также от температурного фона окружающей среды. Для предотвращения этого на линейной части устанавливаются путевые ТС и промежуточные НТС, где нефть вновь приобретает требуемые реологические параметры и закачивается в трубопровод. Расстояние между ними устанавливается тепловым расчетом и может составлять от 25-80 км. Как показывает практика, чаще всего промежуточные ТС для подогрева нефти стараются совмещать с промежуточными нефтеперекачивающими станциями для экономии капиталовложений. Технологическая схема НТС представлена на рис. 1.8.

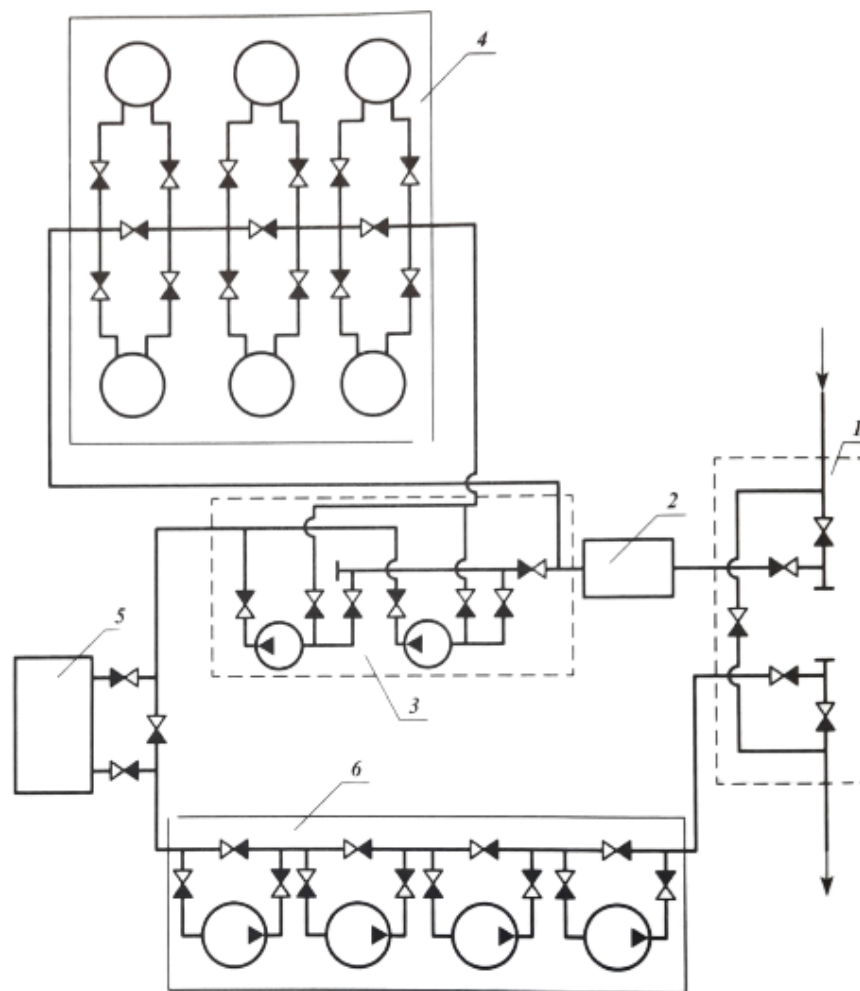


Рисунок 1.8 – Технологическая схема НТС [11]: 1 – узел подключения к магистрали; 2 – фильтры-грязеуловители; 3 – подпорная насосная; 4 – резервуарный парк; 5 – узел подогрева нефти; 6 – магистральная насосная

В процессе эксплуатации «горячего» нефтепровода также возникает необходимость проведения ремонтных работ с остановкой перекачки. Длительный простой нефти может привести к осложнениям при возобновлении перекачки в виде того, что давления, создаваемого НПС, не хватит для страгивания жидкости. Расчет «безопасного» времени остановки данных трубопроводов является сложной задачей, которая требует большого массива данных о тепловых режимах эксплуатации нефтепровода, свойствах нефти, изоляционных материалах и окружающих его условиях. Ряд исследований авторов [12-14] показывает, что данная задача является актуальной. Предлагаемые методики расчета и численного моделирования позволяют более точно установить время «безопасной» остановки.

1.3 Оборудование для подогрева нефти и нефтепродуктов

Для поддержания необходимой температуры в резервуарах применяются стационарные змеевиковые или секционные подогреватели. Их располагают равномерно по всему поперечному сечению резервуара на небольшой высоте от днища с одинаковыми промежутками между витками или секциями (рис. 1.9). Это необходимо для более равномерного разогрева всего объема нефти. Подогреватели секционного типа по сравнению с змеевиковым имеют больший КПД. Однако они трудоемки в процессе монтажа, так как имеют большое количество соединений. Как отмечено в [11], в качестве теплоносителя в подогревателях может применяться водяной пар, горячая вода или термальное масло.

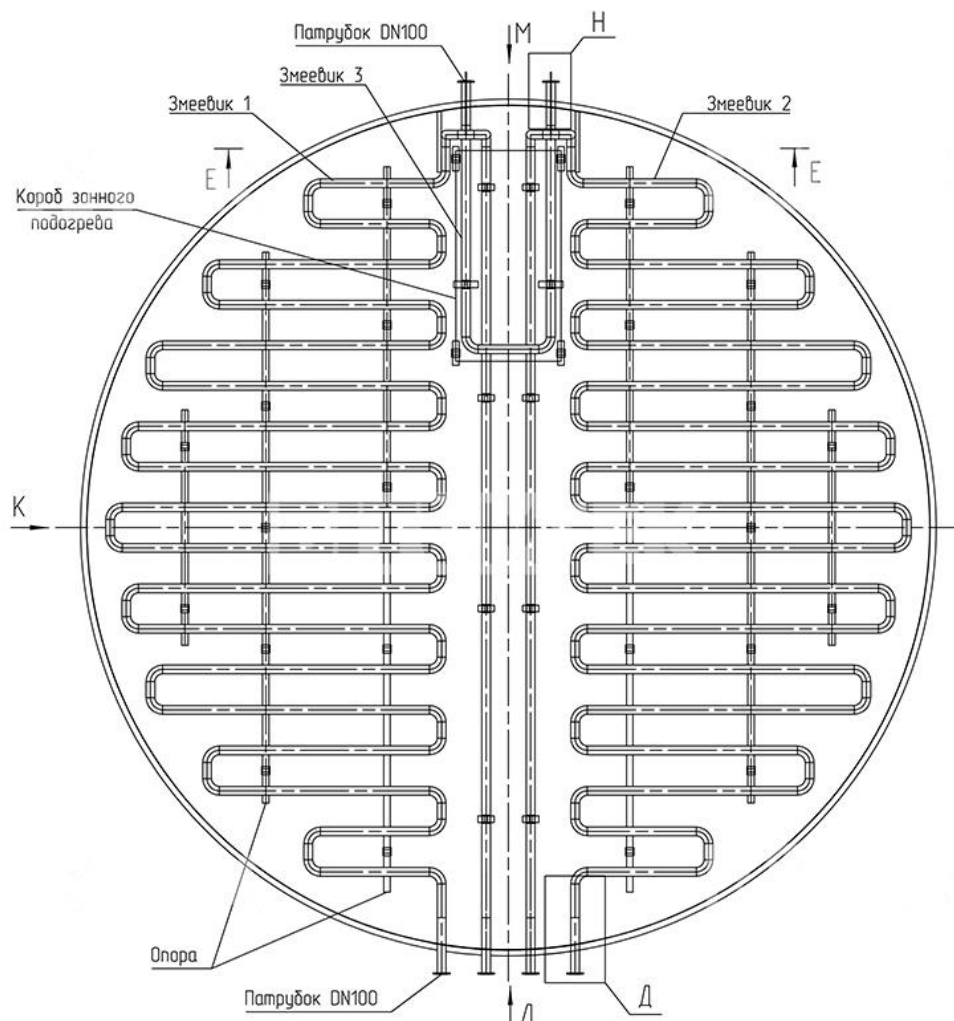


Рисунок 1.9 – Схема трубных подогревателей резервуара змеевикового типа [15]

Для нагрева нефти перед подачей к магистральным насосам и на промежуточных тепловых станциях широкое применение получили паровые и огневые подогреватели. Принципиальная схема огневой радиально-конвекционной печи Г9ПО2В представлена на рисунке 1.10. Ее основу составляют радиальная и конвекционная зоны, смонтированные в металлическом каркасе. В качестве топлива для таких печей может использоваться газ или транспортируемая нефть. Пропускная способность печи составляет 600 м³/ч, а нефть нагревается от 35 до 65 °С. Максимальное рабочее давление – 6,5 МПа, КПД – 77 %. Высокий КПД достигается за счет использования не только лучистой энергии факела, но и использования энергии дымовых газов.

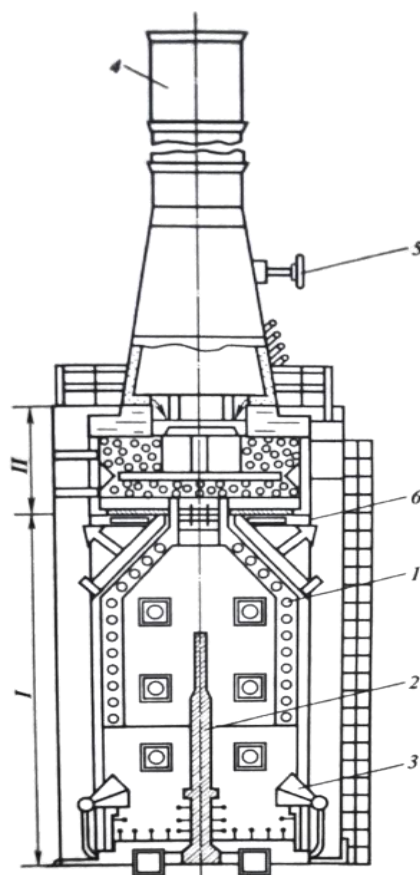


Рисунок 1.10 – Схема радиально-конвекционной печи Г9ПО2В [11]: I – радиальная зона; II – конвекционная зона; 1 – змеевик; 2 – стенка; 3 – форсунки; 4 – дымовая труба; 5 – шиббер; 6 – каркас печи

Более совершенным вариантом печей являются модульно-блочные печи серии ПТБ-10 (рис. 1.11). В них нефть проходит четырьмя потоками в нижние

ветви змеевиков и собирается в выходном коллекторе. За счет конструкции теплообменной камеры продукты горения равномерно охватывают трубы змеевиков и выходят в дымовые трубы. ПТБ-10 имеет номинальную производительность 416,6 т/ч и обеспечивает нагрев нефти от 30-35 до 65 °С.

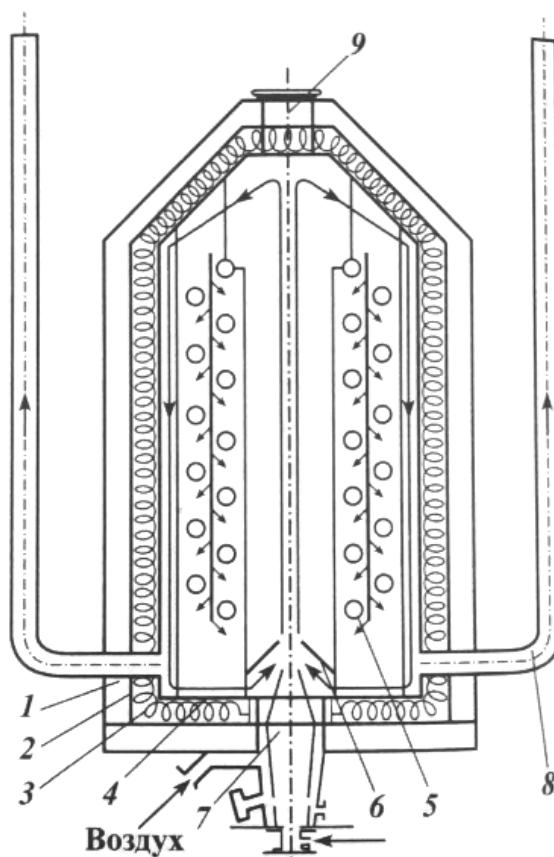


Рисунок 1.11 – Схема теплообменной камеры печи ПТБ-10 [11]: 1 – каркас; 2 – обшивка внешняя; 3 – теплоизоляционный слой; 4 – обшивка внутренняя; 5 – змеевик; 6 – дефлектор; 7 – камера сгорания; 8 – труба; 9 – предохранительная арматура

На технологических трубопроводах НПС могут применяться трубопроводы-спутники с жидким, паровым или газообразным теплоносителем, а также более современные способы – электрообогревательные кабели и индукционные подогреватели. Однако, их использование на магистральной части, имеющей большую протяженность, не нашло широкого применения по причине большой дороговизны [16].

2 Технология надземного строительства магистральных нефтепроводов

Как известно, центры нефтедобычи на территории Российской Федерации с каждым годом все более сдвигаются в сторону северных регионов. Преобладание высоковязких и высокозастывающих нефтей на обозначенных территориях со сложными геокриологическими факторами, а также суровыми климатическими условиями предполагают использование технологии «горячей перекачки». Однако при этом возникают сложности с выбором способа прокладки и конструктивного решения линейной части НП для обеспечения его надежной и безопасной эксплуатации.

2.1 Обоснование способа прокладки магистральных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом

Применение подземной прокладки на участках распространения ММГ для трубопроводов, транспортирующих подогретую нефть, может привести к образованию ореолов растепления мерзлых грунтов вокруг трубы. Данный фактор по мере своего развития способствует осадкам ММГ, обводнению зоны вокруг МТ, эрозионным и суффозионным процессам.

В работе авторов [17], проведены результаты расчетов ореолов оттаивания грунта при ГП нефти (рис. 2.1). Видно, что на конец расчетного периода эксплуатации глубина оттаивания грунта составит порядка 10-12 м. Данный процесс приведен к просадке и уплотнению грунта обратной засыпки траншеи. Кроме того, по данным [16], из-за вероятного затопления траншеи тальми водами трубопровод начнет погружаться в грунт, что нарушает его проектное положение и приводит к появлению дополнительных нагрузок, которые негативно скажутся на НДС нефтепровода. Также, вышеуказанное относится и к наземному способу прокладки.

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Технология надземного строительства магистральных нефтепроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.			36	112
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

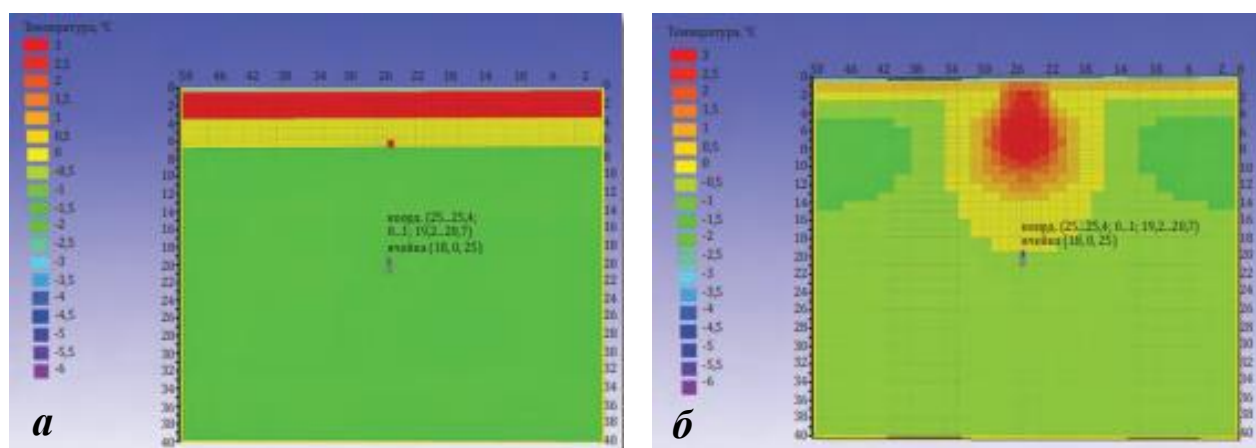


Рисунок 2.1 – Температурное поле грунтов вокруг «горячего» нефтепровода [17]: *а* – на начало эксплуатации; *б* – на конец расчетного срока эксплуатации

Для минимизации температурного воздействия на мерзлые грунты при «горячей» перекачке нефти может применяться надземная прокладка трубопровода на опорах. Данный способ позволяет снизить вероятность возникновения криогенных процессов: термокарст, пучение, термоэрозия [22]. К тому же, надземный способ строительства позволяет сократить нарушение растительного покрова почв северных регионов, который имеет продолжительный процесс восстановления, и предотвратить увеличение поглощения солнечной радиации оголенным грунтом. Однако, данный вариант имеет свои особенности. С одной стороны, его применение обеспечивает высокий уровень эксплуатационной надежности, связанный с минимальными отклонениями НДС от исходных заданных условий на стадии проектирования. С другой стороны, необходимо правильно выбрать соответствующую конструкцию надземных опор и предусмотреть компенсацию продольных перемещений трубопровода, вызванных изменением температурного поля стенок труб.

2.2 Опоры надземных трубопроводов

Конструктивное исполнение опор для трубопровода должно обеспечивать возможность продольного и бокового перемещения трубопровода для предотвращения возникновения опасного НДС стенок труб, при этом сохраняя требования к использованию вечномерзлых грунтов в качестве

основания под сооружением, как того требует [18]. Опыт реализации проектов по прокладке «горячих» нефтепроводов на территориях распространения ММГ и пучинистых грунтов [19, 20] сформировал три основные конструкции опор: неподвижную, продольно-подвижную и свободно-подвижную (рис. 2.2).

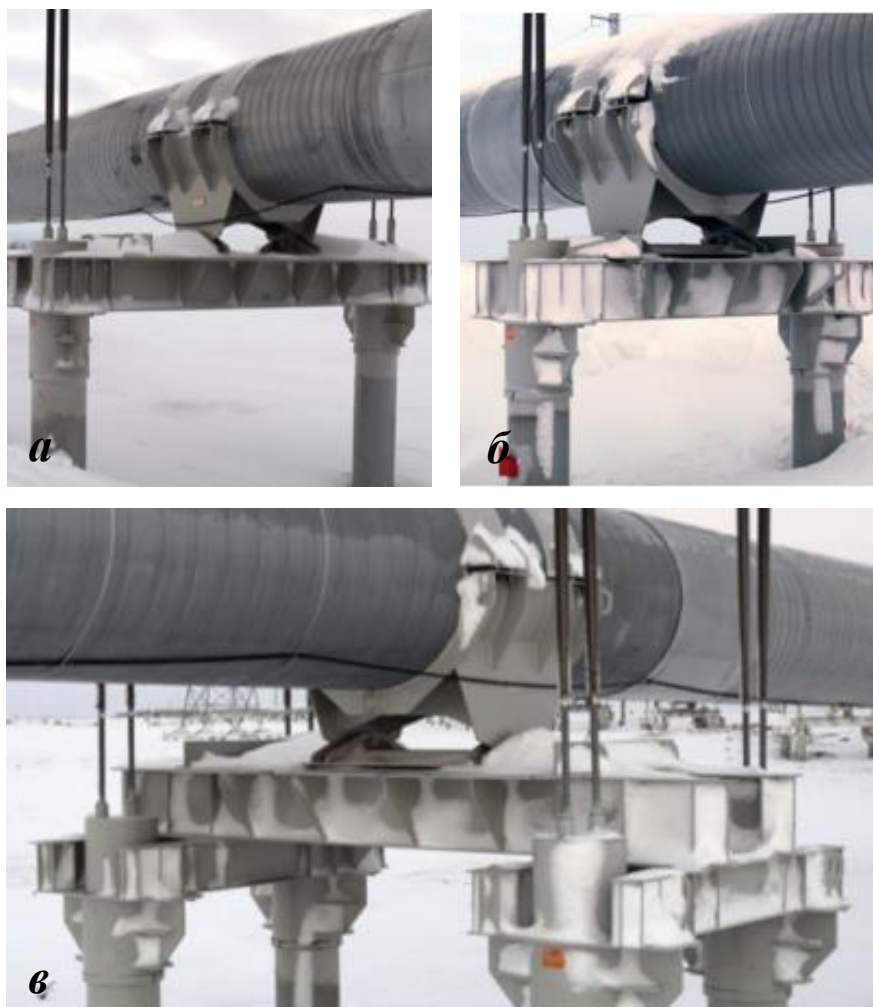


Рисунок 2.2 – Конструкции опор [21]: *а – свободно-подвижная; б – продольно-подвижная; в – неподвижная*

Неподвижные опоры служат для ограничения компенсационных блоков трубопровода, обеспечивая его неподвижность во всех направлениях в месте закрепления. Они разделяют трубопровод на участки, в пределах которых происходит компенсация температурных деформаций. Подвижные опоры выполняются скользящими и допускающими перемещение трубопровода в боковом и продольном направлении. Продольно-подвижные опоры устанавливаются на прямолинейных участках компенсационного блока, что позволяет ему совершать перемещения вдоль оси нефтепровода. Свободно-

подвижные опоры применяются на углах поворота трассы трубопровода и на компенсаторах, где наблюдаются большие перемещения не только в продольном направлении, но и в боковом.

Конструктивно подвижные опоры состоят (рис. 2.3) из свайного основания 1, представляющего собой трубы погружаемые в грунт, стол-ростверка 2, который соединяет между собой сваи и воспринимает нагрузку от корпус-ложемента 3, полухомутов 4, охватывающих и удерживающих тело нефтепровода и боковых упоров 5, ограничивающих боковое перемещение. Отличительной конструктивной особенностью свободно-подвижных опор от продольно-подвижных является то, что между подошвой корпус-ложемента и боковыми упорами создаются зазоры, которые позволяют совершать перемещения перпендикулярно оси НП.

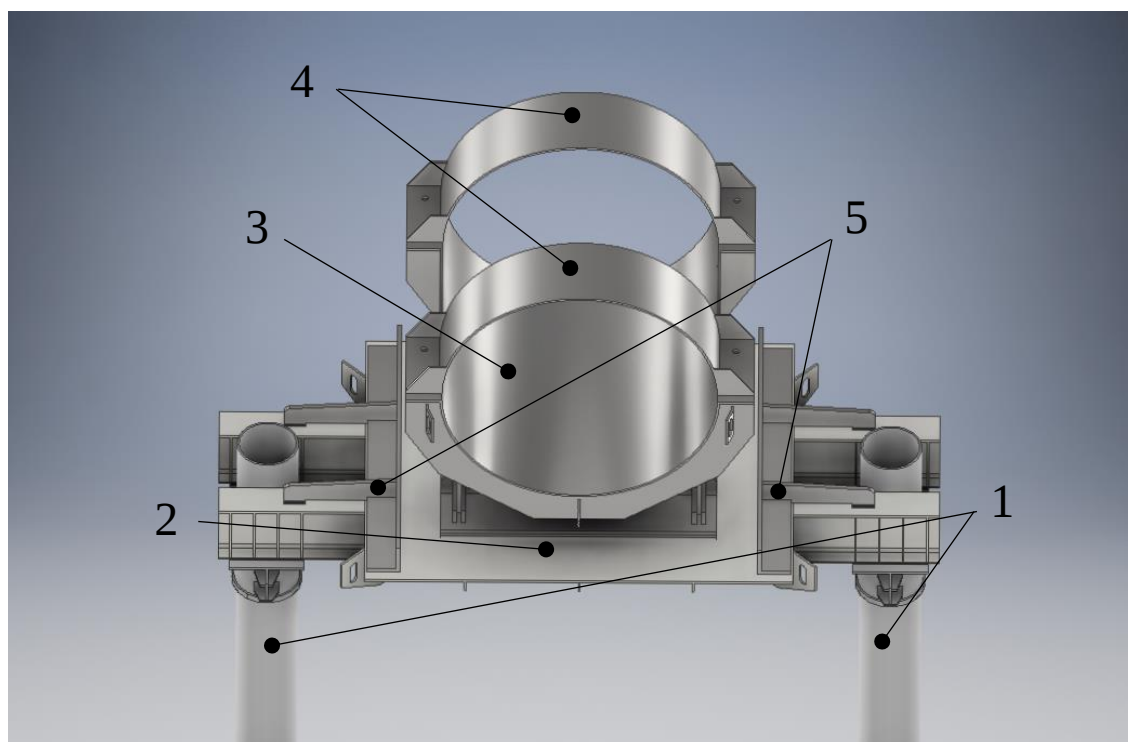


Рисунок 2.3 – Состав опоры: 1 – сваи; 2 – стол-ростверк; 3 – корпус-ложемент; 4 – полухомуты; 5 – боковые упоры

Для исключения теплопередачи и сохранения стабильного проектного положения свай в грунте на опорах предусматривается установка термостабилизирующих устройств (рис. 2.4). На сегодня существует четыре основные конструкции термостабилизаторов:

- жидкостные;
- газожидкостные;
- с принудительной циркуляцией жидкого хладагента;
- парожидкостные.

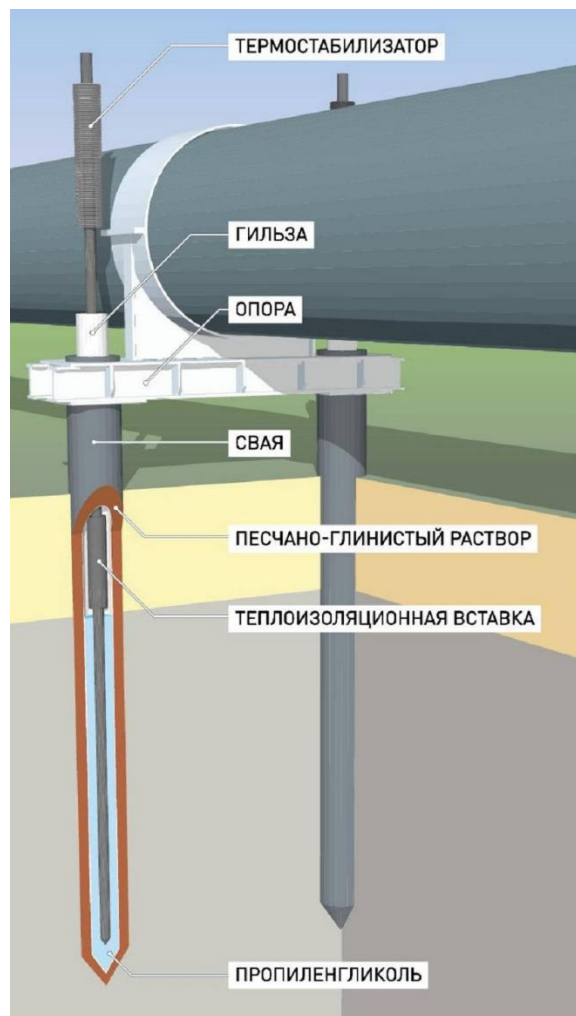


Рисунок 2.4 – Термостабилизатор опоры [16]

Как свидетельствует [16, 23], наиболее эффективной конструкцией термостабилизатора является парожидкостная, так как ее применение не требует подвода электроэнергии. В качестве хладагента может использоваться пропиленгликоль, диоксид углерода, аммиак и др. Испарительная часть термостабилизатора размещается внутри сваи, а конденсаторная закрепляется за ее пределами. Термостабилизатор запускается в работу автоматически при нагревании и испарении хладагента в свае (на глубине) и его движении вверх к конденсаторной части. Тем самым происходит естественная циркуляция

хладогента и охлаждение грунта. За период холодного времени года происходит существенное намораживание грунта вокруг свай, которого хватает на весь теплый сезон.

2.3 Назначение и конструкции компенсаторов для трубопроводов

Реализация технологии «горячей» перекачки на стальных трубопроводах приводит к существенным изменениям длины секций труб ввиду большой протяженности НП и, как следствие, к перемещениям конструкции. В соответствие с требованиями [24], необходимо проводить расчет по определению продольных перемещений трубопровода, которые складываются из воздействия внутреннего давления и изменения температуры стенок труб. Перемещения могут привести к повреждению как составляющих трубопроводной системы (опоры, линейные сооружения), так и самого трубопровода (гофр, падение трубопровода с опор). С целью минимизации указанных осложнений должны предусматриваться мероприятия по уменьшению продольных перемещений путем установки компенсаторов.

Как показал литературный обзор [24–29], существует шесть основных конструктивных решений компенсаторов (рис. 2.5). Их выбор зависит от величины продольных перемещений, эксплуатационных условий (рабочее давление, температура эксплуатации) и особенностей транспортируемого углеводорода. Применение сальниковых и тканевых конструкций на линейной части магистральных нефтепроводов невозможно ввиду того, что они не способны выдерживать высокие давления. Резиновые компенсаторы хоть и способны выдерживать высокие давления (10 – 16 МПа), однако они обладают низкой компенсирующей способностью (10 – 40 мм). Линзовые и сильфонные компенсаторы также не применяются на НП по причине малой компенсирующей способности и сложности проведения ВИК. К тому же геометрия этих конструкций (чередование выпуклостей и вогнутостей стенки) способствует накоплению АСПО и вызывает сложности по их удалению.

					Технология надземного строительства магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

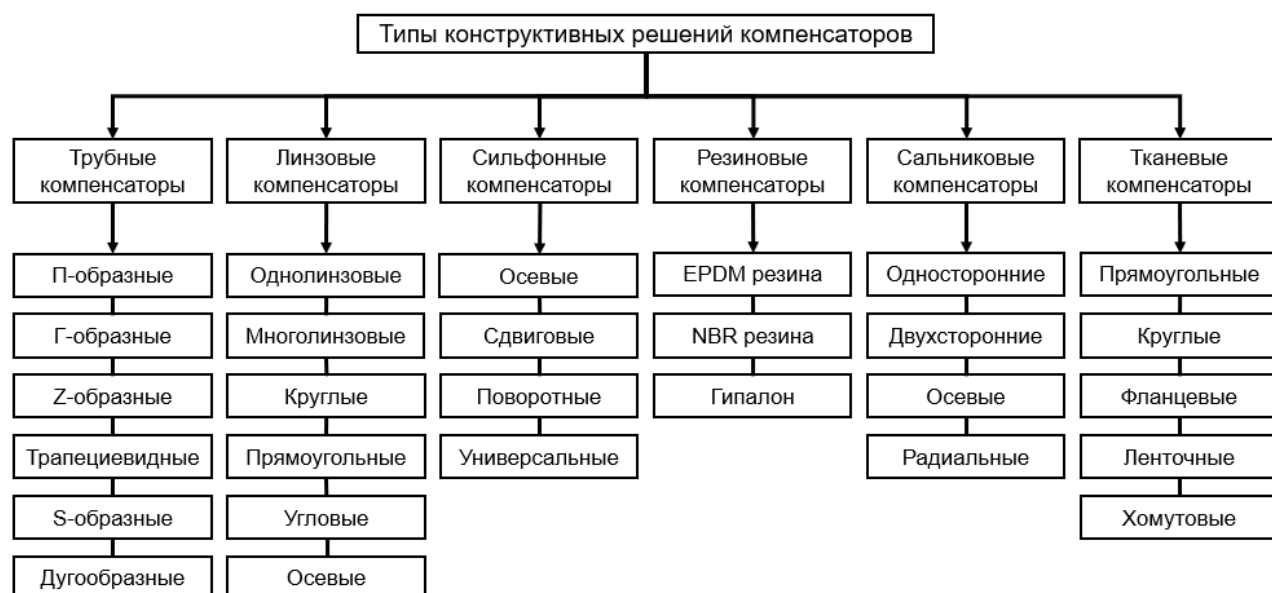


Рисунок 2.5 – Конструктивные решения компенсаторов

Широкое применение в строительстве МТ получили трубные компенсаторы различной геометрии: Г-, П-, Z-образные и трапецевидные типы (рис. 2.6).

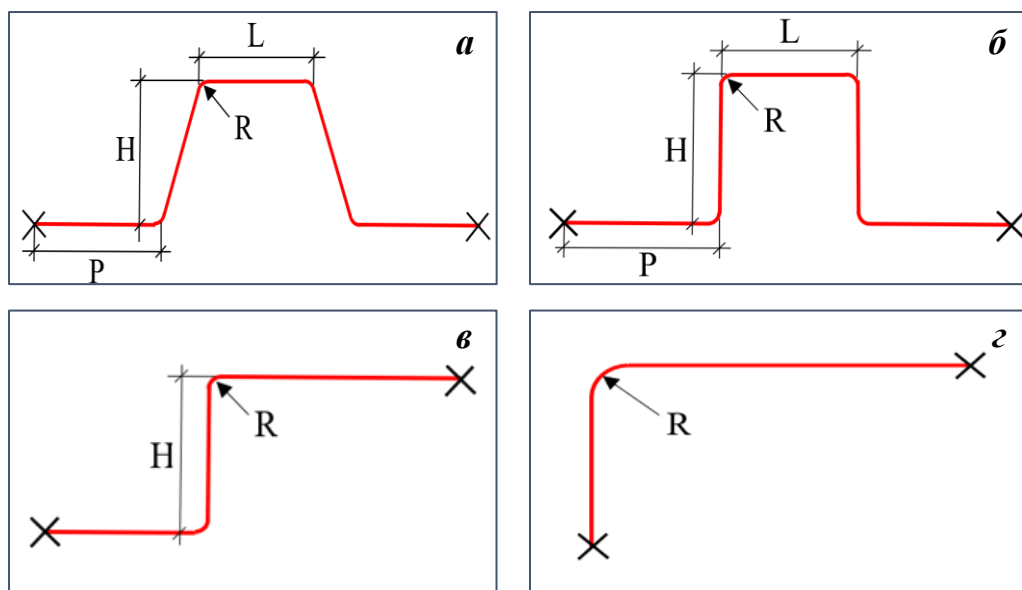


Рисунок 2.6 – Основные типы трубных компенсаторов [24]: а – трапецевидный; б – П-образный; в – Z-образный; г – Г-образный

Параметрами компенсаторов являются: Н - вылет компенсатора, м; L – полка компенсатора, м; Р - плечо компенсатора, м; R - радиус скругления оси, м. Основное требование к трубным компенсаторам состоит в возможности прохождения СОД. Для этого нормативная документация [24] регламентирует

минимальный радиус скругления отводов, который должен составлять не менее пяти номинальных диаметров трубопровода.

Применение конкретного типа конструкции зависит от проектных условий трассы НП. Г- и Z-образный компенсаторы, как свидетельствует [27, 31], чаще всего устанавливаются на воздушных переходах при пересечении естественных и искусственных препятствий (овраги, русла небольших рек), поворотах трассы НП, выходе или входе подземного участка на дневную поверхность земли и наоборот. П-образный и трапециевидный компенсаторы применяются на прямолинейных участках (в том числе углы в плане до 35°) с определенным шагом, который устанавливается прочностными расчетами. Именно их применение вносит существенный вклад в увеличение протяженности надземного участка ввиду большого количества.

Авторы работы [26] отмечают, что наличие П-образного типа повышает длину магистрали по сравнению с бескомпенсаторной прокладкой на 6 – 10 %. К тому же данная конструкция обладает большими гидравлическими потерями. По этой причине в строительстве трубопроводной системы «Заполярье – Пурпе» [19] на участках надземной прокладки применялся трапециевидный тип компенсатора, выбор которого подтверждался технико-экономическим расчетом.

Также к трубным компенсаторам относят запатентованные конструкции S-образного и дугообразного типа (рис. 2.7). Однако на сегодняшний день они не нашли широкого применения в проектах строительства надземных участков.

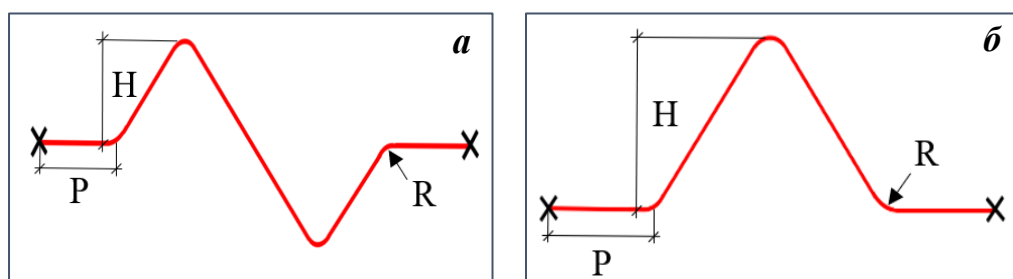


Рисунок 2.7 – Запатентованные типы трубных компенсаторов [32, 33]: а – S-образный; б – дугообразный

2.3 Постановка задачи исследования

Рассмотренные типы конструкций трубных компенсаторов для магистральных трубопроводов могут применяться на прямолинейных участках и на участках с дополнительными специфическими условиями.

Вклад Г- и Z-образных компенсаторов в увеличение протяженности надземного участка незначителен по причине небольшой частоты их применения, обуславливаемого указанными ранее естественными и искусственными препятствиями. Их сооружение является вынужденным, а также эти типы компенсаторов не имеет аналогов. Поэтому в данной работе эти конструкции не рассчитываются.

Установка П-, S-образных, трапецевидных и дугообразных компенсаторов на прямолинейных участках должна производиться с определенным интервалом. Частота их расстановки влияет на несколько взаимосвязанных между собой технологических параметров НП, а именно:

- протяжённость надземного участка;
- металлозатраты на сооружение;
- объем гидравлических потерь;
- энергозатраты на перекачку нефти.

Таким образом, выбор конструкции компенсатора формирует величину капитальных и эксплуатационных затрат и, как следствие, определяет экономическую эффективность принятого решения. За основу расчетов в выпускной квалификационной работе приняты конструкции трапецевидного, дуго-, П- и S-образного типов.

3 Характеристика объекта исследования

3.1 Характеристика района строительства

Территория строительства НП располагается в районах крайнего севера РФ. Регион прокладки характеризуется распространением геокриологических массивов, таких как ММГ преимущественно сплошного типа распространения, а также развитием опасных криогенных процессов: термокарст, пучение, термоэрозия. Вертикальная мощность мерзлоты составляет 100-300 м.

Климатические условия местности относятся к арктическим и субарктическим зонам. Район строительства имеет продолжительный зимний период (более 8 месяцев) с устойчивым сохранением морозов (минус 30 °С) и короткое и холодное лето (средняя температура июля 3 °С). Минимальная температура в зимний период составляет минус 50 °С. Из-за наличия сильных ветров (до 30 м/с) высота снежного покрова не превышает 20-25 см.

Преобладающим типом грунтов являются тундровые и подзолисто-глеевые почвы. Средняя температура грунта на глубине 1,5-3,0 м составляет минус 5 °С. В летний период наблюдается оттаивание верхнего слоя почвы до 20 см и удержание растаявших осадков на поверхности земли. Растительность представлена мхами, лишайниками и карликовыми кустарниками.

3.2 Характеристика нефтепровода

Трубопровод имеет постоянный диаметр 1020 мм по всей протяженности надземного участка. Толщина стенки труб – 12 мм. Трасса НП имеет протяженность 132 км. Гидравлическая схема – простая. Годовая производительность НП принята на уровне 43 млн. тонн. Минимальный радиус скругления отводов – 5100 мм. Превышение геодезических отметок конца и начала участка составляет 100 м. Рабочее давление – 5 МПа. Температура подогрева нефти на НТС – 70 °С. Материалом труб принята низколегированная

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.			Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.			45
							112
						Отделение нефтегазового дела	
						Группа 2Б8А	

сталь повышенной прочности К56, физико-механические характеристики которой представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Физико-механические характеристики материала труб

Класс прочности	E_0 , МПа	μ_0	α , 1/град.	ρ , кг/м ³	σ_T , МПа	$\sigma_{вр}$, МПа
К56	$2,06 \cdot 10^5$	0,3	$1,2 \cdot 10^{-5}$	7850	410	550
Обозначения:						
E_0 – модуль упругости; μ_0 – коэффициент Пуассона; α – коэффициент температурного расширения; ρ – плотность; σ_T – предел текучести; $\sigma_{вр}$ – предел прочности.						

Для реализации технологии надземного строительства приняты опоры неподвижной, продольно-подвижной и свободно-подвижной конструкции с термостабилизирующими элементами парожидкостного типа. В качестве теплоизолирующего материала НП выступает заводская трехслойная теплоизоляция, состоящая из трехслойного антикоррозионного покрытия усиленного типа толщиной 3 мм, теплоизоляции – вспененный ППУ толщиной 100 мм и оцинкованной оболочки толщиной 2 мм для защиты изоляции от механических повреждений. Для компенсации продольных деформаций предусмотрена разбивка надземного участка на компенсационные блоки, которые ограничиваются неподвижными опорами.

3.3 Характеристика перекачиваемой нефти

Транспортируемым углеводородом является высоковязкая нефть, физические характеристики которой приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Физические свойства нефти

Параметр	Значение
Плотность при 20 °С, ρ_n	910 кг/м ³
Динамическая вязкость при 20 °С,	100 мПа·с
Температура застывания, T_z	18 °С
Удельная теплоемкость, c_v	1900 Дж/(кг·К)

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

4 Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода

Для обеспечения безопасной эксплуатации надземных участков магистральных НП, в первую очередь, необходимо проводить расчет прочностных характеристик трубопровода согласно СП 36.13330-2012 [24].

Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные к расчету прочностных характеристик НП

Величина	Значение
Временное сопротивление, $\sigma_{вр}$	550 МПа
Предел текучести, σ_T	410 МПа
Рабочее давление, p	5,0 МПа
Наружный диаметр, D	1020 мм
Коэффициент Пуассона, μ_0	0,3
Модуль упругости, E_0	$2,06 \cdot 10^5$ МПа
Коэффициент линейного расширения, α	$1,2 \cdot 10^{-5}$ °С
Температура фиксации участка, T_ϕ	минус 20 °С
Максимальная температура перекачиваемой нефти, T_Π	70 °С
Плотность нефти, ρ_n	910 кг/м ³
Плотность стали, $\rho_{ст}$	7850 кг/м ³

4.1 Определение толщины стенки

МТ рассчитываются на нагрузки и воздействия по методу предельных состояний, которые принимаются по условиям прочности металла труб на разрыв и по появлению пластических деформаций. Нормативные сопротивления растяжению и сжатию металла труб R_1^H и R_2^H принимаются равными соответственно значениям временного сопротивления и предела текучести.

Расчетные сопротивления растяжению и сжатию трубопровода R_1 и R_2 , следует определять по формуле (4.1):

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.			47	112
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

$$R_{1(2)} = \frac{R_{1(2)}^H \cdot m}{k_{1(2)} \cdot k_H} \quad (4.1)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода;
 $k_{1(2)}$ – коэффициент надежности по материалу;
 k_H – коэффициент надежности по ответственности трубопровода;
 $R_{1(2)}^H$ – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), МПа.

Коэффициент условий работы НП m определяется исходя из категории участка (таб. 4.2), которая зависит от параметров НП, способа прокладки, характера пересекаемых препятствий, климатической зоны строительства и др.

Таблица 4.2 – Значения коэффициента условий работы НП [24]

Категория	В	I	II	III	IV
Коэффициент условий работы (m)	0,660	0,825	0,825	0,990	0,990

Коэффициент надежности по материалу k_1 учитывает качество изготовленных трубных секций с учетом технологии их изготовления, требований на допуски к толщине стенки и степени выполненного контроля (таб. 4.3).

Таблица 4.3 – Значения коэффициента надежности по материалу k_1 [24]

Характеристика труб	Коэффициент надежности по материалу k_1
Сварные трубы из стали контролируемой прокатки и термически упрочненных труб, допуск по толщине стенки не более 5 %, автоматический контроль в 100 % объеме	1,34
Сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом, 100 % объем контроля сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные, подвергнутые контролю сплошности металла неразрушающими методами в 100 % объеме.	1,40
Сварные, изготовленные при токах высокой частоты, 100 % объем контроля сварных швов неразрушающими методами	1,47
Прочие бесшовные или электросварные	1,55

Коэффициент надежности по материалу k_2 учитывает способ изготовления труб и прочностные характеристики (таб. 4.4).

Таблица 4.4 – Значения коэффициента надежности по материалу k_2 [24]

Характеристика	Коэффициент надежности по материалу k_2
Бесшовные из малоуглеродистой стали	1,10
Прямошовные и спиральношовные из малоуглеродистой и низколегированной стали ($R_2^H/R_1^H \leq 0,8$)	1,15
Сварные из высокопрочной стали ($R_2^H/R_1^H > 0,8$)	1,20

Коэффициент надежности по ответственности k_H , учитывает диаметр НП и принимается в соответствие с таблицей 4.5.

Таблица 4.5 – Коэффициент надежности по ответственности НП k_H [24]

Номинальный диаметр НП	500 и менее	600 – 1000	1200
Коэффициент надежности по ответственности k_H	1,100	1,100	1,155

Так как рассматриваемый регион прокладки НП относится к северной строительной-климатической зоне коэффициент условий работы $m = 0,99$. Принимая бесшовные трубы коэффициент надежности по материалу составит $k_1 = 1,55$. Учитывая технологию изготовления труб (электросварка) коэффициент надежности по материалу $k_2 = 1,1$. Исходя из диаметра НП 1020 мм коэффициента надежности по ответственности равен $k_H = 1,1$.

Выполним расчет сопротивлений R_1 и R_2 по формуле (4.1):

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,99}{1,55 \cdot 1,1} = 319,4 \text{ МПа};$$

$$R_2 = \frac{410 \cdot 0,99}{1,1 \cdot 1,1} = 335,5 \text{ МПа}.$$

Расчетная толщина δ_p стенки НП определяется по формуле (4.2):

$$\delta_p = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} \quad (4.2)$$

где p – рабочее давление, МПа;
 n – коэффициент надежности по нагрузке;
 D_H – наружный диаметр трубы, мм.

Определим расчетную толщину стенки δ_p НП:

$$\delta_p = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2 \cdot (319,4 + 1,1 \cdot 5)} = 8,6 \text{ мм}$$

При эксплуатации НП возникают продольные осевые сжимающие напряжения. Для предотвращения перенапряжения металла трубы необходимо рассчитывать толщину стенки с учетом продольных осевых сжимающих напряжений δ (4.3):

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (\Psi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)} \quad (4.3)$$

где Ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние НП. Рассчитывается по формуле (4.4).

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \quad (4.4)$$

где $\sigma_{пр}$ – максимальные продольные напряжения, МПа.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр N}$ вычисляются по формуле (4.5):

$$\sigma_{пр N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} \quad (4.5)$$

где α – коэффициент линейного расширения, град.⁻¹;
 E – модуль упругости, МПа;
 Δt – разница температур, °С;
 μ – коэффициент Пуассона;
 $D_{вн}$ – внутренний диаметр.

Проведем расчет толщины стенки с учетом продольных осевых сжимающих напряжений.

$$\sigma_{пр N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 206000 \cdot 90 + \frac{0,3 \cdot 1,1 \cdot 5 \cdot (1020 - 8,6 \cdot 2)}{2 \cdot 8,6} = -126,3 \text{ МПа}$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{126,3}{319,4} \right)^2} - 0,5 \frac{126,3}{319,4} = 0,75$$

					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тогда толщина стенки составит:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot 1020}{2 \cdot (0,75 \cdot 319,4 + 1,1 \cdot 5)} = 11,5 \text{ мм}$$

В соответствие с [34] принимаем округленную толщину стенки НП 12 мм.

4.2 Проверка нефтепровода на прочность и устойчивость

В соответствие с действующей НТД [24] надземные участки НП должны проверяться на прочность, продольную устойчивость и выносливость. Проверка выполняется по условию (4.6):

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \Psi_2 \cdot R_2 \quad (4.6)$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ – максимальные продольные напряжения, МПа;
 Ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

Коэффициент Ψ_2 определяется согласно формуле (4.7):

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_2} \quad (4.7)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения, МПа. Рассчитываются по формуле (4.8).

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} \quad (4.8)$$

Максимальные продольные напряжения определяются по формуле (4.9):

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}} \quad (4.9)$$

Выполним проверку. Кольцевые напряжения $\sigma_{\text{кц}}$ от воздействия внутреннего давления составят:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 5 \cdot (1020 - 2 \cdot 12)}{2 \cdot 12} = 226,3 \text{ МПа}$$

Коэффициент Ψ_2 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, равен:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{226,3}{335,5}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{226,3}{335,5} = 0,5$$

					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Величина максимальных продольных напряжений $\sigma_{пр}$:

$$\sigma_{пр} = 0,3 \cdot 226,3 = 67,9 \text{ МПа}$$

$$67,9 \leq 0,5 \cdot 335,5 = 167,5$$

Как видно из проведенных расчетов условие прочности выполняются с достаточным запасом, как того требует НТД [24].

4.3 Расчет нагрузок, действующих на нефтепровод

Нагрузки и воздействия, которые оказывают влияние на НДС нефтепровода, в зависимости от продолжительности приложения подразделяются на постоянные, временные длительные, кратковременные и особые [24]. К постоянным нагрузкам относят вес трубы, вес изоляционных материалов. Временные длительные характеризуются продолжительным воздействием, однако их влияние может приостанавливаться. К таким нагрузкам относят внутреннее давление, вес транспортируемой нефти, температурные воздействия. К кратковременным относят ветровую, снеговую, гололедную нагрузки. Особые нагрузки характеризуются наличием деформаций грунта, вызванных замораживанием или оттаиванием, а также сейсмическими воздействиями. Выполним расчет нагрузок, действующих на НП.

Вес транспортируемой среды $q_{прод}$ в 1 метре МТ определяется выражением (4.10):

$$q_{прод} = \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} \quad (4.10)$$

где ρ_n – плотность транспортируемой нефти, кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, м/с².

Собственный вес трубопровода $q_{тр}$ может определяться из НТД на трубы или по формуле (4.11):

$$q_{тр} = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) \cdot \rho_{ст} \cdot g \quad (4.11)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³.

					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вес изоляционных материалов $q_{\text{доп}}$ также устанавливается из НТД. Как правило для изоляции надземного НП используют трехслойную изоляцию, состоящую из антикоррозионного покрытия, ППУ и оцинкованной оболочки. Плотность вспененного ППУ составляет 75 кг/м^3 [35]. Для трубопроводов большого диаметра применяется трехслойное защитное покрытие усиленного типа толщиной 3 мм [36]. Цинковая оболочка для защиты изоляции имеет толщину 2 мм.

Нагрузка от обледенения НП $q_{\text{лед}}$ определяется по формуле (4.12):

$$q_{\text{лед}} = 0,17 \cdot \delta_{\text{лед}} \cdot D_{\text{н}} \quad (4.12)$$

где $\delta_{\text{лед}}$ – толщина слоя льда, мм.

Толщина корки льда $\delta_{\text{лед}}$ зависит от климатических условий местности и определяется в соответствии с [37]. Для северных регионов РФ (ЯНАО, ХМАО) толщина гололеда составляет 5 мм.

Величина ветровой нагрузки $q_{\text{вет}}$ определяется по формуле (4.13):

$$q_{\text{вет}} = (q_{\text{н}}^{\text{с}} + q_{\text{н}}^{\text{д}}) \cdot D_{\text{нн}} \quad (4.12)$$

где $q_{\text{н}}^{\text{с}}$ – значение статической ветровой нагрузки, Н;
 $q_{\text{н}}^{\text{д}}$ – значение динамической составляющей ветровой нагрузки, Н;
 $D_{\text{нн}}$ – наружный диаметр нефтепровода с учетом изоляции, м.

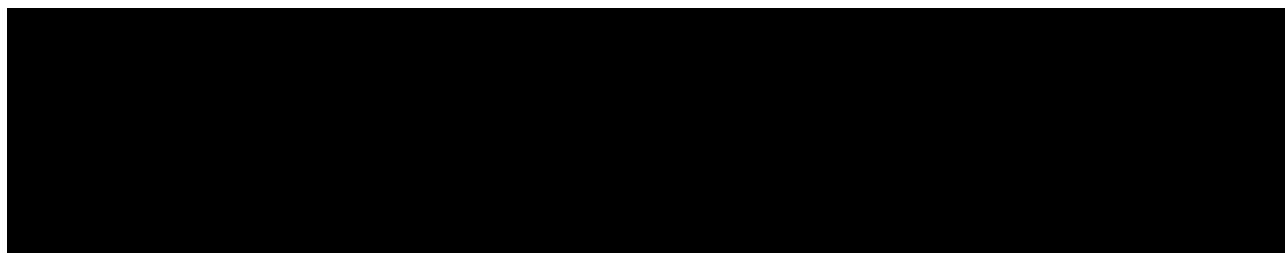
Величина составляющих статической и динамической ветровых нагрузок определяется по [37] и зависит от местности, геометрической формы объекта. Результаты расчетов нагрузок, действующих на НП, приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Нагрузки, действующие на НП

Вид нагрузки	Значение, Н/м
Собственный вес трубопровода, $q_{\text{тр}}$	2923,4
Вес транспортируемой среды, $q_{\text{прод}}$	6951,8
Вес изоляционных материалов, $q_{\text{доп}}$	1350,2
Нагрузка от обледенения, $q_{\text{лед}}$	103,7
Ветровая нагрузка, $q_{\text{вет}}$	586,9

4.4 Определение расстояния между опорами надземного нефтепровода

Величина максимального пролета между опорами надземного участка трубопровода с компенсирующими устройствами определяется из условия, что металл труб достигает предела текучести [38]. Данное положение выражается условием (4.13):

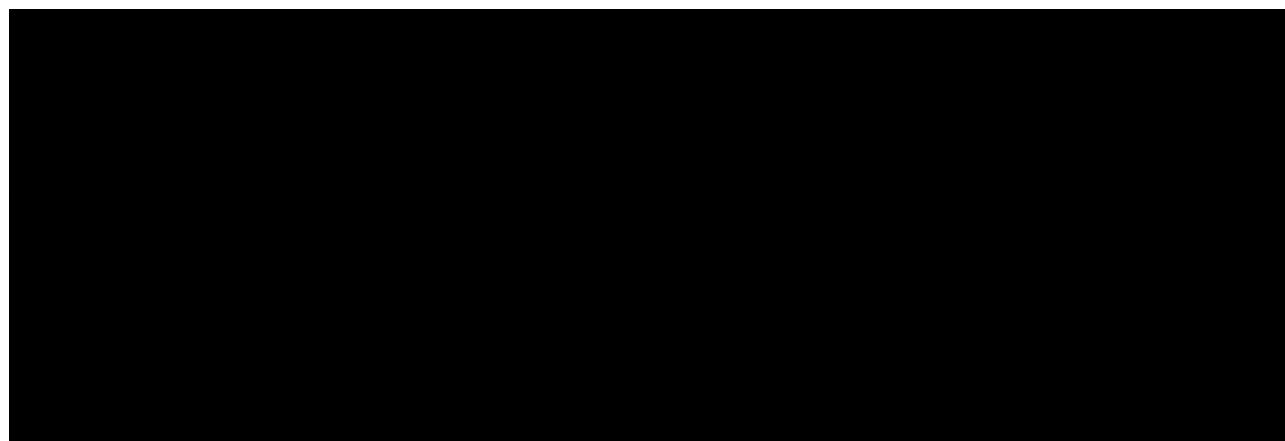


Момент сопротивления W поперечного сечения трубы определяется по формуле (4.14):

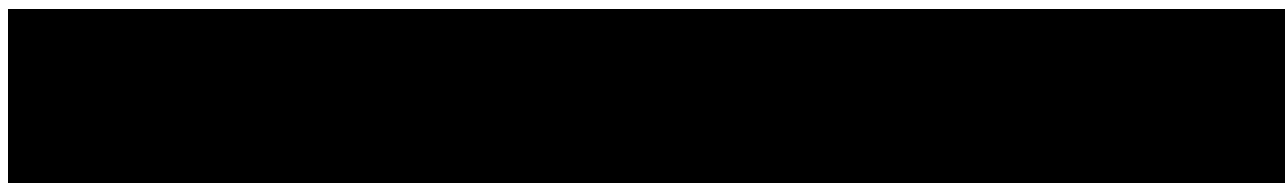
$$W = 0,78 \cdot D_{\text{ср}}^2 \cdot \delta \quad (4.14)$$

где $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр трубы, м.

В соответствие с [38], напряжения от отпора компенсаторов в расчете не учитываются, поскольку они составляют незначительную величину. Поэтому величина пролетов между опорами l определяется по формуле (4.15):



Грузовые коэффициенты a и b для НП определяются по формулам (4.17) и (4.18):



Рассчитаем момент сопротивления поперечного сечения трубы W :

Определим грузовые коэффициенты:

Тогда пролет между опорами составит:

Величина прогиба:

Исходя из нагрузок, действующих на НП, а также его параметров величина пролета между опорами надземного участка должна составлять не более 20,2 м.

4.5 Расчет допустимого напряжения компенсаторов

Так как компенсаторы предназначены для восприятия деформаций НП, они являются концентраторами напряжений. Для определения допустимой величины напряжений компенсаторов $\sigma_{\text{комп}}$ воспользуемся выражением (4.19):

$$\sigma_{\text{комп}} \leq R_2 - (0,5 \cdot \sigma_{\text{кц}} + \sigma_{\text{м}}) \quad (4.19)$$

где $\sigma_{\text{м}}$ – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе, МПа.

Дополнительные продольные напряжения $\sigma_{\text{м}}$ в компенсаторе возникаю в результате действующих на НП нагрузок, рассчитанных ранее в разделе 4.3. Они определяются по формуле (4.20):

$$\sigma_{\text{м}} = \frac{q \cdot l}{24 \cdot W} \quad (4.20)$$

где q – нагрузки, действующие на НП, Н;

l – расстояние между опорами, м;

W – момент сопротивления поперечного сечения, м³.

					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим величину дополнительных продольных напряжений σ_m :

$$\sigma_m = \frac{240494 \cdot 20,2}{24 \cdot 0,009575} = 21,14 \text{ МПа}$$

Из условия найдем максимальное допустимое напряжение $\sigma_{\text{комп}}$:

$$\sigma_{\text{комп}} = 335,5 - 0,5 \cdot 226,3 - 21,14 = 201,21 \text{ МПа}$$

Таким образом, для безопасной эксплуатации надземного участка НП необходимо и достаточно, чтобы напряжения компенсатора $\sigma_{\text{комп}}$ не превышали 201,21 МПа.

4.6 Расчет конструкций компенсаторов

Для нивелирования деформаций НП на прямолинейных участках предлагается установка П-, S-образных, дугообразных или трапециевидных компенсаторов. В данном разделе приведены результаты исследования НДС компенсаторов при изменении температуры перекачиваемой нефти, при изменении конструктивных параметров (углы отводов), а также определены интервалы установки каждого типа компенсатора. Оценка напряженно-деформированного состояния компенсаторов проводилась в системе автоматизированного проектирования ANSYS, используя метод конечных элементов.

4.6.1 Построение геометрических моделей

Построение геометрических моделей компенсаторов, параметры которых приведены в таблице 4.7, проводилось в программном комплексе ANSYS Workbench. Каждая модель компенсатора выполнены в одинаковом количестве труб. На криволинейную часть конструкций приходится по шесть трубных секций длиной 11,7 м. Плечи компенсаторов имеют длину по 23,4 м. В соответствие с требованиями действующей НТД [24] в области проведения ВИК для прохождения инспекционных снарядов необходимо предусматривать установку отводов с радиусом скругления не менее пяти диаметров НП. По этой причине в геометрических моделях использовались отводы с радиусом скругления 5,1 м.

					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.7 – Параметры компенсаторов

Параметр	Тип компенсатора			
	П-образный	Трапецевидный	Дугообразный	S-образный
Класс прочности стали	K56			
Диаметр НП, м	1020			
Толщина стенки НП, мм	16			
Вылет компенсатора, м	33,6	25,4	27,8	27,8
Длина полки, м	33,6	29,2	–	–
Радиус скругления отводов, м	5,1			
Угол отвода, °	90	60	45/90	45
Длина плеча, м	23,4			

Геометрические модели компенсаторов приведены на рисунке 4.1.

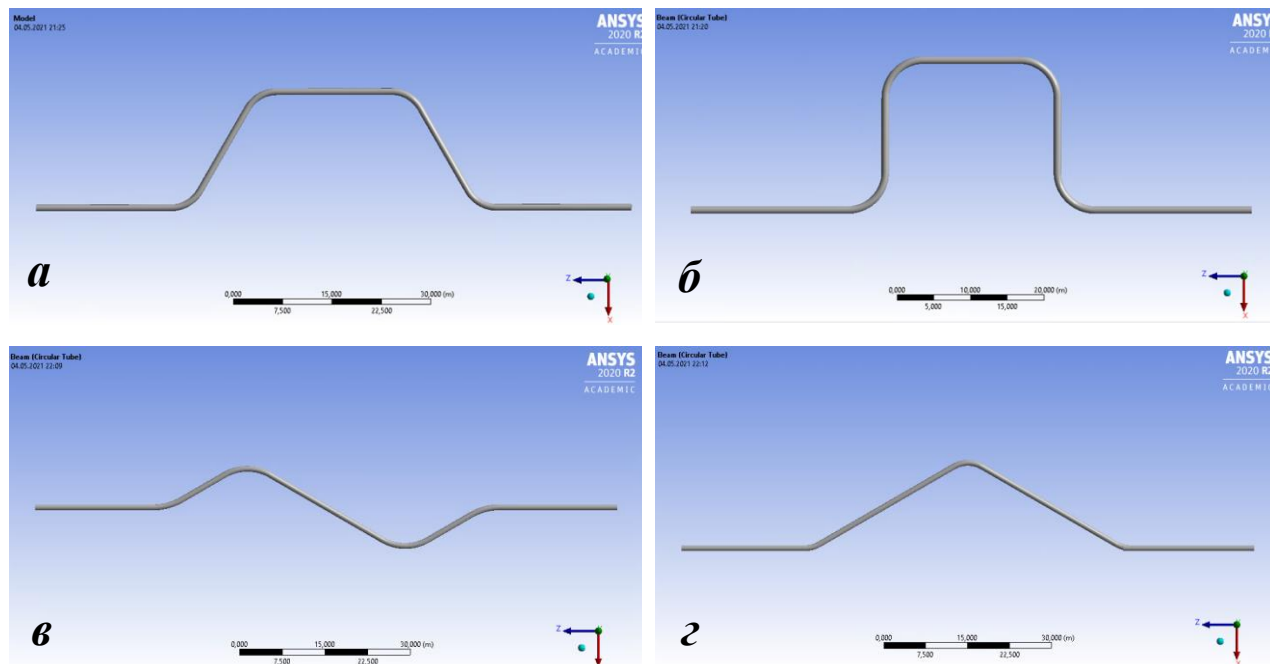


Рисунок 4.1 – Геометрические модели компенсаторов: а – трапецевидный; б – П-образный; в – S-образный; г – дугообразный

4.6.2 Исследование напряженно-деформированного состояния компенсаторов при изменении температуры нефти

Оценка НДС компенсаторов проводилась серией исследований в диапазоне температур от 50 до 70 °С с шагом 5 °С. Данный диапазон обуславливается значением максимальной температуры нефти, до которой она нагревается при «горячей» перекачке. Так как при надземной технологии строительства компенсационные участки ограничиваются неподвижными опорами, исключаяющими перемещение НП в месте закрепления во всех направлениях, торцы геометрических моделей с обеих сторон имеют жесткое крепление. Плечи компенсаторов могут перемещаться только в продольном направлении оси трубопровода (ось z, рис. 4.1), т. к. участок имеет продольно-подвижные опоры. Криволинейная часть конструкций не ограничивается в перемещениях, что имитирует свободноподвижные опоры. Начальная температура окружающей среды принималась минус 20 °С. Рабочее давление участков составляет 5 МПа. Сетка конечных элементов назначена размером 5 см.

На рисунке 4.2 приведены напряжения компенсаторов, возникающие в результате эксплуатационных нагрузок НП.

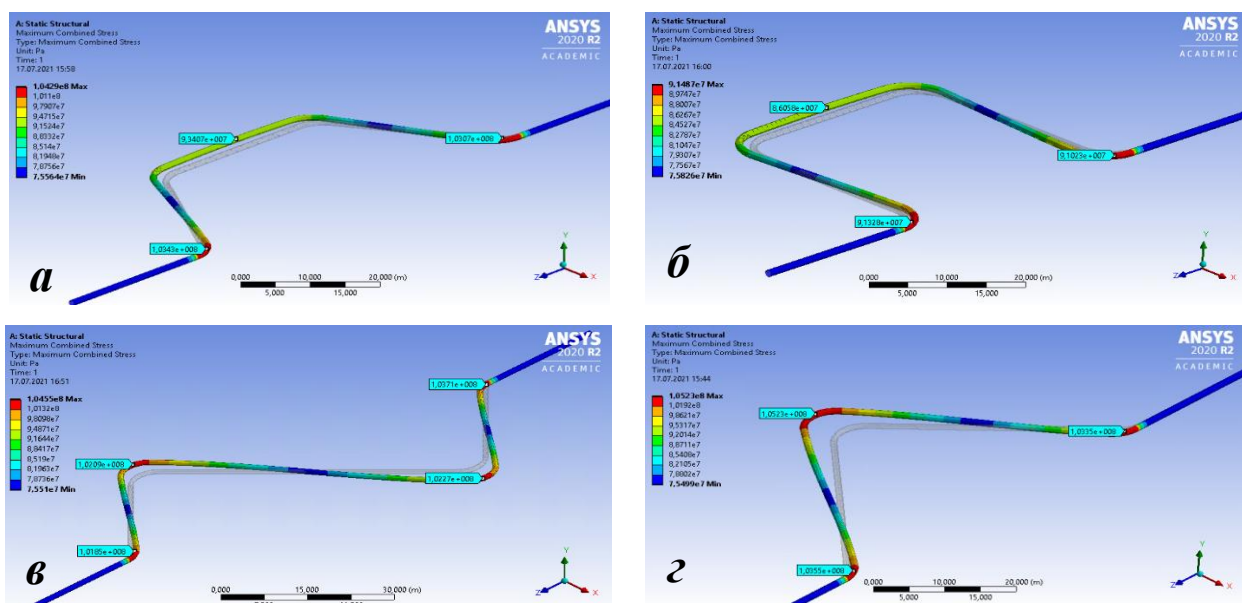


Рисунок 4.2 – Напряжения компенсаторов при температуре 70 °С: а – трапецевидный; б -П-образный; в – S-образный; г – дугообразный

Как видно, во всех случаях происходит удлинение трубопровода и компенсаторы испытывают сжимающее воздействие. В качестве концентраторов напряжений, т.е. областей, в которых напряжения имеют максимальные значения, выступают отводы.

На рисунке 4.3 приведены направления перемещений. Максимальными перемещениями обладают трапецевидный и дугообразный компенсатор, которые составляют до 9,1 и 10,4 см соответственно.

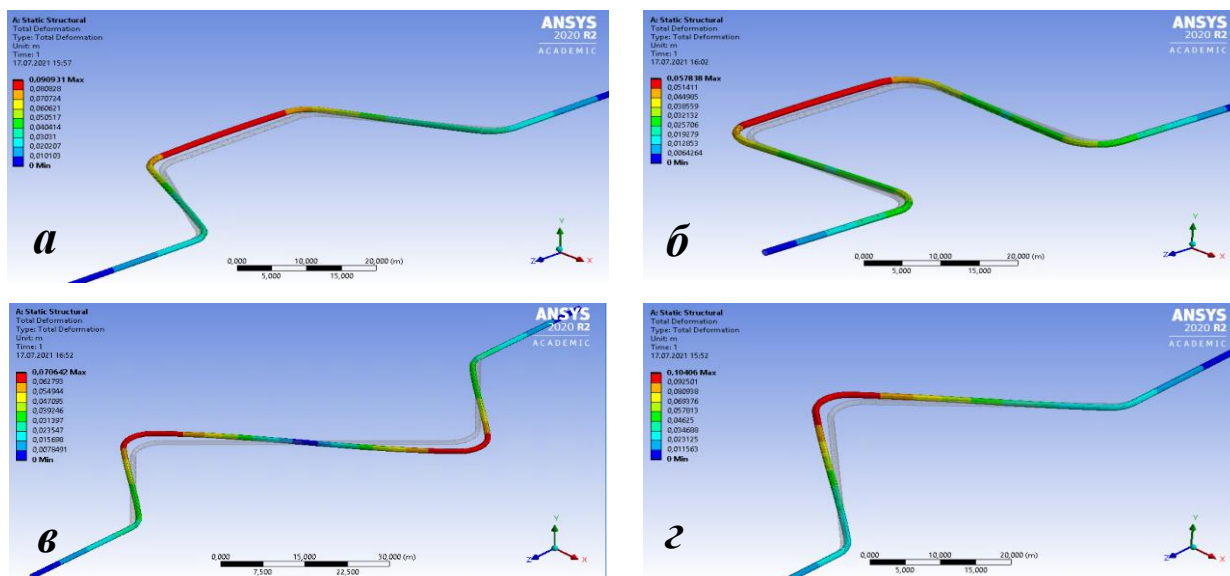


Рисунок 4.3 – Перемещения компенсаторов при температуре 70 °С: *а* – трапецевидный; *б* -П-образный; *в* – S-образный; *г* – дугообразный

Результаты исследования НДС компенсаторов при изменении температуры перекачиваемой нефти приведены в таблице 4.8 и на рисунке 4.4.

Таблица 4.8 – Результаты исследования

Параметр	Тип компенсатора			
	П-образный	Трапецевидный	S-образный	Дугообразный
Температура нефти 50 °С				
Перемещение, мм.	46,5	73,2	49,3	83,7
Максимальное напряжение, МПа.	88,5	98,8	105,7	99,5

Температура нефти 55 °С				
Перемещение, мм.	49,4	77,6	52,3	88,8
Максимальное напряжение, МПа.	89,2	100,1	107,5	100,9
Температура нефти 60 °С				
Перемещение, мм.	52,2	82,1	55,3	93,9
Максимальное напряжение, МПа.	89,9	101,5	109,3	102,3
Температура нефти 65 °С				
Перемещение, мм.	55,1	86,5	58,2	98,9
Максимальное напряжение, МПа.	90,7	102,9	111,1	103,8
Температура нефти 70 °С				
Перемещение, мм.	57,8	90,9	61,2	104,1
Максимальное напряжение, МПа.	91,5	104,3	112,9	105,2

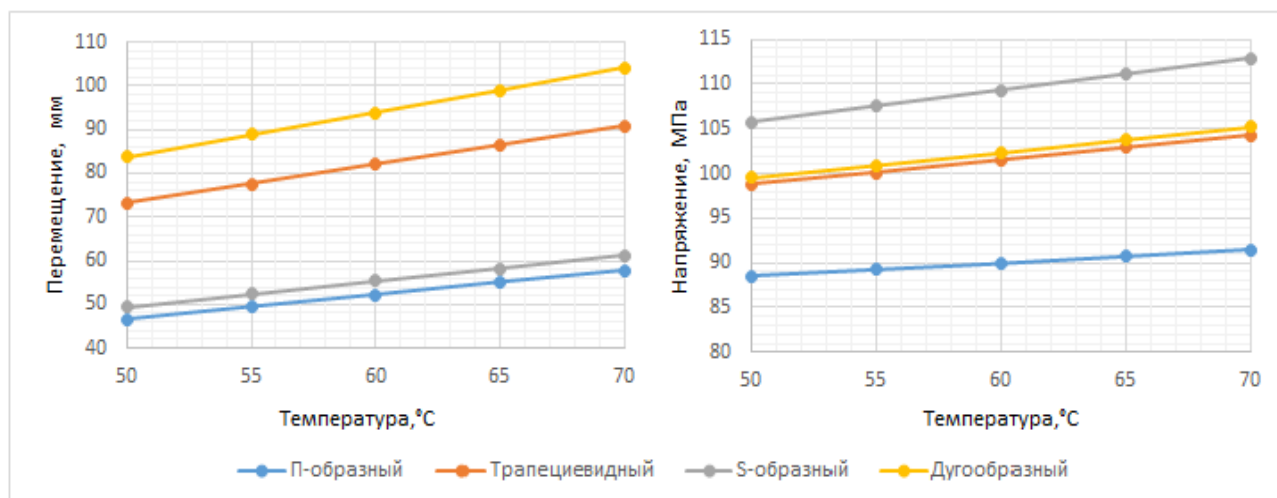


Рисунок 4.4 – Влияние температуры перекачиваемой нефти на напряжения и перемещения компенсаторов

Как видно из результатов исследований зависимости напряжений и перемещений от температуры нефти носят линейный характер. При одинаковой длине плеч компенсаторов минимальные напряжения наблюдаются у П-образного компенсатора, а максимальные у S-образного. Значения напряжений дугообразного и трапециевидного компенсаторов практически одинаковы (разница 1 МПа). При заданной длине плеч ни у одной конструкции напряжения не достигли предельного значения (201,21 МПа). Таким образом, необходимо произвести подбор длины плеч конструкций, при которой напряжения максимально приблизятся к установленному значению.

4.6.3 Исследование напряженно-деформированного состояния компенсаторов при изменении углов отводов

Исходя из того, что конструкции могут иметь разные отводы была проведена оценка влияния углов отводов на НДС компенсаторов. Исследование проводилось при той же схеме закрепления как было описано в разделе 4.6.2, но при постоянном значении температуры 70 °С и рабочем давлении 5 МПа. Результаты исследований приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Результаты исследования

Угол отвода, град.	Максимальное напряжение компенсатора, МПа		
	трапециевидного	S-образного	дугообразного
30	145,4	139,6	125,7
45	117,8	112,9	105,2
60	104,3	102,6	95,0
75	96,5	98,4	91,6
90	91,5	–	–
<i>Примечание:</i> П-образный компенсатор является частным случаем трапециевидного компенсатора с отводами 90°.			

Как видно из результатов исследования НДС компенсаторов при увеличении углов отводов напряжения конструкций уменьшаются. Наиболее приемлемыми углами являются 45°, 60° и 90°, так как данные отводы являются стандартными соединительными деталями и не потребуют дополнительных затрат в случае их покупки.

4.7 Проектирование надземного участка нефтепровода

Для технологического расчета надземного участка принята прямолинейная трасса трубопровода протяженностью 132 км. При проектировании на криволинейную часть компенсатора приходится 6 целых трубных секций, по этой причине расчет участка с S-образной конструкцией не проводился, т.к. для ее строительства требуется производить резку и сварку дополнительной секции, что удорожает проведение СМР. Также данный тип компенсатора обладает наибольшими значениями напряжений.

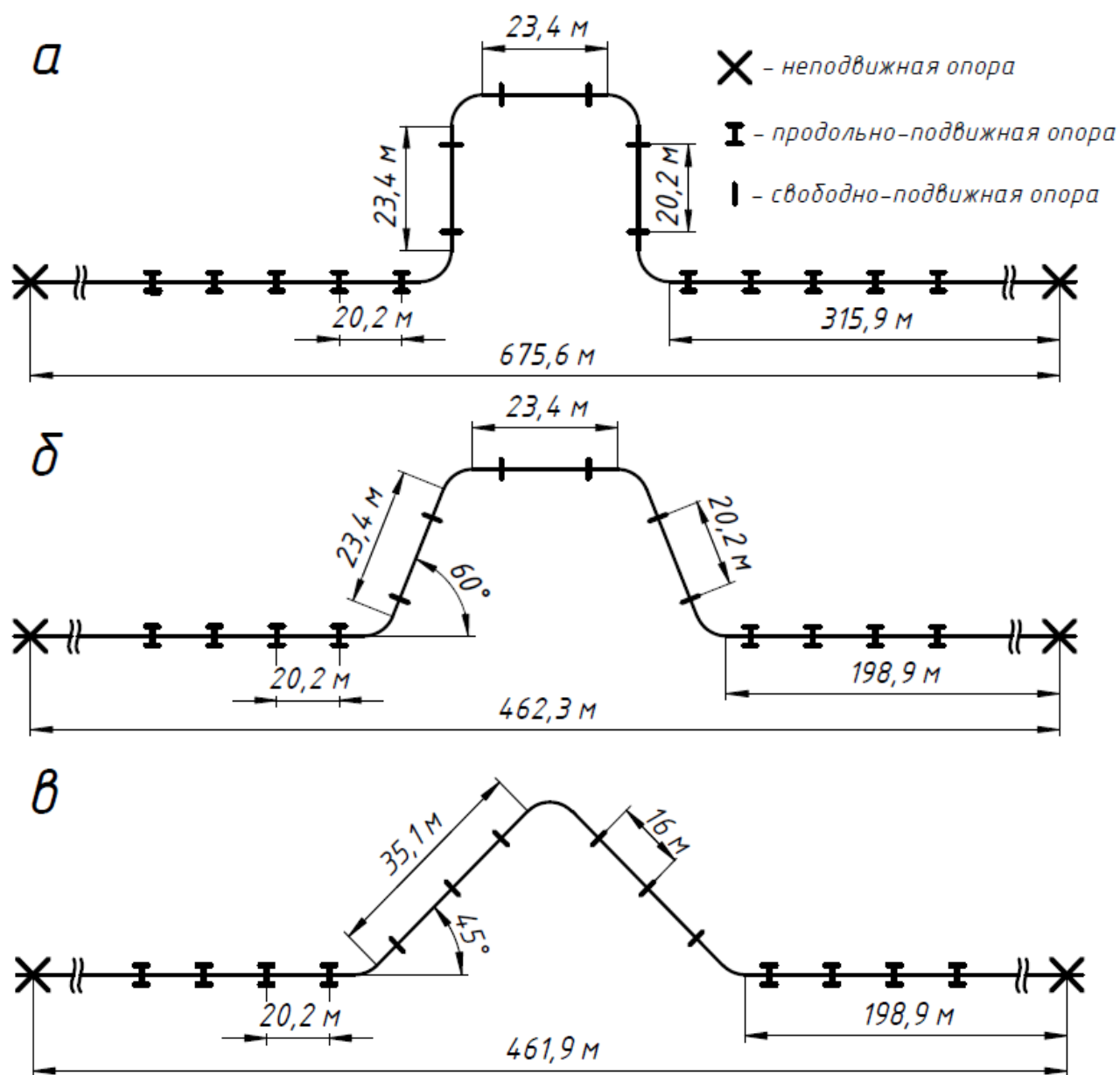


Рисунок 4.5 – Параметры компенсаторов:
а- П-образный; б – трапецевидный; в – дугообразный

Для определения количества компенсаторов, требующихся на расчетный участок, был проведен расчет параметров НДС конструкций при максимально возможной эксплуатационной температуре «горячего» НП – 70 °С. Исходя из проведенных исследований (раздел 4.6.3) для каждого компенсатора были приняты следующие углы отводов: П-образный – 90°, трапецевидный – 60°, дугообразный – два по 45° и один на 90°. В результате были определены длины компенсационных участков (рис. 4.5).

На основании полученных длин компенсационных участков был проведен технологический расчет надземного НП на трассе 132 км (таб. 4.10).

Таблица 4.10 – Расчет участка надземного нефтепровода

Технологические параметры надземного прямолинейного участка НП	Тип компенсатора		
	П-образный	Трапецевидный	Дугообразный
Вылет компенсатора, м	33,6	25,4	27,8
Длина компенсационного участка, м	675,6	462,3	461,9
Протяженность компенсационного участка, м	734,0	489,4	484,0
Коэффициент k	1,086	1,059	1,048
Площадь, занимаемая одним компенсатором, м ²	1129,0	1122,7	773,4
Количество компенсаторов, шт.	196,0	286,0	286,0
Суммарная площадь, занимаемая компенсаторами на участке 132 км, м ²	221284,0	321092,0	221192,0
Суммарное количество отводов, шт.	784,0	1144,0	858,0
Суммарное количество секций, шт.	11760,0	11440,0	11440,0
Суммарное количество опор, шт.	7547	7580	7580
Общая протяженность участка НП, м	143864,0	139968,0	138424,0
Удельная металлоемкость (без опор), т/км	431,76	420,03	415,44

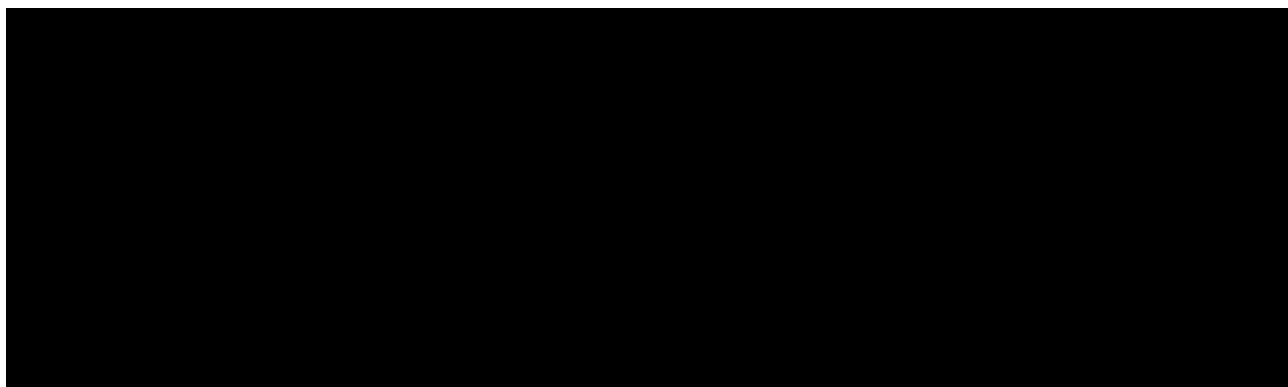
Длина компенсационного участка измерялась как расстояние между неподвижными опорами, а за протяженность принималась фактическая длина оси НП. Для определения удлинения компенсационного участка из-за применяемого типа компенсатора вводился коэффициент k , который определялся как отношение протяженности компенсационного участка к его длине.

Минимальное количество компенсаторов для расчетного участка требуется П-образного типа (196 шт.), так как длина его компенсационного участка больше на 213 м в сравнении с остальными. При этом суммарная протяженность надземного участка максимальна и составляет 143864 м.

Количество дугообразных и трапециевидных компенсаторов для 132 км трассы одинаково и равно 286 шт. Но минимальная удельная металлоемкость (415,44 т/км) и протяженность НП (138424 м) наблюдается при сооружении надземного участка с компенсаторами дугообразного типа. Экономия составляет 320 трубных секций. Однако при этом необходимо дополнительно возвести 33 опоры. Также, в пользу дугообразной конструкции свидетельствует минимальная занимаемая площадь в 221192 м².

В таблице 4.11 приведены капитальные затраты на металлические конструкции (без учета опор) для строительства НП с разными компенсаторами.

Таблица 4.11 – Затраты на металлические конструкции



Экономия капитальных затрат на металлические конструкции при строительстве надземного трубопровода с дугообразным компенсатором составляет порядка 238,321 млн рублей в сравнении с П-образным и 141,214 млн. рублей в сравнении с трапециевидными типами.

					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.8 Расчет суммарных потерь напора на трение

По причине того, что с разными конструкциями компенсаторов расчетный участок имеет разную протяженность и количество отводов, целесообразно провести расчет суммарных потерь напора на трение для определения экономии эксплуатационных затрат на электроэнергию для насосных агрегатов.

Для проведения расчета были приняты следующие данные (таб. 4.12).

Таблица 4.12 – Исходные данные для расчета суммарных потерь напора

Величина	Значение
Температура воздуха, T_b	253 К
Температура нефти в начале участка, T_0	333 К
Коэффициент теплопередачи, K	3,2 Вт/(м ² ·К)
Удельная теплоемкость, c_v	1900 Дж/(кг·К)
Массовый расход нефти, G	1363,5 кг/с
Плотность нефти, ρ	910 кг/м ³
Вязкость нефти при 20 °С, ν_*	1,1·10 ⁻⁴ м ² ·с
Параметр термовязкограммы, a	0,042 К ⁻¹
Разность геодезических отметок, Δz	100 м

Расчет суммарных потерь напора на трение производился в соответствии с [39] по формуле (4.21):

$$H = h_{\text{тр}} + h_{\text{мс}} + \Delta z + h_{\text{ск}} \quad (4.21)$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение по длине, м;
 $h_{\text{мс}}$ – потери напора на преодоление местных сопротивлений, м;
 Δz – разность геодезических отметок, м;
 $h_{\text{ск}}$ – потери скоростного напора на расчетном участке, м.

Так как технология «горячей» перекачки нефти подразумевает ее неизотермический транспорт для определения потерь напора по длине воспользуемся [16].

Для того чтобы определить температуру участка в конце НП воспользуемся уравнением Шухова (4.22):

$$T_K = T_B + (T_0 - T_B) \exp(-Шу) \quad (4.22)$$

где T_B – температура воздуха, К;
 T_0 – температура нефти в начале участка после печей подогрева, К;
 $Шу$ – число Шухова.

Безразмерный комплекс под названием число Шухова определяется по формуле (4.23):

$$Шу = \frac{\pi \cdot D \cdot K \cdot L}{c_v \cdot G} \quad (4.23)$$

где K – коэффициент теплопередачи Вт/(м²·К);
 L – длина участка, м;
 c_v – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К);
 G – массовый расход нефти, кг/с.

Произведем расчет числа Шухова для НП с разными конструкциями компенсаторов:

$$Шу(П) = \frac{3,14 \cdot 1,02 \cdot 3,2 \cdot 143864}{1900 \cdot 1363,5} = 0,57;$$

$$Шу(Т) = \frac{3,14 \cdot 1,02 \cdot 3,2 \cdot 139968}{1900 \cdot 1363,5} = 0,55;$$

$$Шу(Д) = \frac{3,14 \cdot 1,02 \cdot 3,2 \cdot 138424}{1900 \cdot 1363,5} = 0,54.$$

Тогда температуры в конце участков НП составят:

$$T_K(П) = 253 + (333 - 253) \exp(-0,57) = 298,2 \text{ К};$$

$$T_K(Т) = 253 + (333 - 253) \exp(-0,55) = 299,2 \text{ К};$$

$$T_K(Д) = 253 + (333 - 253) \exp(-0,54) = 299,6 \text{ К}.$$

Для определения вязкости нефти в конце участков воспользуемся формулой Филонова-Рейнольдса (4.24):

$$\nu_T = \nu_* \cdot \exp[-a(T - T_*)] \quad (4.24)$$

где ν_* – вязкость нефти при температуре T_* , м/с²;
 T – температура, при которой необходимо определить вязкость, К;

					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

a – параметр термовязкограммы, K^{-1} .

Найдем вязкость нефти:

$$\nu(\Pi)_T = 1,1 \cdot 10^{-4} \cdot \exp[-0,042 \cdot (298,2 - 293)] = 0,88 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \cdot \text{с};$$

$$\nu(T)_T = 1,1 \cdot 10^{-4} \cdot \exp[-0,042 \cdot (299,2 - 293)] = 0,85 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \cdot \text{с};$$

$$\nu(D)_T = 1,1 \cdot 10^{-4} \cdot \exp[-0,042 \cdot (299,6 - 293)] = 0,83 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \cdot \text{с}.$$

Определим скорость движения нефти в НП по формуле (4.25):

$$u = \frac{4 \cdot G}{\pi \cdot D_{\text{вн}} \cdot \rho} \quad (4.25)$$

где ρ – плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр НП, м.

Она равна:

$$u = \frac{4 \cdot 1363,5}{3,14 \cdot 0,996 \cdot 910} = 1,9 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса, характеризующее режим течения нефти, определяется по формуле (4.26):

$$Re = \frac{u \cdot D_{\text{вн}}}{\nu} \quad (4.26)$$

Число Рейнольдса вычисляем при максимальной вязкости, т.е. в конце участка:

$$Re(\Pi) = \frac{1,9 \cdot 0,996}{0,88 \cdot 10^{-4}} = 21505;$$

$$Re(T) = \frac{1,9 \cdot 0,996}{0,85 \cdot 10^{-4}} = 22264;$$

$$Re(D) = \frac{1,9 \cdot 0,996}{0,83 \cdot 10^{-4}} = 22800.$$

Как видно при перекачке нефти по НП с разными конструкциями компенсаторов режим течения во всех случаях турбулентный и для вычисления потерь напора на трение по длине воспользуемся формулой (4.27):

$$h_{\text{тр}} = \frac{0,0247 \cdot Q^{1,75} \cdot \nu_*^{0,25} \cdot L \cdot \exp\left[-\frac{1}{4} a(T_{\text{в}} - T_*)\right]}{D_{\text{вн}}^{4,75} \cdot \text{Шу}} \quad (4.27)$$

					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$\cdot \int_{X_0}^{X_K} \frac{\exp \left[-\frac{1}{4} a T_B (x - 1) \right]}{x - 1} dx;$$

$$X_0 = \frac{T_0}{T_B}; X_K = \frac{T_K}{T_B}$$

где ν_* – вязкость нефти при температуре T_* , м/с²;

T – температура, при которой необходимо определить вязкость, К;

a – параметр термовязкограммы, К⁻¹.

Произведем расчет потерь напора по длине:

$$h_{\text{тр}}(\Pi) = \frac{0,0247 \cdot 1,5^{1,75} \cdot (1,1 \cdot 10^{-4})^{0,25} \cdot 143864 \cdot \exp \left[-\frac{0,042}{4} \cdot (253 - 293) \right]}{0,996^{4,75} \cdot 0,57}$$

$$\cdot \int_{1,179}^{1,316} \frac{\exp \left[-\frac{0,042}{4} \cdot 253 \cdot (x - 1) \right]}{x - 1} dx = 604,03 \text{ м};$$

$$h_{\text{тр}}(T) = \frac{0,0247 \cdot 1,5^{1,75} \cdot (1,1 \cdot 10^{-4})^{0,25} \cdot 139968 \cdot \exp \left[-\frac{0,042}{4} \cdot (253 - 293) \right]}{0,996^{4,75} \cdot 0,55}$$

$$\cdot \int_{1,183}^{1,316} \frac{\exp \left[-\frac{0,042}{4} \cdot 253 \cdot (x - 1) \right]}{x - 1} dx = 584,28 \text{ м};$$

$$h_{\text{тр}}(Д) = \frac{0,0247 \cdot 1,5^{1,75} \cdot (1,1 \cdot 10^{-4})^{0,25} \cdot 138424 \cdot \exp \left[-\frac{0,042}{4} \cdot (253 - 293) \right]}{0,996^{4,75} \cdot 0,54}$$

$$\cdot \int_{1,184}^{1,316} \frac{\exp \left[-\frac{0,042}{4} \cdot 253 \cdot (x - 1) \right]}{x - 1} dx = 570,55 \text{ м}.$$

Местные потери напора на трение определим по формуле (4.28):

$$h_{\text{мс}} = \sum_1^n \xi \cdot \frac{u^2}{2g} \quad (4.28)$$

где ξ – коэффициент местного сопротивления;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Коэффициент местного сопротивления, по данным [39], составляет для отводов 90° – 0,5; для отводов 60° – 0,4; для отводов 45° – 0,3.

					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Выполним расчеты потерь напора на местных сопротивлениях:

$$h_{\text{мс}}(\text{П}) = 0,5 \cdot 784 \cdot \frac{1,9^2}{2 \cdot 9,81} = 72,12 \text{ м};$$

$$h_{\text{мс}}(\text{Т}) = 0,4 \cdot 1444 \cdot \frac{1,9^2}{2 \cdot 9,81} = 84,12 \text{ м};$$

$$h_{\text{мс}}(\text{Д}) = (0,3 \cdot 572 + 0,5 \cdot 286) \cdot \frac{1,9^2}{2 \cdot 9,81} = 57,89 \text{ м}.$$

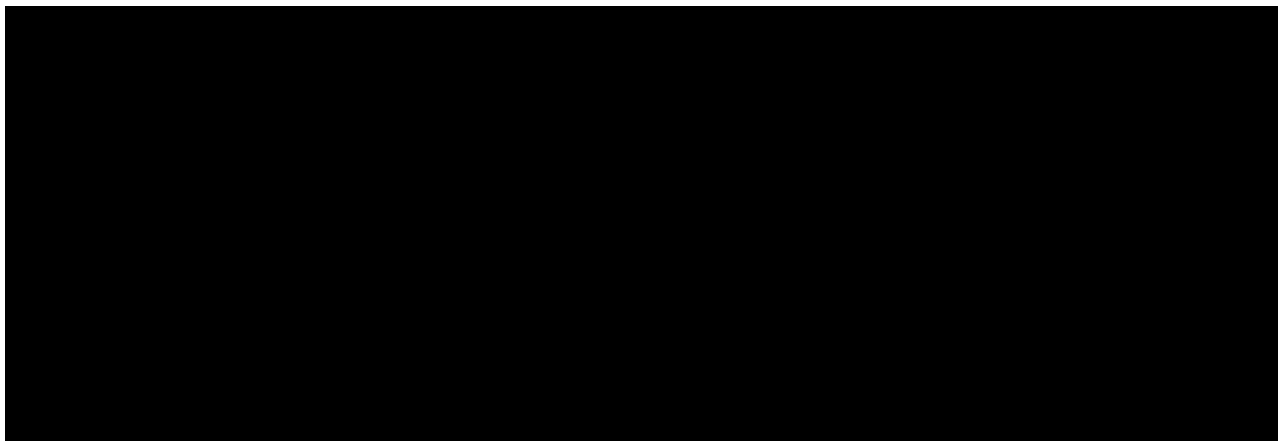
Ввиду малости потерь скоростного напора и незначительного влияния на суммарные потери напора их расчет не проводился. В таблице 4.13 приведены результаты расчета суммарных потерь напора на трение для надземного участка НП с разными конструкциями компенсаторов.

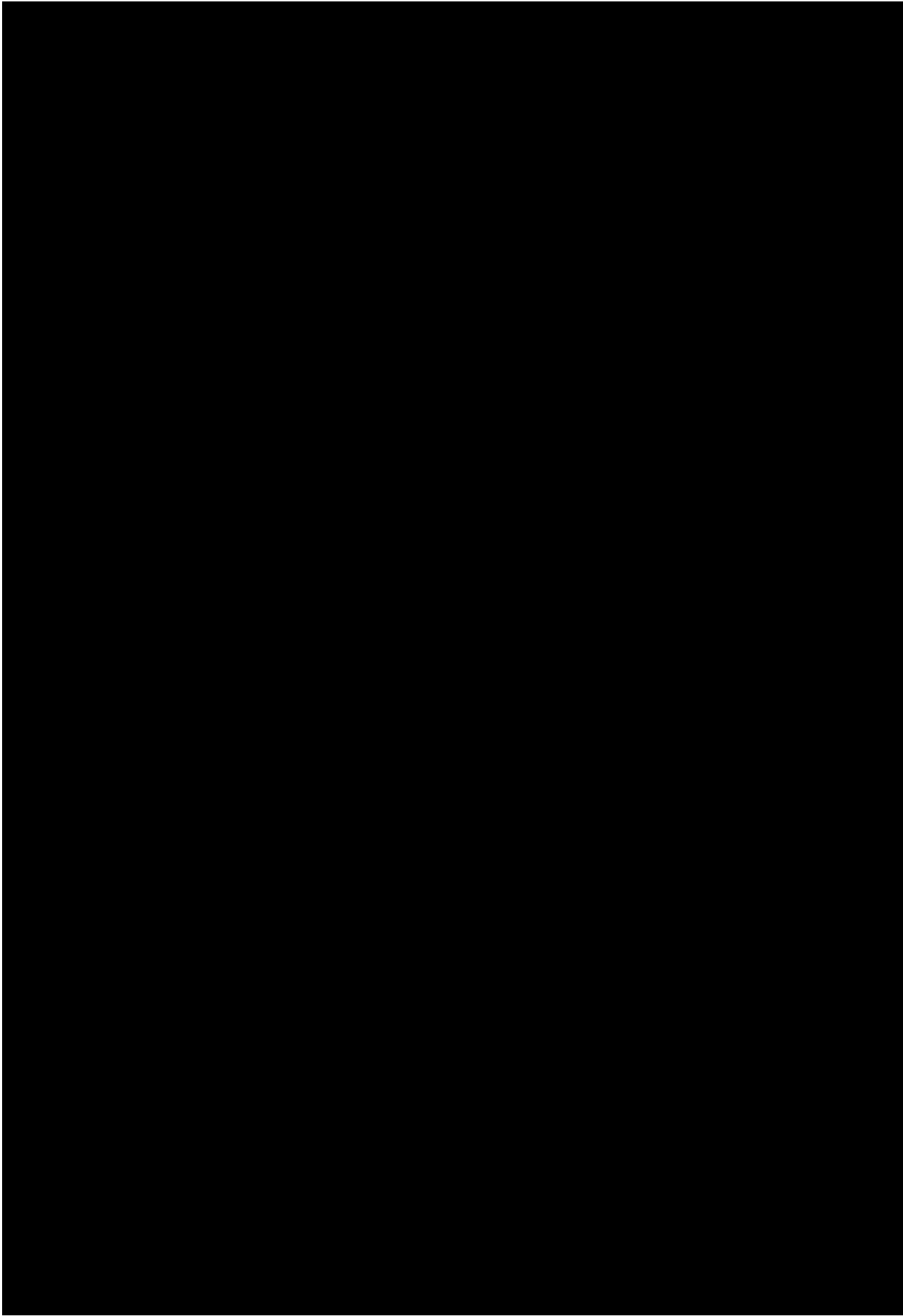
Таблица 4.13 – Результаты расчета суммарных потерь напора надземного НП

Параметр	Тип компенсатора		
	П-образный	Трапецевидный	Дугообразный
Потери напора по длине, $h_{\text{тр}}$	604,03	584,28	570,55
Потери напора на местных сопротивлениях, $h_{\text{мс}}$	72,12	84,12	57,89
Разность геодезических отметок, Δz	100		
Суммарный потери напора, H	776,15	768,40	728,44

Как можно увидеть суммарные потери напора на трение для НП с конструкцией дугообразного компенсатора меньше в сравнении с П-образным и трапецевидным на 6,1 % и 5,2 %, соответственно.

4.9 Расчет энергозатрат на перекачку подогретой нефти





					Технологические расчеты надземного участка магистрального нефтепровода	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение

При проектировании надземных участков магистральных нефтепроводов, осуществляющих транспортировку подогретой нефти, необходимо проводить оценку принятых технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Ранее в работе установлено, что применение дугообразной конструкции компенсационных блоков на линейной части МН позволяет добиться снижения протяженности надземного участка, сокращения удельной металлоемкости проекта и уменьшения объемов энергозатрат на перекачку нефти. В данном разделе проведен анализ предлагаемого технического решения с точки зрения коммерческой эффективности.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности применения технического решения с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Потенциальные потребители

Целевыми потребителями разработанного технического решения являются предприятия нефтяной отрасли, занимающиеся эксплуатацией магистральных нефтепроводов. Как известно, Российская Федерация имеет обширную систему магистральных нефтепроводов. Основным оператором эксплуатации трубопроводных систем в области транспортировки нефти и нефтепродуктов является компания ПАО «Транснефть» и ее дочерние общества. На долю Транснефти приходится около 99 % всех действующих НП в России. Остальная доля относится к дочернему обществу компании ПАО «НК «Роснефть» – АО «Ванкорнефть», которая занимается эксплуатацией нефтепровода «Ванкор - Пурпе».

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.			Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.			71
							112
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

На сегодняшний день оба целевых потребителя имеют опыт в строительстве и эксплуатации надземных участков, расположенных в северных регионах. Как показывают исследования [41], формирующийся потенциал нефтепроводной инфраструктуры предполагает дальнейшее интенсивное освоение указанных территорий. Поэтому предлагаемое техническое решение может быть использовано в будущих проектах строительства трубопроводных систем рассмотренными компаниями.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Проведение анализа конкурентных технических решений помогает своевременно внести изменения в проект с целью достойного противостояния другим конкурирующим решениям. Он помогает выявить сильные и слабые стороны разработки и определить направления её будущего развития [42].

Проведем сравнение конкурентоспособности применения конструкций дугообразного (Д), трапециевидного (Т) и П-образного (П) компенсаторов на линейной части НП. Результаты представим в виде оценочной карты (таблица 5.1), где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная.

Таблица 5.1 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия В _і	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _П	Б _Т	Б _Д	К _П	К _Т	К _Д
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удельная металлоемкость	0,1	3	4	5	0,3	0,4	0,5
2. Минимизация занимаемой площади под конструкцией	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
3. Минимизация протяженности надземной прокладки	0,15	3	4	5	0,45	0,6	0,75
4. Энергоэффективность	0,1	3	4	5	0,3	0,4	0,5
5. Надежность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
6. Безопасность	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25

Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность технологии	0,1	4	4	5	0,4	0,4	0,5
2. Уровень проникновения на рынок	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
3. Снижение капиталовложений	0,15	3	4	5	0,45	0,6	0,75
4. Снижение эксплуатационных затрат	0,15	3	4	5	0,45	0,6	0,75
Итого	1	55	52	52	3,65	4,15	4,9

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (5.1)$$

где B_i – вес показателя, доли;

B_i – балл i-ого показателя.

Таким образом, из результата анализа видно, что конструкция дугообразного компенсатора является конкурентоспособной в сравнении с П-образным и трапециевидным компенсаторами вследствие большего количества баллов по техническим и экономическим критериям эффективности. Однако уязвимым местом данного технического решения является низкий уровень проникновения на рынок.

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ является инструментом стратегического менеджмента и представляет собой комплексное исследование технической разработки. Для того чтобы провести данный анализ необходимо составить матрицу «SWOT», в которой отображаются сильные (С) и слабые (Сл) стороны проекта, а также возможности (В) и угрозы (У).

Результаты SWOT-анализа, проведенного для технического решения по применению конструкции дугообразного компенсатора на магистральных участках надземного НП, представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – SWOT-анализ

	Сильные стороны проекта: С1. Сокращение протяженности прокладки надземного участка. С2. Снижение металлоемкости НП. С3. Снижение суммарных потерь напора на трение. С4. Экономическая эффективность.	Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие НТД на техническое решение. Сл2. Длительный процесс внедрения.
Возможности: В1. Ужесточение политики энергоэффективности и ресурсосбережения нефтетранспортных компаний. В2. Освоение нефтяных месторождений северных регионов РФ. В3. Снижение эксплуатационных расходов компаний.	1. Повышение энергоэффективности при эксплуатации НП. 2. Снижение затрат на металлоконструкции для НП. 3. Обустройство инфраструктуры для транспортировки нефти	1. Разработка политики энергоэффективности и ресурсосбережения для компании в качестве стимула, ускоряющего процесс внедрения и составления новой НТД.
Угрозы: У1. Разработка более усовершенствованного технического решения по компенсации деформаций. У2. Отсутствие проектов по строительству надземных трубопроводных систем в ближайшей перспективе. У3. Нежелание потенциальных потребителей вносить изменения в НТД.	1. Создание экономически выгодных отношений с нефтетранспортными компаниями. 2. Разработка достаточного объема информации (исследований) для пересмотра действующей НТД.	1. Проведение постоянного анализа актуальности технического решения и его дальнейшее развитие. 2. Увеличение охвата рынка, выход на международный уровень.

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя полученные результаты таблицы 5.2, можно заключить, что мероприятия по минимизации влияния угроз и ликвидации слабых сторон позволяют сформировать стратегию выгодной реализации для предлагаемой конструкции.

5.2 Планирование исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках исследования

Для эффективного выполнения поставленных задач исследования необходимо составить план выполнения с указанием вида работы, длительности их исполнения и участников, за которыми закреплены пункты плана.

План производства работ по реализации исследовательского проекта представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, Бакалавр
	4	Календарное планирование работ	Руководитель. Бакалавр
Теоретические исследования	5	Проведение аналитических расчетов на прочность и устойчивость НП	Бакалавр
	6	Проведение математического моделирования компенсационных блоков	Бакалавр
	7	Проведение технологических расчетов надземного участка	Бакалавр
	8	Проведение гидравлических расчетов надземного участка	Бакалавр
	9	Разработка раздела финансовый менеджмент	Бакалавр
	10	Разработка раздела социальная ответственность	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	11	Определение оптимальной конструкции компенсатора	Бакалавр
	12	Оценка эффективности проделанных работ	Руководитель. Бакалавр
Оформление отчета	13	Составление пояснительной записки	Бакалавр
	14	Разработка презентации	Бакалавр

5.2.2 Разработка графика проведения исследования

Трудовые затраты являются основной частью стоимости разработки проекта. Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер. Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости $t_{ожі}$ определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (5.2)$$

где t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;
 t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_{pi} , которая учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями и высчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}, \quad (5.3)$$

где $ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (5.4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 $k_{кал}$ – коэффициент календарности, который определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (5.5)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году;
 $T_{вых}$ – количество выходных дней в году;
 $T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

На основе вышеперечисленных формул были проведены расчёты для определения временных показателей проведения исследования (таб. 5.4).

Таблица 5.4 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Количество исполнителей	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожі}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	1	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	4	8	5,6	1	5,6	8
Выбор направления исследования	1	2	1,4	2	0,7	1
Календарное планирование работ	1	2	1,4	2	0,7	1
Проведение аналитических расчетов на прочность и устойчивость НП	5	10	7	1	7	10
Проведение математического моделирования компенсационных блоков	6	12	7,2	1	7,2	11
Проведение технологических расчетов надземного участка	4	8	5,6	1	5,6	8
Проведение гидравлических расчетов надземного участка	3	5	3,8	1	3,8	6
Разработка раздела финансовый менеджмент	10	15	12	1	12	18

Разработка раздела социальная ответственность	10	15	12	1	12	18
Определение оптимальной конструкции компенсатора	1	2	1,4	1	1,4	2
Оценка эффективности проделанных работ	2	3	2,4	2	1,2	2
Составление пояснительной записки	12	16	13,6	1	13,6	20
Разработка презентации	2	4	2,8	1	2,8	4
Итого:	62	104	77,6	–	75	111

Таким образом, для выполнения ВКР потребуется 111 календарных дней. Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта (таб. 5.5), на которой графически отображена продолжительность выполнения каждого вида работ (месяцы разделены на декады).

Таблица 5.5 – Календарный план-график выполнения ВКР

№	Вид работ	Тк, кал.дн.	Продолжительность выполнения работ											
			Февраль			Март			Апрель			Май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	2												
2	Подбор и изучение материалов по теме	8												
3	Выбор направления исследования	1												
4	Календарное планирование работ	1												
5	Проведение аналитических расчетов на прочность и устойчивость НП	10												

6	Проведение математического моделирования компенсационных блоков	11												
7	Проведение технологических расчетов надземного участка	8												
8	Проведение гидравлических расчетов надземного участка	6												
9	Разработка раздела финансовый менеджмент	18												
10	Разработка раздела социальная ответственность	18												
11	Определение оптимальной конструкции компенсатора	2												
12	Оценка эффективности проделанных работ	2												
13	Составление пояснительной записки	20												
14	Разработка презентации	4												

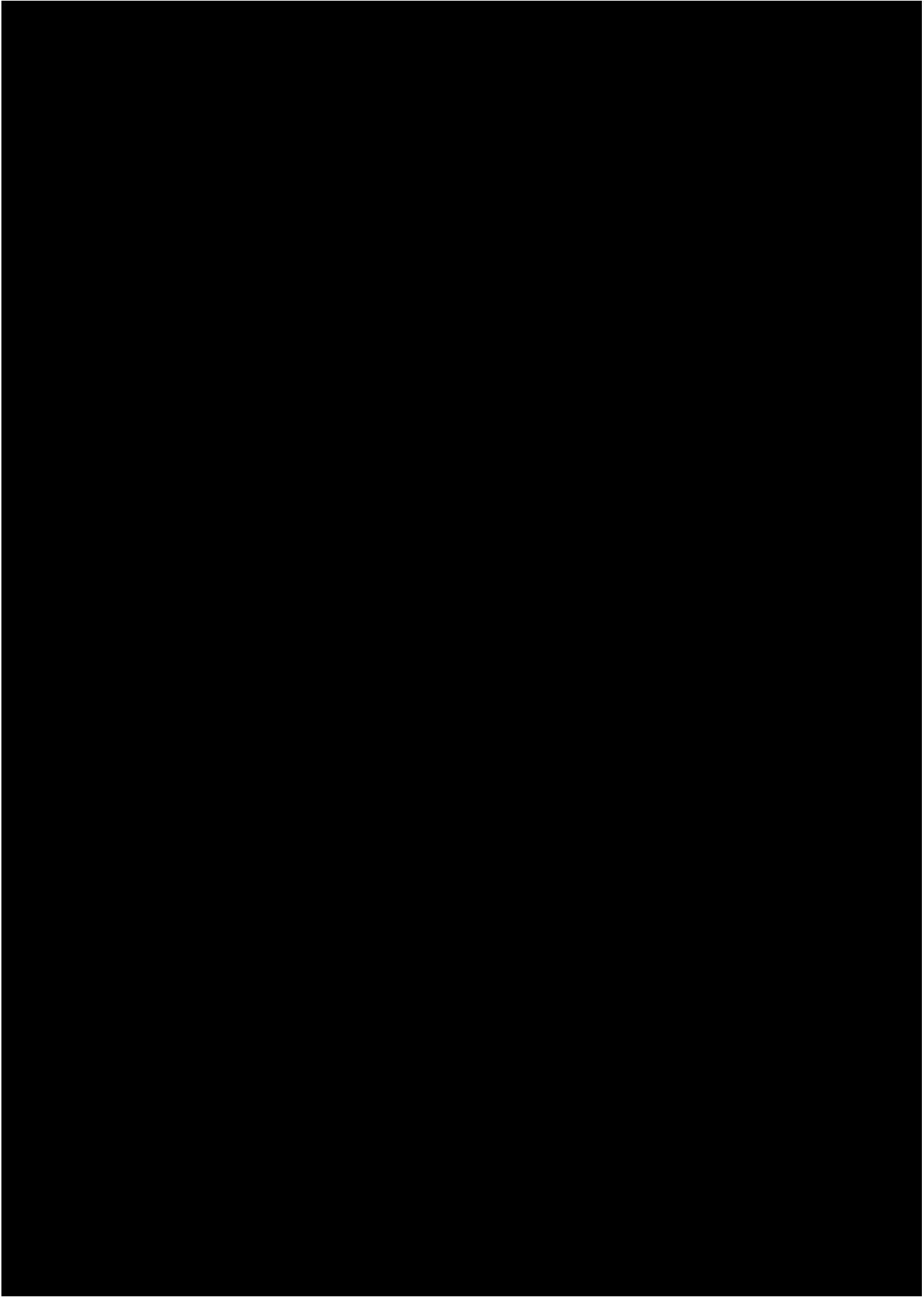
– Руководитель;– Бакалавр

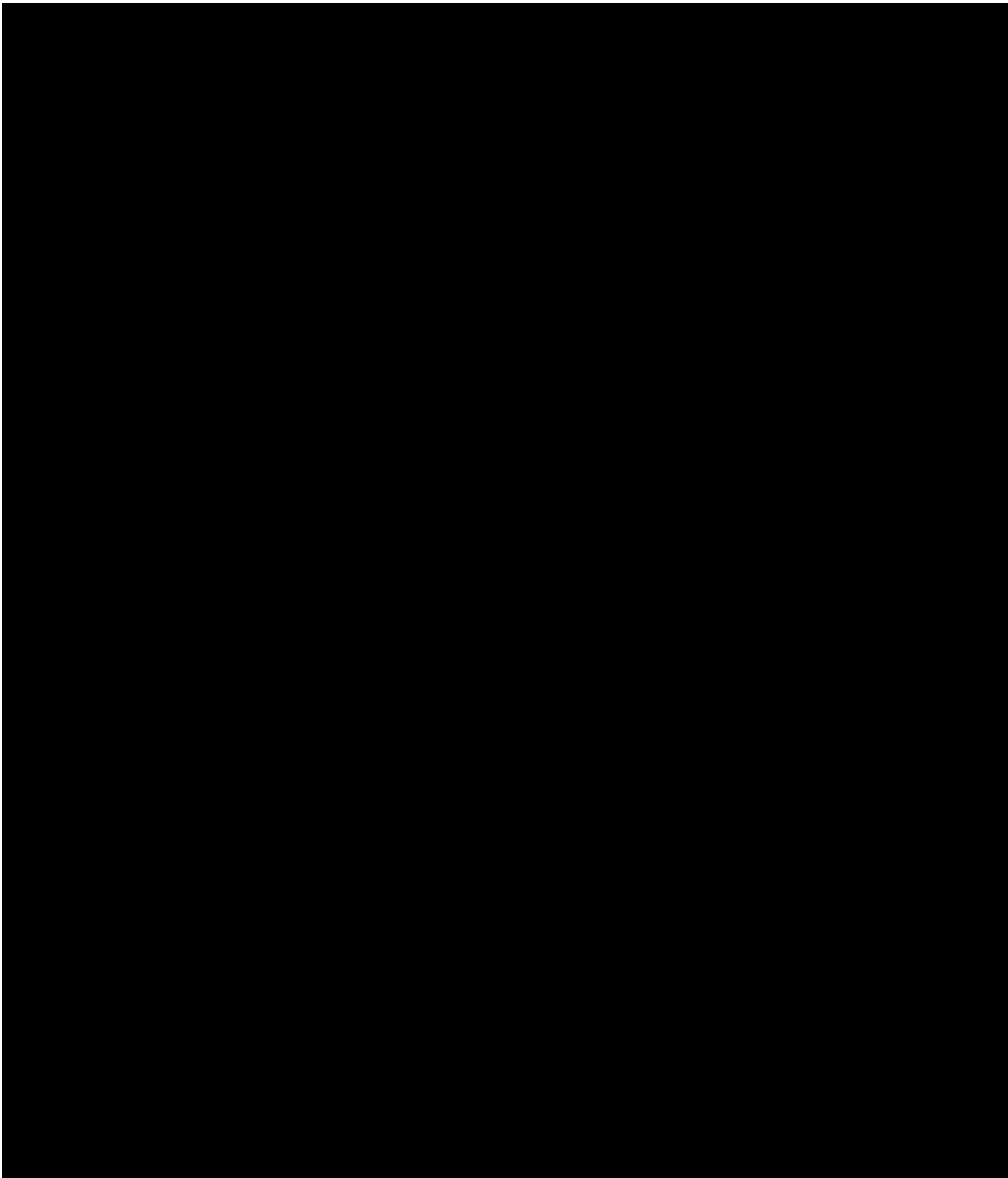
5.3 Техничко-экономическое обоснование применения дугообразных компенсаторов

На сегодняшний день приоритетными задачами в области трубопроводного транспорта нефти являются ресурсосбережение и повышение энергоэффективности [1].

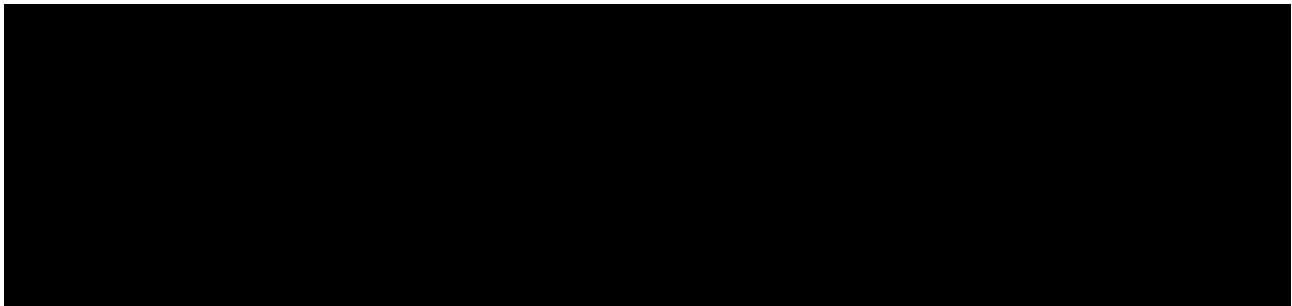
Как было показано в разделе 4, при использовании дугообразной конструкции компенсатора наблюдается снижение потребления электроэнергии МНА и сокращение металлозатрат по отношению к другим типам компенсационных блоков. Поэтому для подтверждения экономической целесообразности выбранного технического решения необходимо провести расчет показателей экономической эффективности.

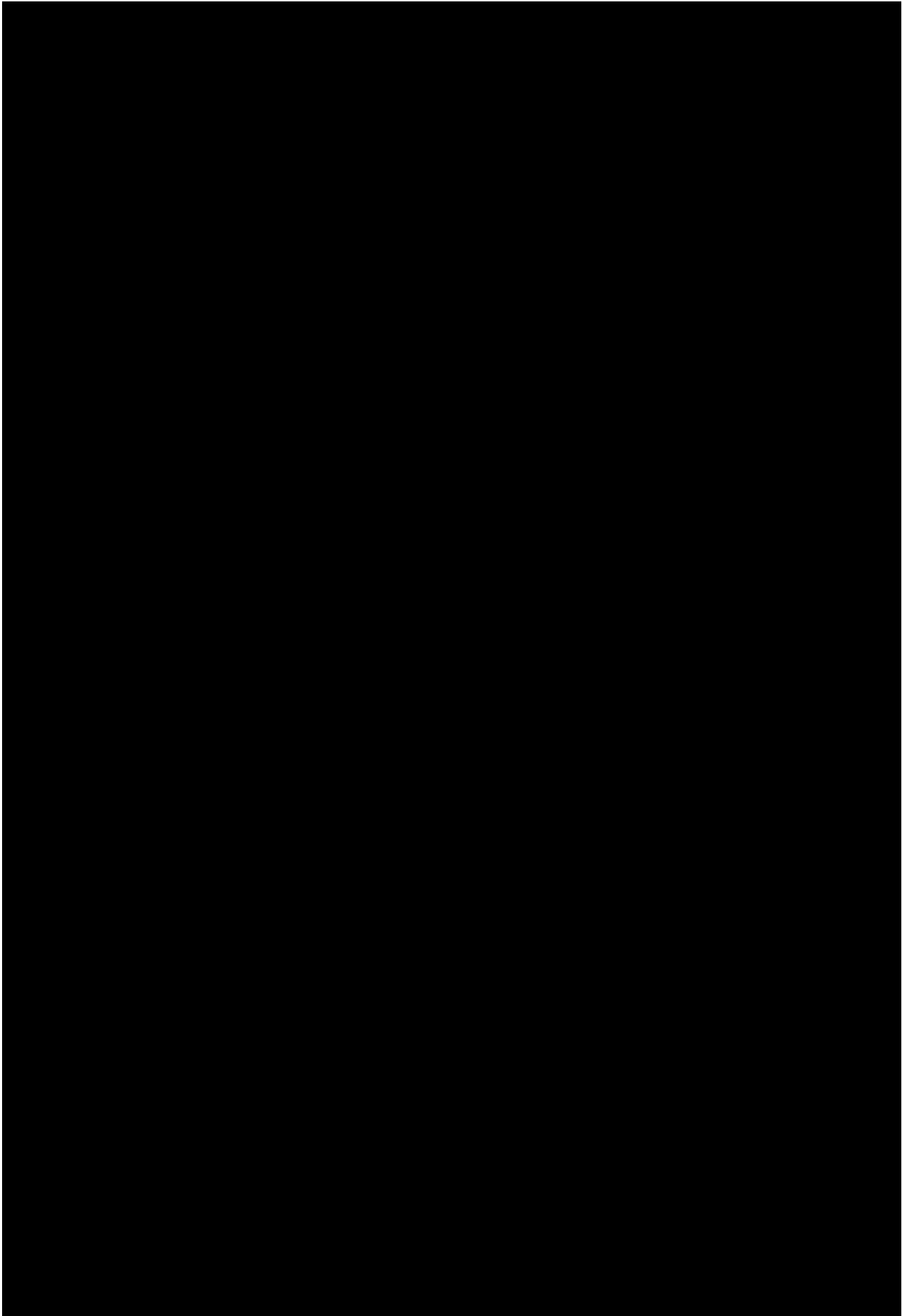
5.3.1 Расчет капитальных затрат



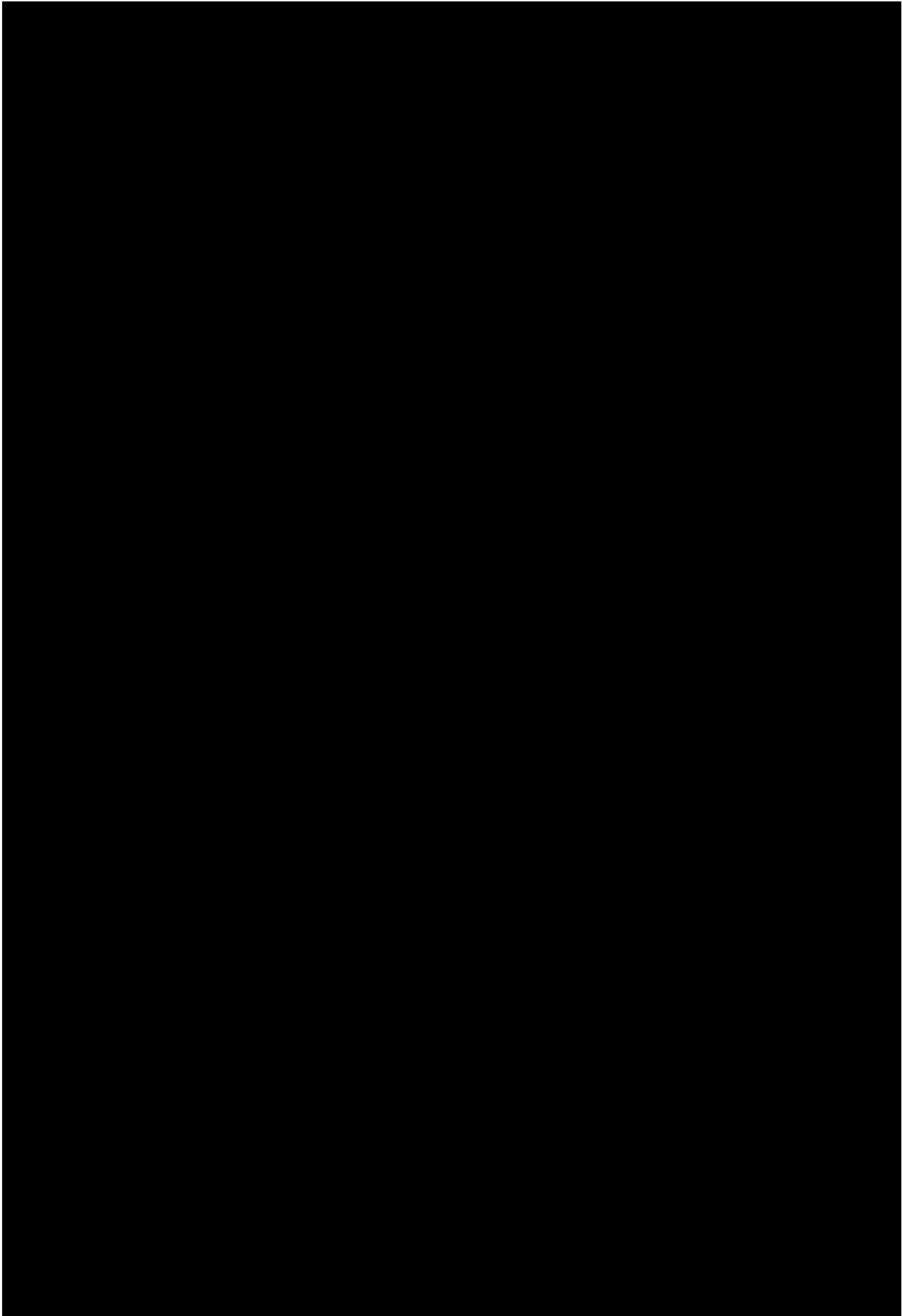


5.3.2 Расчет эксплуатационных затрат





					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.3.3 Расчет показателей экономической эффективности

Для оценки экономической целесообразности применения конкретной конструкции компенсатора необходимо провести расчет чистого дисконтированного дохода (ЧДД) по формуле (5.6).

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{C_t + A_t}{(1+i)^t} - K_t \quad (5.6)$$

где C – приток денежных средств в t году, руб.;
 K – капитальные затраты в t году, руб.;
 A – амортизационные отчисления в t году, руб.;
 T – расчетный период, лет;
 i – ставка дисконтирования.

Главным условием данной оценки является, что $\text{ЧДД} > 0$. Кроме того, время, когда величина ЧДД становится положительной, является дисконтированным сроком окупаемости проекта.

Оценка эффективности использования капиталовложений проводится при помощи индекса доходности (ИД), который рассчитывается по формуле (5.7):

$$\text{ИД} = 1 + \frac{\text{ЧДД}}{K} \quad (5.7)$$

где K – капиталовложения, руб.

Для определения внутренней нормы доходности (ВНД) воспользуемся формулой (5.8):

$$\sum_{t=1}^T \frac{C_t + A_t}{(1 + \text{ВНД})^t} = K \quad (5.8)$$

При расчете выручки от транспортировки нефти по НП с разными конструкциями компенсаторов тариф на перекачку принят на уровне руб./тонн. Следовательно выручка от транспортировки составит млн. руб./год. На основании этого была рассчитана операционная деятельность и определены ЧДД для трех проектов (рис. 5.1 – 5.3).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

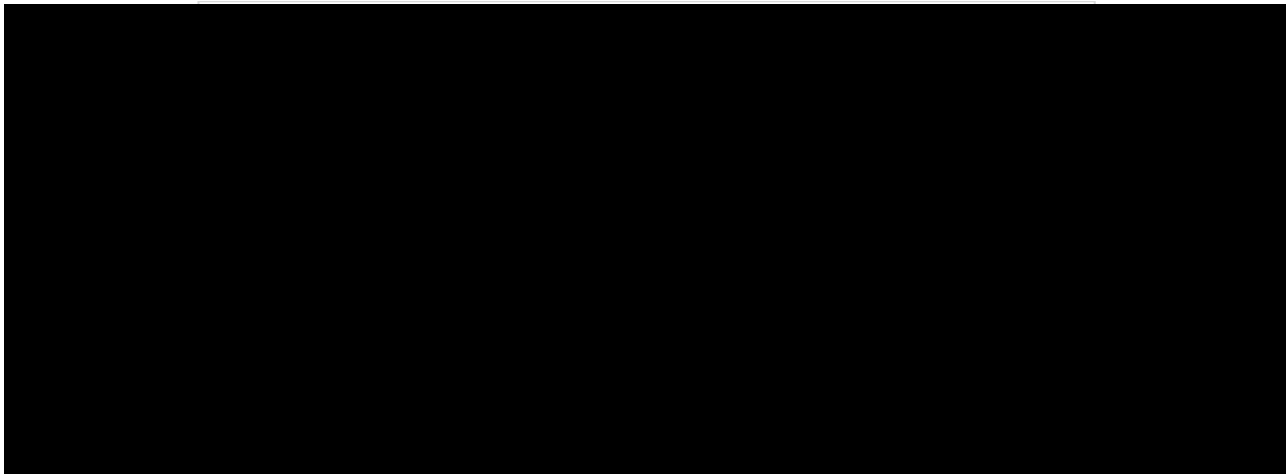


Рисунок 5.1 – ЧДД для НП с П-образной конструкцией компенсатора

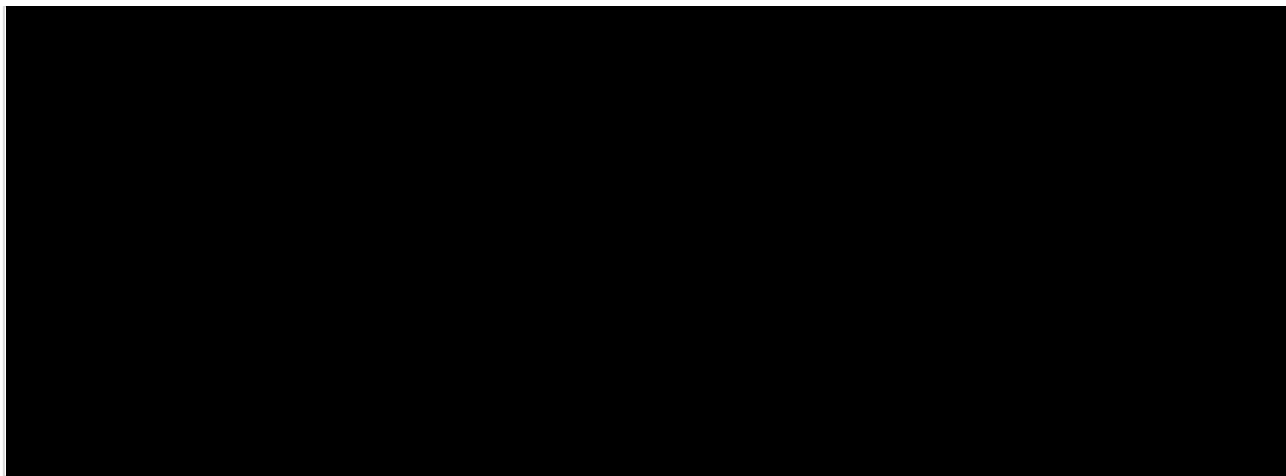


Рисунок 5.2 – ЧДД для НП с трапецевидной конструкцией компенсатора

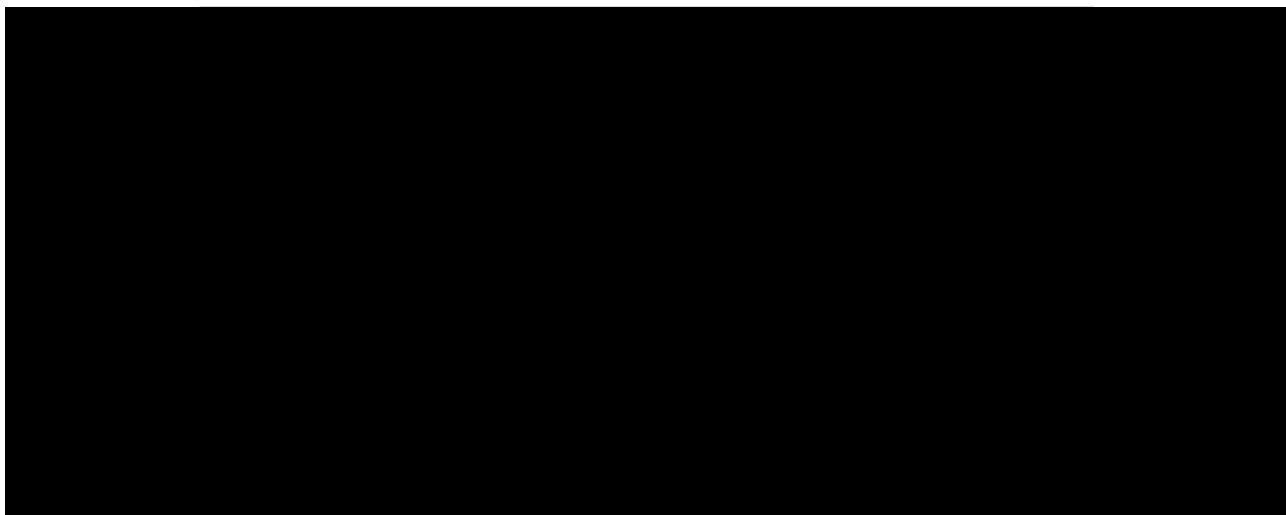
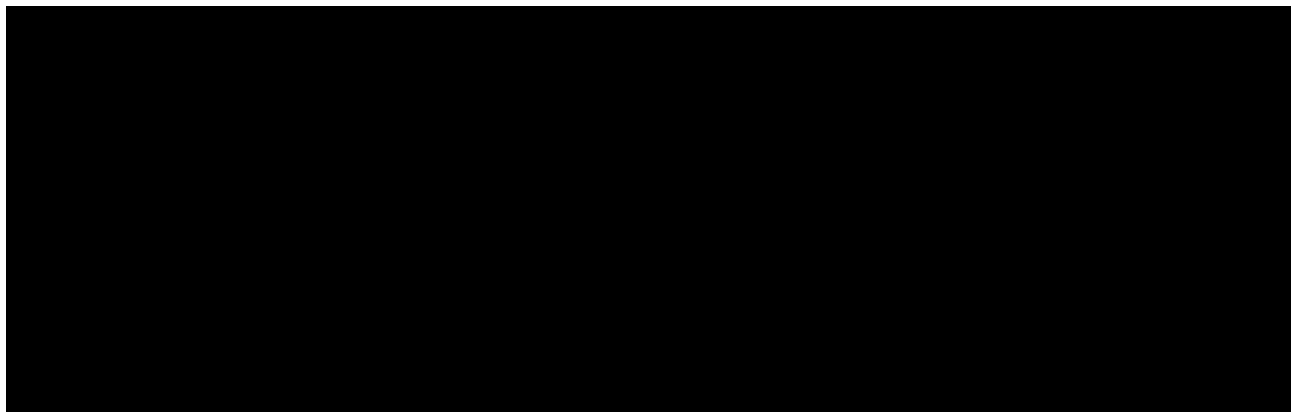


Рисунок 5.3 – ЧДД для НП с дугообразной конструкцией компенсатора

Остальные показатели экономической эффективности представлены в таблице 5.9.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.9 – Показатели экономической эффективности



Таким образом, проведенная оценка экономической эффективности показала, что наибольшим ЧДД = 5702,453 млн. руб. характеризуется проект НП с применением дугообразных компенсационных блоков. Также, данный проект имеет минимальный дисконтированный срок окупаемости – 5,17 лет, что говорит о перспективности его реализации. К тому же высокий индекс доходности делает его наиболее привлекательным для инвесторов. Резюмируя вышеизложенное, можно заключить, что дугообразная конструкция компенсатора является экономически эффективной при сооружении и эксплуатации надземных участков магистрального НП.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Социальная ответственность

При эксплуатации магистральных трубопроводных систем, которые являются опасными производственными объектами [46], особое внимание необходимо уделять вопросам безопасного ведения технологических процессов. В настоящее время требования к социальной стороне деятельности предприятий трубопроводного транспорта приобретают все большее значение. Ошибочные действия при выполнении технологических процессов могут привести к авариям и инцидентам, которые, в свою очередь, негативно влияют на общество и окружающую среду. Поэтому, осознавая потенциальную опасность своей деятельности компаниям необходимо обеспечивать поддержание оптимальных параметров работы, достижение необходимого уровня эксплуатационной надежности и безопасности на производстве, а также контроль санитарных норм и реализацию охраны окружающей среды.

В данном разделе рассматривается рабочая зона трубопроводчика линейного, рабочее место которого располагается в непосредственной близости от магистрального НП.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Отношение между работником и работодателем регламентируется трудовым законодательством. Согласно статье 212 ТК РФ [47], работодатель должен обеспечить работников безопасными условиями и охраной труда, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием и безопасность при выполнении технологических процессов.

Продолжительность рабочего дня, согласно статье 92 ТК РФ, для работников, условия труда на рабочих местах которых по результатам специальной оценки условий труда (СОУТ) отнесены к вредным условиям труда

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.				Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.				87
								112
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А			

3 или 4 степени составляет не более 36 часов в неделю. Продолжительность рабочего времени устанавливается трудовым договором на основании отраслевого (межотраслевого) соглашения и коллективного договора с учетом результатов СОУТ.

В соответствии со статьей 221 ТК РФ, предусматривается бесплатная выдача всем работникам с вредными (независимо от подкласса вредности) и опасными условиями труда спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, а также смывающих и (или) обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами.

Обучение и проверка знаний лиц, принимаемых на работу с вредными и опасными условиями труда, проводится согласно ГОСТ 12.0.004.2015 [48]. Они должны пройти обучение безопасным методам и приемам выполнения работ с обязательной индивидуальной стажировкой на рабочем месте и проверкой полученных знаний и усвоенных навыков.

Работникам, подверженным факторам вредных и опасных условий труда, необходимо проходить обязательные предварительные и периодические медицинские (раз в 5 лет) освидетельствования (за счет работодателя), которое определяет их пригодность для выполняемых работ и предупреждение профессиональных заболеваний (статья 213 ТК РФ).

В соответствии с ФЗ «О специальной оценке условий труда», статье 117 и 147 ТК РФ [47, 49], рабочий персонал, занятый на работах с вредными и опасными условиями труда, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада, а также помимо ежегодного основного оплачиваемого отпуска (28 календарных дней) дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней. Также по результатам СОУТ определяются ряд других компенсаций и льгот для работников, выполняющих свои трудовые обязанности во вредных и опасных условиях, а именно: льготная пенсия; лечебно-профилактическое питание и др.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

В соответствие с [50] правильная организация рабочего места трубопроводчика линейного включает в себя:

- наличие инструментов, приспособлений, оборудования и укладки их в ящики для доставки на место производства работ;
- обеспечение места производства работ средствами индивидуальной и коллективной защиты, первичными средствами пожаротушения, средствами измерения загазованности воздушной среды, средствами связи, аптечкой (не менее 2 шт.);
- спецодежду согласно установленным нормативным документам;
- получение наряд-допуска (на огневые, газоопасные работы и работы повышенной опасности);
- организацию питания и отдых на месте производства работ.

Кроме того, важно не только наличие инструментов и средств индивидуальной защиты, но и их укомплектованность и пригодность к применению. Следует проверить аптечки на укомплектованность их запасом медикаментов и перевязочных материалов. Проверка исправности и пригодности инструментов и приспособлений проводится перед каждым использованием.

Перед выездом на место производства работ необходимо проверить наличие в аварийном автомобиле переносных предупредительных знаков для ограждения мест утечек и разлива нефти/нефтепродуктов, ремонтируемых участков и первичных средств пожаротушения.

К недостаткам организации рабочих мест и неудовлетворительному их содержанию можно отнести следующие нарушения: загромождение рабочих мест, проходов, разбросанными материалами, изделиями, оборудованием и отходами производства, отсутствие планировки и неудовлетворительное содержание территории, плохое состояние пола, перекрытий, бессистемное расположение оборудования.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.2 Производственная безопасность

Эксплуатация магистрального НП и факт его присутствия несет в себе ряд опасностей как для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения, так и для окружающей среды. В таблице 6.1 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для рассматриваемого объекта, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [51].

Таблица 6.1 – Возможные вредные и опасные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Вид работ			Нормативные документы
	Повышенной опасности	Огневые	Газоопасные	
Вредные производственные факторы				
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [52] СП 51.13330.2011 [53]
Повышенный уровень вибрации	+	+	+	ГОСТ 24346-80 [54] ГОСТ 26568-85 [55]
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	+	ГОСТ Р 55709-2013 [56] СП 52.13330.2016 [57]
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+	+	+	Р 2.2.2006-05 [58] МР 2.2.7.2129-06 [50]
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [60] СанПиН 1.2.3685-21 [61]
Опасные производственные факторы				
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии	—	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [62]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	—	+	ГОСТ 12.4.125-83 [63]
Производственные факторы физической природы действия, обусловленные свойствами химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться	—	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [64] ГОСТ 12.1.010-76 [65]

6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

Повышенный уровень шума. В процессе эксплуатации оборудования при проведении газоопасных и огневых работ возникает шум различной частоты и интенсивности. Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха. Предельно допустимые и допустимые уровни звукового давления, уровни звука, эквивалентные и максимальные скорректированные по уровню звука в рабочих помещениях производственного назначения приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Нормируемые параметры шума [54]

Для источников постоянного шума		
Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц	31,5	100
	63	87
	125	79
	250	72
	500	68
	1000	65
	2000	63
	4000	61
	8000	59
Уровень звука, скорректированный по А, дБ	70	
Для источников непостоянного шума		
Эквивалентный скорректированный по А уровень звука, дБ	70	
Максимальный скорректированный по А уровень звука, дБ	85	

Для уменьшения шума необходимо использовать различные средства защиты. К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения. В качестве индивидуальных средств защиты, согласно СП 51.13330.2011 [53], предусмотрены заглушки и наушники, надеваемые на ушную раковину. Снижению шума также способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования. Вывод: при использовании указанных методов и средств защиты шум соответствует требованиям нормативов.

Повышенный уровень вибрации. Создаваемая различным оборудованием вибрация также является вредным производственным фактором.

Она передается человеку на все тело через опорные поверхности и чаще всего локально на руки при работе с ручными машинами. При ее воздействии на работника возникают резонансные явления во внутренних органах, а также происходит влияние на центральную нервную систему. Наблюдается повышенная утомляемость, ухудшение реакции человека, нарушение координации. В таблице 6.3 приведены нормы локальной вибрации.

Таблица 6.3 – Нормируемые параметры локальной вибрации [55]

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Нормативные значения в направлениях			
	виброускорения		виброскорости	
	м·с ⁻²	дБ	м·с ⁻¹ ·10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	12,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,7	129	1,4	109
63	5,4	135	1,4	109
125	10,7	141	1,4	109
250	21,3	147	1,4	109
500	42,5	153	1,4	109
1000	85,0	159	1,4	109

Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации [55]. Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется центровка и балансировка роторов. Вывод: при использовании указанных методов и средств защиты вибрация соответствует требованиям нормативов.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения. При выполнении работ в условиях недостаточной освещенности и напряженной зрительной обстановке происходит повышенная утомляемость, возникновение головных болей и ухудшение зрения. На рабочем месте трубопроводчика линейного в помещениях применяется совмещенное освещение, одностороннее боковое освещение. Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений приведены в таблице 6.4.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.4 – Нормы по освещению рабочей зоны [57]

Искусственное освещение				
Освещенность, лк		Комбинированное освещение	всего	600
			от общего	400
		Общее освещение		
Сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации	Показатель дискомфорта, не более	40		
	Коэффициент пульсации %, не более	10		
Естественное освещение				
Коэффициент естественного освещения, %	Верхнее / комбинированное освещение	4		
	Боковое освещение	1,5		
Совмещенное освещение				
Коэффициент естественного освещения, %	Верхнее / комбинированное освещение	2,4		
	Боковое освещение	0,9		

Вывод: при соблюдении норм освещения рабочих помещений воздействие рассматриваемого вредного фактора минимально.

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости. В таблице 6.5 приведен режим работы на открытой территории в климатическом регионе ИБ (категория работ Иб), где а – продолжительность непрерывного пребывания на холоде (минут), б – число 10-минутных перерывов для обогрева.

Таблица 6.5 – Режим работы на открытом воздухе [59]

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	—	—	—	—	—	—	—	—	190	1	94	2
-15	—	—	—	—	—	—	157	1	118	1	90	2
-20	—	—	—	—	139	1	107	1	87	2	69	3
-25	142	1	126	1	99	2	82	2	67	3	56	3
-30	105	1	82	2	76	2	66	3	55	3	47	4
-35	83	2	76	2	63	3	55	3	45	4	40	4
-40	74	2	64	3	54	3	47	4	41	5	35	5
-45	59	3	55	3	48	4	42	5	36	5	31	5
-50	51	3	48	4	42	4	37	6	32	5	24	7

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В соответствии с МР 2.2.7.2129-06 [59], работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом средств индивидуальной защиты от холода, имеющим теплоизоляцию, соответствующую климатическому региону. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица – маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды. Вывод: при соблюдении режима работы и использовании указанных мер воздействие рассматриваемого вредного фактора минимально.

Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания. Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями [60]. В таблице 6.6 приведены ПДК для различных веществ.

Таблица 6.6 – ПДК загрязняющих веществ в воздухе рабочей зоны [61]

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³
Нефть	300
Сероводород (H ₂ S)	10
Сернистый газ (SO ₂)	10
H ₂ S в смеси с углеводородами (C ₁ – C ₅)	3
Оксиды азота (в пересчете на NO ₂)	5
Пыль	10

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами, респираторами, шланговыми противогазами. Также, уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет вентиляции рабочей

зоны. Вывод: при проведении газоанализа и соблюдении ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны их влияние на организм человека минимально.

6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии. Работа трубопроводчика линейного как в помещениях, так и на трассе НП сопряжена с электрооборудованием (угловая шлифовальная машина, устройство холодной врезки, машинка для резки труб, электропривод запорной арматуры и др.), поэтому возникает опасность поражения электрическим током. Она возможна из-за прикосновения к токоведущим частям при повреждении изоляции кабелей, отсутствия защитного заземления, прикосновение к металлическим частям оборудования при пробое на корпус, не применения защитных средств при обслуживании электроустановок и т. п. Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Предельные напряжения прикосновения и токи [62]

Род тока	Напряжение, В, не более	Ток, мА, не более
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки. К другим коллективным средствам электрозащиты относятся изоляция токопроводящих частей, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение

малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение. Изолирующими средствами защиты при работах с электроустановками служат диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, различные изолирующие подставки [62].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

При нахождении работников в непосредственной близости к работающей технике или механизмам возможно получение механических травм. Опасной скоростью перемещения подвижных частей машин и оборудования, способных травмировать работника ударом, является скорость более 0,15 м/с [66].

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование. Согласно ГОСТ 12.4.125-83 [63] коллективные средства защиты от воздействия механических факторов разделяют на устройства: оградительные, предохранительные, тормозные, автоматического контроля и сигнализации, дистанционного управления и знаки безопасности. К индивидуальным средствам защиты относят каски, специальную одежду и обувь.

Производственные факторы физической природы действия, обусловленные свойствами химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться. Источниками возникновения взрыва или пожара при эксплуатации НП могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [64], объекты магистрального транспорта нефти должны иметь системы пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Предотвращение возникновения источника инициирования взрыва, согласно ГОСТ 12.1.010-76 [65], должно быть обеспечено: регламентацией огневых работ; предотвращением нагрева оборудования до температуры самовоспламенения

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

взрывоопасной среды; применением средств, понижающих давление во фронте ударной волны; применением взрывозащищенного оборудования и др.

К средствам защиты при возникновении указанных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах. Отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающих газов при их горении. Все противопожарное оборудование должно всегда находиться в готовности. Работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций.

При проведении ремонтных работ на НП должен быть оборудован пожарный пост не ближе 5 м от края котлована который включает: огнетушители ОП-9, ОП-10, ОВЭ-4, ОВЭ-5 не менее 10 шт. или ОП-35, ОП-50, ОП-70, ОП-100, ОВЭ-40, ОВЭ-50 не менее 2 шт.; противопожарное полотно (2х2 или 1,5х2 м); ведро и лопата по 2 шт; топор 1 шт.; лом 1 шт; емкость с песком. Также, не ближе 30 м от котлована располагается пожарная автоцистерна, у пульта управления которой постоянно находится человек.

6.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы. Основным источником загрязнения атмосферы при транспортировке нефти по магистральному НП являются выбросы загрязняющих веществ. Пары углеводородов попадают в атмосферу вследствие утечек, испарения через уплотнения, в местах соединений трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры. При работе дизельных установок, котельных агрегатов и подогревателей, которые используются при эксплуатации МТ, углеводородные выбросы в атмосферу поступают с продуктами сгорания. Во избежание загрязнений атмосферы, необходимо поддерживать весь транспортный парк в исправном состоянии, осуществлять постоянный контроль на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов [68].

Защита литосферы. Строительство трубопроводной системы сопровождается серьезными изменениями почвенного покрова. В результате

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

негативного воздействия на литосферу могут происходить такие процессы, как развитие эрозии, образование оврагов, изменение рельефа, заболачивание территории. Основными методами сохранения земельных ресурсов являются: исправление ландшафта, измененного во время работ; создание мелиоративных и гидротехнических сооружений; обработка почвы, путем внесения удобрений. Если же все-таки происходят экстренные случаи при строительстве, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с ГОСТ 17.4.3.04-85 [69].

В период эксплуатации нефтепровода может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться аварийные разливы, отходы эксплуатации и окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и вышеперечисленным инструкциям [70].

Защита гидросферы. При эксплуатации НП такие загрязняющие вещества как нефть, ГСМ, растворители могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, аварии. Кроме того, при возникновении аварийных ситуаций на подводных переходах НП через водные преграды нефть напрямую попадает в водоем. Для защиты гидросферы следует исключить появление источников утечки вредных веществ на месте эксплуатации или при проведении работ, своевременно убирать отходы в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки [71]. На сегодняшний день компании трубопроводного транспорта нефти имеют достаточный опыт по ликвидации аварийных разливов и разрабатывают свои планы по их усранению. При аварийном разливе нефти по водной поверхности решаются три основные задачи: локализация, сбор и

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

удаление нефти с поверхности воды. Основным способом локализации и сбора нефти с поверхности воды является установка боновых заграждений и нефтесборщиков. Удаление осуществляется путем откачки нефти с поверхности воды в специальные емкости [72].

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе строительства и эксплуатации магистрального НП может возникнуть ряд основных чрезвычайных ситуаций (ЧС), которые имеют природный и техногенный характер (рис. 6.1).

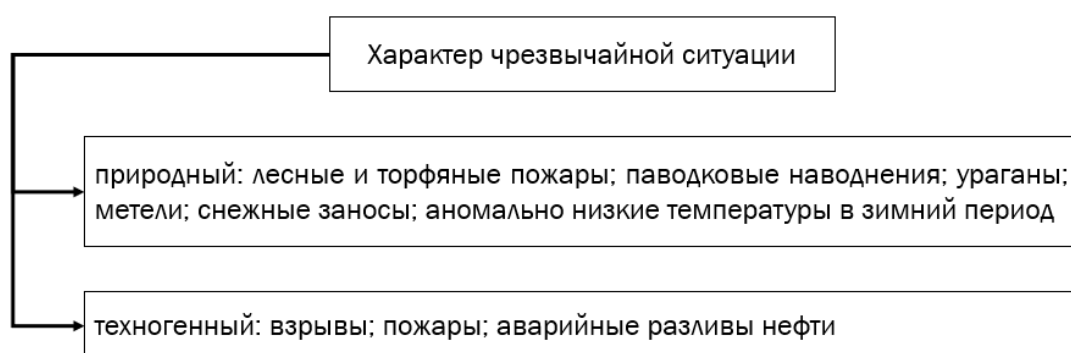


Рисунок 6.1 – Виды чрезвычайных ситуаций

Наиболее вероятная ЧС, которая может возникнуть при эксплуатации НП – аварийный разлив нефти. Причинами чаще всего являются разгерметизация трубопроводов, наружная и внутренняя коррозия, механические повреждения при работах в охранной зоне трубопровода, разрушение под воздействием температурных деформаций, технологические ошибки, гидравлические удары, подвижность грунта, воздействие третьих лиц на трубопровод и др.

Согласно [72] на предприятиях трубопроводного транспорта разрабатываются планы по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти. В этом плане прогнозируются возможные разливы нефти, описывается количество сил и средств для ликвидации аварии, взаимодействие и управление. С работниками отрабатываются первоочередные действия при получении сигнала об аварии.

В случае обнаружения разлива нефти необходимо сообщить диспетчеру районного нефтепроводного управления точное место аварии и характер разлива нефти. Далее, работы по устранению аварии проводятся в два этапа [73]:

1. Локализация разлива нефти. В случае разливов нефти на грунте используют насыпи, перехватывающие траншеи, подпорные стенки, а также заграждения из сорбирующих материалов; при разливах нефти на водной поверхности используют ограждения, диспергенты и сорбенты; разливы нефти в зимних условиях локализуются с помощью заграждений, дамб и снежных преград.

2. Ликвидация разлива нефти. Осуществляется путем сбора разлитой нефти с помощью нефтесборных машин, судов-нефтесборщиков, ручным и механизированным способом, применением сорбентов. Для каждого случая разрабатывается план ликвидации аварийного разлива нефти, в котором указываются основные решения по организации работ.

Выводы по разделу

В данном разделе рассмотрены правовые, организационные и производственные вопросы безопасности при магистральном транспорте нефти по НП, а также вопросы по обеспечению экологической безопасности и безопасности в ЧС.

Были определены вредные и опасные производственные факторы и мероприятия по снижению их воздействия. Раскрыты правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве. Также, было обозначено воздействие магистрального НП на экологию. Для готовности к непредвиденным ситуациям была рассмотрена типовая чрезвычайная ситуация – аварийный разлив нефти и план работ по его устранению.

В заключении раздела важно отметить, что соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности является неотъемлемой частью процесса любого производства.

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

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были получены следующие результаты:

1. Согласно проведенному литературному обзору, оптимальной технологией ресурсо- и энергоэффективной транспортировкой нефти с высокими или аномально высокими показателями реологических параметров являются технологии термического воздействия на углеводородную среду, позволяющие добиться требуемых объемов гидравлических потерь по заданному участку нефтепровода.
2. Обеспечение безаварийной работы участков НП с перекачкой подогретой нефти требует соблюдения условий минимизации температурного воздействия на грунт, исключения процессов растепления и интенсивного изменения НДС трубопровода.
3. Оценка прочностных параметров выбранного участка надземной части НП показала, что обеспечение надежности объекта может быть достигнуто при условии толщины стенки трубопровода не менее 12 мм с учетом максимальных нагрузок согласно выбранному режиму перекачки и условию расстояний между опорами 20,2 м.
4. Установлено, что для сооружения 132 км участка надземной части НП меньше всего потребуется П-образных компенсаторов в количестве 196 шт. Тем не менее, дугообразные компенсаторы в количестве 286 шт. обеспечивают минимальную общую протяженность надземного участка – 138,424 км по сравнению с применением П-образных (143,864 км) и трапецевидных (139,968 км) конструктивных блоков.

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Заключение	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.			Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.			101
							112
						Отделение нефтегазового дела	
						Группа 2Б8А	

5. Получено, что при выборе дугообразных компенсаторов удельная металлоемкость надземного участка НП минимальна и составляет 415,44 т/км. Для других конструкций металлоемкость выше на 1 % и более.
6. Расчет технологических параметров перекачки подогретой нефти по заданному надземному участку НП с дугообразными компенсаторами свидетельствует об уменьшенном объеме гидравлических потерь на 5,2 и 6,1 % по отношению к надземной части с трапециевидными и П-образными компенсаторами при планируемой годовой производительности – 43 млн. тонн/год.
7. Использование дугообразной конструкции позволяет снизить капитальные затраты на сооружении НП более чем на 200 млн. руб. и эксплуатационные расходы на 45 и 52 млн. руб./год в сравнении с трапециевидным и дугообразным компенсаторами соответственно. Также данная конструкция обладает наилучшими показателями экономической эффективности при оценке инвестиционного проекта: ЧДД = 5702,453 млн. руб.; ИД = 1,958.

					Заключение	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованных источников

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: официальное издание : утверждено распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. – URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения: 26.01.2022). – Текст : электронный.
2. Сафин, Р. М. Способы перекачки нефти с подогревом / Р. М. Сафин // Аллея науки. – 2018. – Т. 5. – №. 9. – С. 50-55.
3. Плотникова, К. И. Определение оптимальной температуры подогрева неньютоновской нефти при транспортировке по «горячему» нефтепроводу / К. И. Плотникова, Е. С. Деменин // Севергеоэкотех-2021 : доклады XXII Международной молодежной научной конференции, Ухтинский государственный технический университет. – 2021. – С. 390-392
4. Бикмуллин, А. Ш. Методические подходы к расчету «горячего» трубопровода при транспортировке высоковязкой / А. Ш. Бикмуллин // Инновации. Наука. Образование. – 2020. – №. 22. – С. 50-56.
5. Туркина, А. В. Исследование влияния температуры нагрева нефти на гидравлическое сопротивление в трубопроводе при перекачке высоковязких нефтей / А. В. Туркина // Форум молодых ученых. – 2018. – №. 12-4. – С. 177-183.
6. Трубопроводный транспорт нефти / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробов, А. А. Коршак [и др.] ; под общей редакцией С. М. Вайнштока. – Москва : Недра, 2006. – Т. 1. – 407 с. – ISBN 5-8365-0118-1.
7. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия: дата введения 2002-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения: 26.02.2022). Текст : электронный.

					Обеспечение надежности надземных участков стальных трубопроводов при перекачке нефти с подогревом			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шахметов И.Н.		06.06.	Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		06.06.			103	112
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		06.06.		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

8. Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 : официальное издание : утверждено распоряжением Минприроды России от 1 февраля 2016 г. № 3-р. – URL: <https://rulaws.ru/acts/Rasporyazhenie-Minprirody-Rossii-ot-01.02.2016-N-3-r/> (дата обращения: 26.02.2022). – Текст : электронный.
9. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебное пособие / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров [и др.]. – Москва : Недра, 1988. – 368 с. – ISBN 5-247-00064-1.
10. Аллахвердиева, Д. Т. Влияние термообработки на температуру застывания нефти / Д. Т. Аллахвердиева, И. Н. Евдокимов, Д. Ю. Елисеев [и др.] // Наука и технология углеводородов. – 2002. – №. 1. – С. 50-53.
11. Мастобаев, А. М. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов: справочное пособие / Б. Н. Мастобаев, А. М. Нечваль, М. М. Гареев [и др.]. – Москва : Недра, 2017. – Т. 1. – 494 с. – ISBN 978-5-865-0488-5.
12. Сулейманов, В. А. Оценка времени безопасной остановки нефтепровода, по которому перекачивается высоkozастывающая нефть / В. А. Сулейманов // Вести газовой науки. – 2018. – №. 2 (34). – С. 36-43.
13. Лурье, М. В. Метод расчета времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода / М. В. Лурье, Н. П. Чупракова // Территория Нефтегаз. – 2019. – №. 7-8. – С. 68-74.
14. Якупов, А. У. Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время безопасной остановки нефтепровода / А. У. Якупов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – №. 3. – С. 120-126. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-120-126.
15. BITUMTEK : подогреватели в резервуарах для битума : сайт. – Саратов. – Обновляется в течение суток. URL: <https://bitumtek.ru/podogrevateli.html> (дата обращения 03.02.2022). – Текст : электронный.

					Список использованных источников	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

16. Лурье, М. В. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: учебник для нефтегазовых вузов / М. В. Лурье, Б. Н. Мастобаев, П. А. Ревель-Муроз [и др.]. – Москва : Недра, 2019. – 434 с. – ISBN 978-5-8365-0498-4.
17. Лисин, Ю. В. Технические решения по способам прокладки нефтепровода «Заполярье – НПС «Пурпе» / Лисин Ю. В., Сощенко А. Е., Суриков В. И [и др.]. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №. 1. – С. 24-28.
18. СП 497.1325800.2020. Основания и фундаменты зданий и сооружений на многолетнемерзлых грунтах. Правила эксплуатации: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/603253375> (дата обращения: 08.04.2022). – Текст : электронный.
19. Транснефть : нефтепровод «Заполярье-Пурпе» : сайт. – Москва. Обновляется в течение суток. URL: <http://transneft.tass.ru/#index> (дата обращения 15.04.2022). – Текст : электронный.
20. Alyeska pipeline service company : официальный сайт. – Вальдес. Обновляется в течение суток. URL: <https://www.alyeska-pipe.com/taps-facts/> (дата обращения 26.04.2022). – Текст : электронный.
21. Лисин, Ю. В. Основные технические решения по конструкциям опор трубопроводов для участков надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье-НПС «Пурпе» / Ю. В. Лисин, А. Е. Сощенко, В. В. Бондаренко [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – №. 6. – С. 4-7.
22. Мастобаев, А. М. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов: справочное пособие / Б. Н. Мастобаев, А. М. Нечваль, М. М. Гареев [и др.]. – Москва : Недра, 2017. – Т. 2. – 494 с. – ISBN 978-5-865-0488-5.
23. ГОСТ Р 70001-2022. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термостабилизаторы грунтов сезоннодействующие индивидуальные. Общие технические условия: дата введения 2022-04-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200183000> (дата обращения: 05.05.2022). – Текст : электронный.

					Список использованных источников	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 24.СП 36.13330-2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями № 1, 2): дата введения 2013-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173?section=text> (дата обращения: 05.03.2022). – Текст : электронный.
- 25.Мальцев, С. А. Анализ конструктивных решений компенсаторов надземных нефтепроводов в районах высокого градиента температур на примере нефтепровода харьягинского нефтяного месторождения / С. А. Мальцев // Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2020. – №. 1. – С. 31-39.
- 26.Быков, Л. И. Исследование напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков / Л. И. Быков, И. Ф. Кантемиров, З. А. Бешерян // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – №. 6. – С. 115-125. – DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-6-115-125.
- 27.Онищенко, А. О. Современные технологические решения строительства нефтепроводов в сейсмически опасных районах / А. О. Онищенко, В. А. Долганов, И. А. Томарева // Актуальные проблемы и перспективы развития строительного комплекса. – 2020. – С. 121-131.
- 28.RubberCzech : резиновые компенсаторы : сайт. – Прага. Обновляется в течение суток. URL: <https://clck.ru/gmRh5> (дата обращения 23.03.2022). – Текст : электронный.
- 29.ArmaTrade : сальниковые компенсаторы : сайт. – Москва. Обновляется в течение суток. URL: <https://clck.ru/gmRta> (дата обращения 23.03.2022). – Текст : электронный.
- 30.Ильма : тканевые компенсаторы : сайт. – Санкт-Петербург. Обновляется в течение суток. URL: <https://clck.ru/gmRza> (дата обращения 23.03.2022). – Текст : электронный.
- 31.Быков, Л. И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учебное пособие для студентов высших учебных

- заведений / Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков [и др.]. – Санкт-Петербург : Недра, 2006. – 824 с. – ISBN 5-94920-038-1.
32. Патент № 141422 Российская федерация, МПК F16L 51/00 (2006.01). дугообразный компенсатор для трубопровода : заявл. 31.10.2013 : опубл. 10.06.2014 / Мустафин Ф. М., Шаммазов А. М., Куценко К. В. [и др.]. ; заявитель УГНТУ.
33. Патент № 95059 Российская федерация, МПК F16L 51/00 (2006.01). S-образный компенсатор для трубопровода : заявл. 24.12.2009 : опубл. 10.06.2010 / Шаммазов А. М., Мустафин Ф. М., Ахметов Ф. Ш. [и др.]. ; заявитель УГНТУ.
34. ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4): дата введения 1987-01-01. – URL: <https://clck.ru/gmSqW> (дата обращения: 05.04.2022). – Текст : электронный.
35. ГОСТ Р 57385-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов: дата введения 2017-02-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200143964> (дата обращения: 05.04.2022). – Текст : электронный.
36. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии: дата введения 1998-04-23. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001879?section=text> (дата обращения: 05.04.2022). – Текст : электронный.
37. СП 20.13330. Нагрузки и воздействия: дата введения 2017-06-04. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456044318> (дата обращения: 05.04.2022). – Текст : электронный.
38. Петров, И. П. Надземная прокладка трубопроводов / Петров И. П., Спиридонов В. В. – Москва. : Недра, 1973. – 447 с.

					Список использованных источников	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 39.РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефть»: дата введения 2009-09-16. – Текст : непосредственный.
- 40.Снигеров, Д. С. АО «Транснефть – Западная Сибирь» : производственно-практическое издание. 8-е издание, исправленное и дополненное / Снигеров Д. С., Токарев В. В., Мызников М. О. [и др.]. – Омск. : Омский государственный технический университет, 2021. – 128 с. – ISBN 978-5-8149-3178-8.
- 41.Кирсанова, И. Ю. Оценка обеспеченности территории нефтепроводной и нефтепродуктопроводной инфраструктурой / И. Ю. Кирсанова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – № 6. – С. 652–659.
- 42.Боярко, Г. Ю. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г. Ю. Боярко, О. В. Пожарницкая, В. Б. Романюк [и др.]. – Томск. : – Томский политехнический университет, 2017. – 166 с. – ISBN 978-5-4387-0618-2.
- 43.Минстрой России : официальный сайт. – Москва. Обновляется в течение суток. URL: <https://www.minstroyrf.gov.ru/trades/view.fer-2020.php> (дата обращения 02.04.2022). – Текст : электронный.
- 44.Письмо Минстроя России «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2022 года, в том числе величине индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ» : официальное издание : утверждено Минстроем России от 14 марта 2022 г. № 9932-ИФ/09. – URL: https://www.minstroyrf.gov.ru/upload/iblock/57c/14.03.2022_9932_IF_09.pdf (дата обращения: 05.04.2022). – Текст : электронный.
- 45.Годовой отчет ПАО «Транснефть» за 2020 год // Транснефть. URL: <https://www.transneft.ru/investors/219/> (дата обращения 17.02.2022).

					Список использованных источников	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

46. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон № 116-ФЗ : [принят Государственной думой 20 июня 1997 года]. – Москва, 2021. – 44 с. – ISBN 978-5-905080-38-8.
47. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 01.03.2022). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law_34683/ (дата обращения: 01.05.2022). – Текст : электронный.
48. ГОСТ 12.0.004.2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136072> (дата обращения: 01.05.2022). – Текст : электронный.
49. Российская Федерация. Законы. О специальной оценке условий труда : Федеральный закон № 426-ФЗ : [принят Государственной думой 23 декабря 2013 года]. – Москва, 2022. – 44 с. – ISBN 978-5-908080-23-1.
50. РД-03.100.30-КТН-340-08. Учебное пособие для обучения по рабочей профессии «Трубопроводчик линейный 2-5 разрядов». Транснефть: дата введения 2008-03-01. – URL: <https://pipe-s.ru/uchebnoye-posobiye-truboprovodchika-lineynogo/> (дата обращения: 01.05.2022). – Текст : непосредственный.
51. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 01.05.2022). – Текст : электронный.
52. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 02.05.2022). – Текст : электронный.
53. СП 51.13330.2011. Защита от шума: дата введения 2011-05-20. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097> (дата обращения: 02.05.2022). – Текст : электронный.

- 54.ГОСТ 24346-80. Вибрация. Термины и определения: дата введения 1981-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200009496> (дата обращения: 03.05.2022). – Текст : электронный.
- 55.ГОСТ 26568-85. Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация: дата введения 1987-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200009518?section=text> (дата обращения: 03.05.2022). – Текст : электронный.
- 56.ГОСТ Р 55709-2013. Освещение рабочих мест вне зданий. Нормы и методы измерений: дата введения 2014-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200105706> (дата обращения: 03.05.2022). – Текст : электронный.
- 57.СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение: дата введения 2017-05-08. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 03.05.2022). – Текст : электронный.
- 58.Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда: дата введения 2005-07-29. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200040973> (дата обращения: 08.05.2022). – Текст : электронный.
- 59.МР 2.2.7.2129-06. Физиология труда и эргономика. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях: дата введения 2006-09-19. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200047514> (дата обращения: 08.05.2022). – Текст : электронный.
- 60.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 08.05.2022). – Текст : электронный.
- 61.СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов

					Список использованных источников	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- среды обитания: дата введения 2021-01-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения: 08.05.2022). – Текст : электронный.
- 62.ГОСТ Р 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2011-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200080203> (дата обращения: 11.05.2022). – Текст : электронный.
- 63.ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация: дата введения 1984-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702099> (дата обращения: 11.05.2022). – Текст : электронный.
- 64.ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 11.05.2022). – Текст : электронный.
- 65.ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения: 11.05.2022). – Текст : электронный.
- 66.ГОСТ 12.3.009-76. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности: дата введения 1977-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051603> (дата обращения: 11.05.2022). – Текст : электронный.
- 67.Российская Федерация. Законы. Об охране окружающей среды : Федеральный закон № 7-ФЗ : [принят Государственной думой 10 января 2002 года]. – Москва, 2020. – 79 с. – ISBN 978-5-370-04739-8.
- 68.Российская Федерация. Законы. Об охране атмосферного воздуха : Федеральный закон № 96-ФЗ : [принят Государственной думой 4 мая 1999 года]. – Москва, 2021. – 40 с. – ISBN 978-5-703080-24-5.
- 69.ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL:

					Список использованных источников	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

<https://docs.cntd.ru/document/1200020658> (дата обращения: 12.05.2022). – Текст : электронный.

70. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов: дата введения 2007-09-25. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902065388> (дата обращения: 12.05.2022). – Текст : электронный.

71. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003200> (дата обращения: 12.05.2022). – Текст : электронный.

72. Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации : официальное издание : утверждено Правительством Российской Федерации от 31 декабря 2020 г. № 2451. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202101090019> (дата обращения: 12.05.2022). – Текст : электронный.

73. ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения: дата введения 2018-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146117> (дата обращения: 12.05.2022). – Текст : электронный.