



Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела
Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов

УДК 622.692.4.053:621.577

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Никитина Сандаара Егоровна		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Консультант-лингвист:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		



ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

21.04.01 Нефтегазовое дело. Образовательная программа: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела
Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ А.В.Шадрина
(подпись) (дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистра

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ11	Никитиной Сандааре Егоровне

Тема работы:

Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№37-59/с 06.02.2023г.
Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2023г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода нефтепровода АО «Транснефть – Север».</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования,</i></p>	<p>Провести анализ различных методов транспортировки высоковязких нефтей, выделить экологически-безопасный метод транспортировки. Расчет эффективности тепловых насосов для транспортировки высоковязкой нефти на трубопроводе «Уса-Ухта» АО «Транснефть – Север». Заключение и выводы по работе.</p>

конструирования обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	Разработка разделов «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «Социальная ответственность».
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, профессор, д.э.н.
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович, доцент, к.т.н.
Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ	Айкина Татьяна Юрьевна, доцент, к.ф.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, разделы 1-5.	
Разделы на английском языке: приложение А.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.02.2023г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никulichиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Никитина Сандаара Егоровна		



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела
Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Период выполнения: (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

Форма представления работы:

выпускная квалификационная работа магистра
--

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2023г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	Обзор литературы	10
28.02.2023	Анализ объекта исследования	10
15.03.2023	Исследования методов ремонта газопроводов	15
21.04.2023	Разработка мероприятий по повышению надежности газопровода	15
04.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
12.05.2023	Социальная ответственность	10
16.05.2023	Раздел на иностранном языке	10
20.05.2023	Заключение	10
27.05.2023	Презентация	5
ИТОГО:		100

Составил руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никulichков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01. «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела
Профиль: «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
Период выполнения: (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

Форма представления работы:

выпускная квалификационная работа магистра
--

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2023г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	Обзор литературы	10
28.02.2023	Анализ объекта исследования	10
15.03.2023	Исследования методов ремонта газопроводов	15
21.04.2023	Разработка мероприятий по повышению надежности газопровода	15
04.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
12.05.2023	Социальная ответственность	10
16.05.2023	Раздел на иностранном языке	10
20.05.2023	Заключение	10
27.05.2023	Презентация	5
ИТОГО:		100

Составил руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никulichков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ11	Никитина Сандаара Егоровна

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на приобретение и установку теплонасосного пункта подогрева нефти
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Постановление Правительства РФ от 1 января 2002 года №1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (2 часть) ФЗ №117 от 05.08.2000 в ред. от 28.04.2023.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности теплонасосных установок с целью увеличения пропускной способности нефтепровода
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат на проведение мероприятия
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчёт экономической эффективности применения технологии транспортировки высоковязкой нефти с тепловыми насосами

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2023 г
---	--------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Никитина Сандаара Егоровна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО		
2БМ11	Никитина Сандаара Егоровна		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Разработка решений направленных на повышение надежности газопровода, проложенного в горной местности при его ремонте	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: линейная часть магистрального нефтепровода Уса-Ухта Область применения: нефтепровод, теплонасосные пункты подогрева На пределе своих возможностей в холодные зимние периоды работает магистральный нефтепровод Уса-Ухта. Модернизация или замена насосно-силового оборудования, с целью увеличения располагаемого напора для повышения производительности нефтепровода, ограничена предельным напором трубопровода. Сооружение новых пунктов подогрева, позволит разрешить проблему роста гидравлического сопротивления на этой важнейшей северной магистрали, частично проходящей по зонам островной вечной мерзлоты.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007- 76 ССБТ Контроль за уровнем загазованности приведен в ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу и методы их предотвращения; 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми; 4. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 5. Недостаточная освещённость рабочей зоны; 6. Монотонный режим работы и эмоциональные перегрузки 7. Поражение электрическим током; 8. Повышенная температура поверхности оборудования; 9. Пожаро-взрывоопасность.

3. Экологическая безопасность при эксплуатации	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	1. Перечень возможных ЧС; 2. Мероприятия для снижения риска возникновения ЧС
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 06.02.2023г.	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Никитина Сандаара Егоровна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 130 с, 23 рис., 9 таб., 49 источников, прил 1.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, магистральный нефтепровод, реологические характеристики, тепловой насос, экологически безопасный метод, теплонасосный пункт подогрева.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод «Уса-Ухта».

Цель работы – Разработка более энергоэффективного и экологически безопасного способа транспорта высоковязкой нефти с ограничением процессов сжигания за счёт использования природного низкопотенциального тепла, а также с сокращением потребления первичных энергоресурсов в магистральном транспорте.

В процессе работы проведен анализ различных методов транспортировки высоковязких нефтей, выделен экологически безопасный метод транспортировки. Расчитана эффективность тепловых насосов для транспортировки высоковязкой нефти на трубопроводе «Уса-Ухта» АО «Транснефть – Север».

					Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитина С.Е.			<i>Реферат</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					10	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
Рук-ль ООП.		Шадрина А.В.						

Определения, обозначения и сокращения

ТНУ - теплонасосная установка;

ТНПП - теплонасосный пункт подогрева, в состав которого входит ТНУ и когенерационная установка;

КОП - коэффициент преобразования энергии теплового насоса.

					Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Никитина С.Е.			Определения, обозначения, сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никольчиков В.К.					11	131
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
<i>Рук-ль ООП.</i>		Шадрина А.В.						

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	18
1.1. Физико-географическая характеристика объекта.....	18
1.2. Классификация популярных методов перекачки высоковязкой нефти.....	20
1.2.1. Гидроперекачка.....	21
1.2.2. Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия.....	24
1.2.3 Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями	25
1.2.4 Перекачка термически обработанных нефтей	26
1.2.5 Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками	28
1.2.6 Перекачка нефти с подогревом.....	29
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ СПОСОБА ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ	32
2.1. Принцип работы компрессионных тепловых насосов. Выбор типа компрессора для условий эксплуатации при трубопроводном транспорте нефти	34
2.2. Опыт применения тепловых насосов за рубежом	37
2.3. Способ транспорта высоковязкой нефти с «распределенным» подогревом	38
2.4. Устройство пункта подогрева для осуществления способа «распределенного» подогрева.....	40
ГЛАВА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ФИКСИРОВАНО РАСПОЛОЖЕННЫХ ПО ТРАССЕ ТЕПЛОНАСОСНЫХ ПУНКТОВ ПОДОГРЕВА (С ПРИВЯЗКОЙ К ИСТОЧНИКАМ ПРИРОДНОГО ТЕПЛА).....	46
3.1 Определение мощности теплонасосных пунктов подогрева для магистрального нефтепровода Уса-Ухта	46
3.1.1 Подготовка исходных данных	46
3.1.2 Определение температур нагрева нефти на пунктах подогрева в зависимости от полных дисконтированных затрат на участке	48

3.1.3	Определение мощности теплонасосных пунктов подогрева	51
ГЛАВА 4. РАСЧЕТ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ НА НЕФТЕПРОВОДЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ В ANSYS		56
ГЛАВА 5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТЕПЛОНАСОСНЫХ ПУНКТОВ ПОДОГРЕВА		62
5.1.	Грунт, как источник низкотемпературной тепловой энергии	63
5.2.	Выбор грунтового теплообменника.....	66
5.3	Оценка изменений температуры теплоносителя на выходе из U-образного вертикального грунтового теплообменника	68
5.4	Определение мощности когенерационных установок. Расчет экономии условного топлива.	71
ГЛАВА 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....		77
ГЛАВА 7. Социальная ответственность.....		82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		103
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....		106
Приложение А.....		112

ВВЕДЕНИЕ

Россия считается одной из главных фигур на международной арене энергоресурсов. Обладая крупнейшими мировыми запасами нефти, газа и угля, Россия обеспечивает значительную часть глобального энергетического спроса. Эта огромная производственная мощь порождает сложную и важную задачу – транспортировку больших объемов энергоресурсов на дальние расстояния.

В современной нефтяной промышленности проблемы, связанные с транспортировкой быстрозастывающей и высоковязкой нефти, становятся всё более актуальными. Перекачка таких типов нефти требует использования специальных технологий, которые могут обеспечить необходимую пропускную способность и предотвратить застывание нефти при остановке перекачки.

1. Сложности транспортировки быстрозастывающей и высоковязкой нефти

Нефть с высокими показателями вязкости и склонностью к быстрому застыванию представляет собой сложную проблему для инженеров и нефтяников. Такая нефть обладает высоким сопротивлением потоку, что делает ее транспортировку трудной и требующей значительных энергетических затрат. Кроме того, остановка перекачки может привести к застыванию нефти в трубах, что может привести к сбоям в работе и даже к повреждению трубопровода.

2. Современные технологии перекачки

Для обеспечения эффективной перекачки высоковязкой и быстрозастывающей нефти применяются различные технологии. Одним из

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов			
Разраб.		Никитина С.Е.			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никкульчиков В.К.					14	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
Рук-ль ООП.		Шадрина А.В.						

наиболее эффективных методов является подогрев нефти при помощи тепловых насосов, что позволяет снизить ее вязкость и облегчить перекачку.

Также применяются специальные присадки и ингибиторы, которые снижают скорость кристаллизации нефти и предотвращают ее застывание. Эти методы требуют значительных инвестиций, но они способны обеспечить надежную и эффективную перекачку даже самых сложных видов нефти.

3. Развитие новых технологий

В настоящее время исследуются и тестируются новые технологии, которые могут решить проблемы транспортировки быстрозастывающей и высоковязкой нефти. Среди них - использование электромагнитных полей для изменения физико-химических свойств нефти, что может облегчить ее перекачку.

В настоящее время доля высоковязкой и быстрозастывающей нефти в добыче продолжает увеличиваться, и это вызывает проблемы, связанные с увеличением гидравлического сопротивления магистральных нефтепроводов, по которым осуществляется транспортировка высоковязкой нефти.

На территории Российской Федерации сейчас несколько эксплуатирующихся магистральных неизотермических трубопроводов, через которые осуществляются перекачки высокопарафинистых нефтей. На таких нефтепроводах пользуются различными технологиями для транспорта высоковязких и высоkozастывающих нефтей.

В зимнее время, особенно во время резкого похолодания, температура перекачиваемой нефти в трубопроводе понижается. Если гидравлическое сопротивление трубопровода значительно возрастает и превышает возможности насосного оборудования, перекачку высоковязкой нефти останавливают.

В холод зимой определённые магистральные нефтепроводы работают на

пределе своих возможностей. Ограничения на модернизацию или замену насосно-силового оборудования, которые направлены на повышение производительности нефтепроводов увеличением располагаемого напора, связаны с максимальными параметрами нефтепроводов. Строительство новых теплонасосных пунктов подогрева поможет решить данную проблему увеличения гидравлического сопротивления на магистральных нефтепроводах, которые проходят через вечную мерзлоту. Отметим, что метод "горячей" перекачки нецелесообразен в районах Крайнего Севера, потому что он требованиям экологической безопасности не соответствует.

Однако, чтобы удовлетворить растущий спрос на энергоресурсы, необходимо продолжать исследования и разработку новых технологий, которые позволят эффективно и безопасно перекачивать высоковязкие и высокозастывающие нефти на большие расстояния.

Актуальность работы: Тема выпускной квалификационной работы является актуальной, так как сейчас добываются значительные объемы нефтей, которые обладают высокой вязкостью при обычных температурах или которые содержат большое количество парафина и, следовательно, застывающие при высоких температурах. Транспортировка таких нефтепродуктов при низкой температуре становится крайне затруднительной, таким образом, необходима разработка другого нового способа с экосистемой, чувствительной к тепловому воздействию и с высокими требованиями экологической безопасности.

Цель работы: Разработка более энергоэффективного и экологически безопасного способа транспорта высоковязкой нефти с ограничением процессов сжигания за счёт использования природного низкопотенциального тепла, а также с сокращением потребления первичных энергоресурсов в магистральном транспорте.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- Провести обзор популярных методов перекачки быстрозастывающих и высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам и оценка их эффективности;
- Изучить способ «распределенного» подогрева высоковязкой нефти с использованием рассредоточенных автономных теплонасосных пунктов подогрева (ТНПП) по трассе;
- Изучить принцип работы тепловых насосов;
- Определить температурные режимы фиксированно расположенных по трассе теплонасосных пунктов подогрева (с привязкой к источникам природного тепла) при реконструкции магистрального нефтепровода Уса-Ухта;
- Рассчитать и сравнить потери напора с помощью программного моделирования в ANSYS.

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Физико-географическая характеристика объекта

Акционерное общество «Транснефть - Север» - это дочернее предприятие ПАО «Транснефть» на Европейском Северо-Западе страны, которое имеет стратегическое значение для всей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

АО «Транснефть - Север» эксплуатирует магистральные нефтепроводы «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль». Предприятие создавалось в 70-х годах прошлого века, когда интенсивно осваивали Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию. Нефть, которая транспортируется по этим нефтепроводам, отличается сложными реологическими (высокое содержание асфальтенов, смол и парафинов, высокая вязкость, повышенное статическое напряжение сдвига) и физико-химическими свойствами.

С момента начала эксплуатации магистральных нефтепроводов «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» реологические свойства нефти значительно ухудшились, что можно объяснить нарастающими объемами добычи высокопарафинистых и высокостывающих нефтей Ардалинского, Верхневозейского, Кыртаельского, Харьягинского, а также других месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов			
Разраб.		Никитина С.Е.			Глава 1. Теоретическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					18	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
Рук-ль ООП.		Шадрина А.В.						

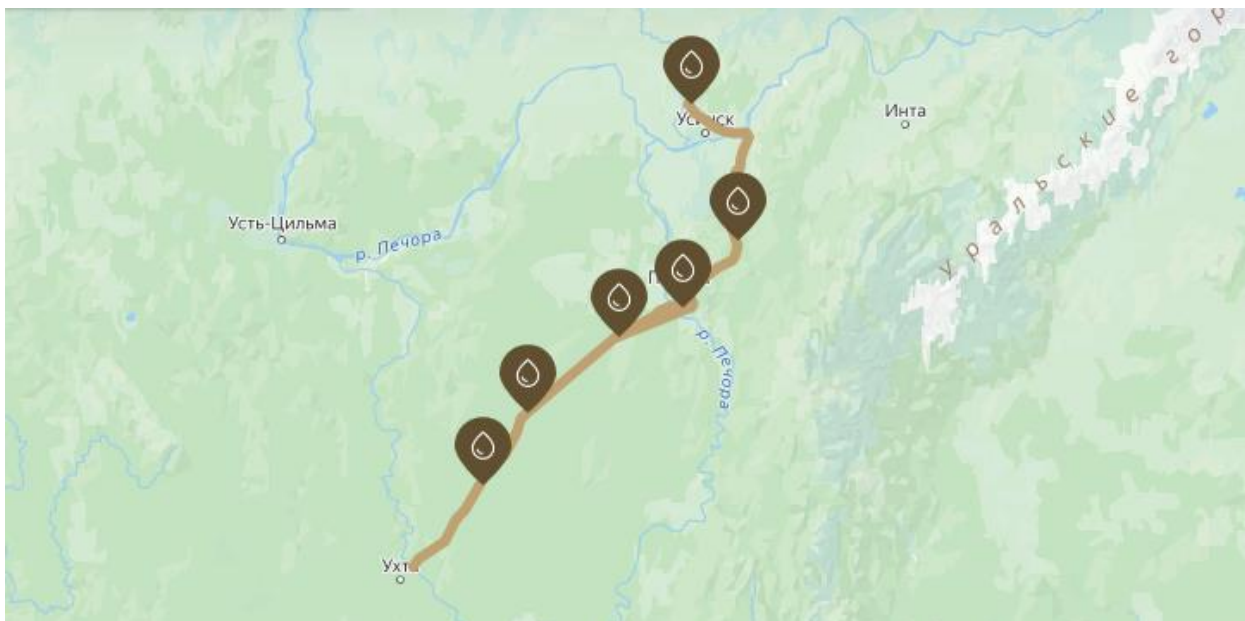


Рисунок 1.1.1 – Карта нефтепровода «Уса-Ухта»

В январе 2022 года Совет директоров ПАО "Транснефть" утвердил Программу инновационного развития компании на период до 2026 года. Программа была разработана в соответствии с указаниями Минэкономразвития России, предварительно согласована с рядом ведомств и одобрена Межведомственной рабочей группой по технологическому развитию при Правительственной комиссии по модернизации экономики и инновационному развитию России. Программа основана на результатах независимого технологического аудита и сохраняет связь с предыдущей программой, действовавшей с 2017 по 2021 годы. Предыдущая программа обеспечила компании соответствие или превышение мирового уровня в 99% использованных технологических решений.

С достигнутыми результатами компания может сосредоточиться на инновационных проектах и НИОКР, которые направлены на поддержание высокого уровня технологического развития и развитие собственного производства. Программа включает мероприятия по мониторингу технологических трендов, апробации таких эффективных технических решений, как альтернативные источники тепла/естественного освещения, аэрокосмическое профилирование (интерферометрия) и роботизированные

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

текучесть и снизить вязкость нефти, что облегчает ее транспортировку.

- 3) Перекачка с подогревом: данный метод предполагает нагрев высоковязкой нефти перед ее перекачкой. Подогрев позволяет снизить вязкость нефти и облегчить ее течение по трубопроводам.

Важно отметить, что выбор конкретного метода транспортировки зависит от особенностей и условий перекачиваемой нефти.

1.2.1. Гидроперекачка

Гидроперекачка - это совместная перекачка нефтей высокой вязкости с водой. Известно три метода гидроперекачки:

1. *Нефть внутри водяного кольца.* Нефть движется внутри водяного кольца, перекачка получается за счёт закачивания воды и вязкой нефти одновременно. Сделать такое кольцо можно:

- С применением винтовой нарезки (как в стволе пистолета). На внутренней стенке трубопровода спиральная приварка проволоки необходимого размера с определенным шагом (рисунок 1.2.1 а).
- Подача воды через кольцевые муфты с отверстиями, которые расположены перпендикулярно направлению движения нефти (рисунок 1.2.1 б).
- Использование трубопровода с перфорированными стенками внутри нефтепровода большего диаметра и прокачкой воды между ними (рисунок 1.2.1 в). [41]

Большой популярностью пользуются среди этих трех винтовая нарезка и кольцевые муфты с отверстиями.

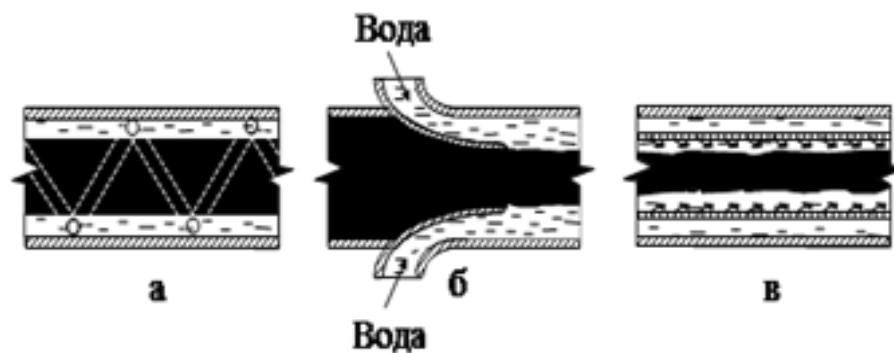


Рисунок 1.2.1

2. Эмульсия типа «нефть в воде» (н/в). Высоковязкая нефть смешивается с водой, чтобы в итоге получилась эмульсия типа «нефть в воде». Вода обволакивает частички нефти, вследствие чего контакта нефти с поверхностью трубопровода не происходит (рисунок 1.2.2, а).

Для того, чтобы стабилизировать эту эмульсию и придать стенкам нефтепровода гидрофильных параметров, то есть возможность удерживать воду на собственной поверхности, в них добавляются поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Устойчивость эмульсии зависит от концентрации и характеристики ПАВ, температуры, режима течения и пропорции воды и нефти в потоке. Также устойчивость эмульсии падает из-за уменьшения объема воды. А при увеличении объема транспортируемой воды она увеличивается, но вследствие этого растут энергозатраты на перекачку балласта, то есть воды. Экспериментально установлено, что достигается наиболее эффективный результат только в том случае, когда минимальное количество воды составляет около 30 % от общего объема представленной транспортируемой смеси. [25]

Однако недостатком данного способа гидрорекачки считается угроза инверсии фаз. Превращение эмульсии типа «нефть в воде» в эмульсию «вода в нефти» (рисунок 1.2.2 б) происходит, когда изменяется скорость или температуры перекачки. Также нежелателен транспорт водонефтяных эмульсий по трубопроводам с промежуточными насосными станциями,

потому что в них происходит диспергирование фаз, вследствие чего такие эмульсии затем разрушить трудно. [Error! Reference source not found.]

Такие эмульсии типа «нефть в воде» перекачиваются только по промышленным трубопроводам, от скважины до установок подготовки нефти. При температуре грунта ниже температуры застывания нефти нефть с водой смешиваются перед подачей в трубопровод. Частицы такой нефти при температуре смешивания представляют из себя твердые гранулы, поэтому логичнее их назвать не эмульсия, а суспензия. [4]

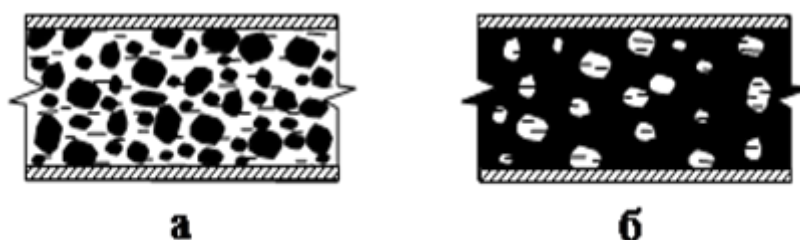


Рисунок 1.2.2

3. Перекачка нефти и воды без вмешательств в формирование структуры потока (рисунок 1.2.3). Нефть и вода имеют плоскую границу разделения. Из-за контакта части трубы с водой происходит увеличение производительности трубопровода и уменьшение перепада давления. Существует несколько разновидностей структурных форм течения, изменение формы происходит вследствие изменения скорости потока. [15]

Структура сразу устанавливается самостоятельно, когда устанавливаются критерии для ее существования.

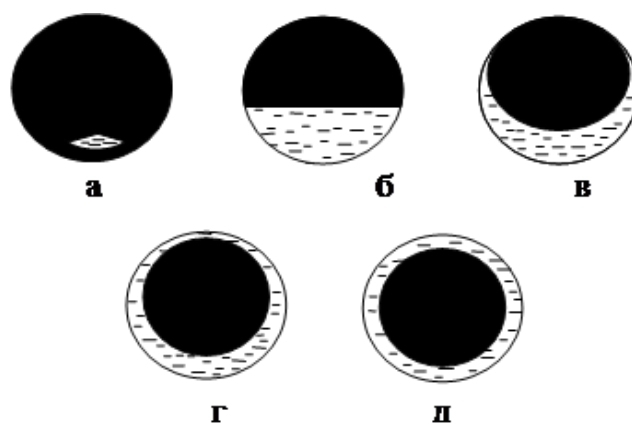


Рисунок 1.2.3

1.2.2. Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия

Предлагается метод переработки нефти, основанный на охлаждении высокопарафинистой нефти с последующим механическим разрушением образовавшихся парафиновых частиц. Чтобы предотвратить повторное объединение "осколков" парафиновой структуры, содержащиеся в нефти смолы и асфальтены обволакивают эти частицы. Для обеспечения подвижности суспензии парафина в нефти в течение продолжительного времени, требуется поддерживать обычные скорости перекачки.

Устройство для виброобработки нефти включает сито, вибратор и трубопроводы (см. рисунок 1.3.1). Виброобработка выполняется с помощью вибросита с определенным размером ячеек и заданной длительностью вибрации. Разрушение парафиновой структуры не происходит при частотах колебаний ниже определенного значения, а при очень высоких частотах вибрации сито может разорвать застывшую нефть.

Процесс виброобработки начинается с погружения вибратора в низкотемпературную нефть. Парафин начинает разрушаться и попадает в всасывающую трубу. Разрушение парафиновой структуры также может происходить непосредственно в трубопроводе с использованием специального устройства, состоящего из каркаса с сетками.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Однако структура парафина в нефти может восстановиться со временем, особенно в зависимости от состава нефти. Молекулы асфальтенов, адсорбирующиеся на поверхности кристаллов парафина, могут затруднять образование прочной парафиновой структуры. Поэтому продолжительность восстановления структуры может увеличиваться при увеличении содержания асфальтенов в нефти. Избыточное содержание асфальтенов в нефти может приводить к ее загущению и увеличению вязкости.

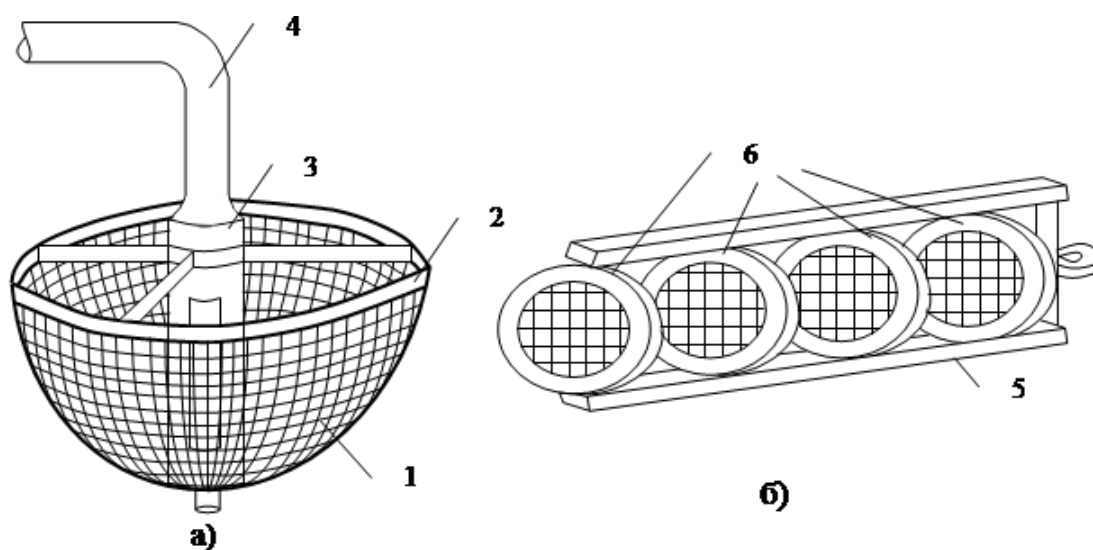


Рисунок 1.3.1

1.2.3 Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями

Применение углеводородных разбавителей-конденсатов и низкотемпературных нефтей эффективно и доступно для улучшения реологических свойств высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Однако использование бензинов и керосина для разбавления высоковязких нефтей и нефтепродуктов не является практичным из-за высоких затрат на доставку этих разбавителей на месторождения и необходимости установок для смешивания. Кроме того, такие разбавители нецелесообразны для мазута и гудрона.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

Для снижения вязкости и температуры застывания смеси рекомендуется использовать низкотемпературные нефти в качестве разбавителя. Смешение низкотемпературных нефтей с высоковязкими может значительно снизить вязкость и облегчить перекачку. Температура смешиваемых компонентов также влияет на реологические свойства нефтяной смеси. Гомогенная смесь достигается путем смешивания при температуре выше температуры застывания вязкого компонента. В неблагоприятных условиях эффективность разбавителя может снижаться, и возможно разделение смеси.

1.2.4 Перекачка термически обработанных нефтей

Процесс термообработки нефти представляет собой обработку нефти при высоких температурах с целью улучшения ее реологических свойств. Этот процесс включает нагрев нефти выше температуры плавления парафинов, а затем контролируемое охлаждение. Первые исследования термообработки были проведены в 1930-х годах и доказали, что данный метод способен более чем вдвое снизить вязкость нефти и снизить температуру застывания на 20 °С.

Было выявлено несколько факторов, связанных с термообработкой:

1. Термообработка улучшает реологические свойства нефтей, содержащих парафины и асфальтосмолистые вещества.
2. Если температура подогрева низкая и ниже температуры плавления парафинов, термообработка может ухудшить реологические свойства высокопарафинистых нефтей.
3. Существует оптимальная температура подогрева, при которой термообработка наиболее эффективна. Эта температура всегда должна быть выше температуры плавления парафинов в нефти.
4. Чем выше содержание парафинов в нефти, тем меньше эффект от термообработки.
5. Важным фактором является способ термообработки и скорость охлаждения нефти.

Эффект термообработки нефти объясняется следующим образом: при низких температурах окружающей среды нефть начинает застывать из-за образования кристаллической структуры парафинов. Исследования показывают, что при более высокой концентрации парафинов и меньшем размере кристаллической решетки структура парафинов становится более прочной. Чтобы полностью растворить парафины, нефть должна быть нагрета до температуры выше их температуры плавления. При последующем охлаждении нефти происходит кристаллизация парафинов.

Асфальтосмолистые вещества играют важную роль в процессе кристаллизации парафина, поскольку они адсорбируются на поверхности кристаллов парафина и снижают поверхностное натяжение между ними. Это упрощает процесс образования парафиновых кристаллов. Однако, если нефть перегревается, это может нанести необратимый вред асфальтосмолистым веществам и снизить эффективность данного процесса.

Улучшение реологических параметров нефти и их степень прямо зависят от температуры нагрева нефти и условий охлаждения. Определение оптимальной температуры термообработки должно осуществляться на основе экспериментов, учитывая конкретные свойства нефти. Скорость охлаждения также влияет на процесс роста парафиновых кристаллов. При достижении оптимальной температуры охлаждения образуются крупные скопления парафина, которые равномерно распределяются по всей системе трубопроводов.

Итоговый эффект термообработки также зависит от состояния нефти в процессе охлаждения. Комбинированный способ охлаждения, который включает охлаждение в движении и в статике при оптимальной температуре термообработки, является наиболее эффективным и целесообразным с экономической точки зрения.

Важно отметить, что реологические параметры термообработанной нефти со временем ухудшаются и в итоге возвращаются к значениям, которые нефть имела до термообработки.

1.2.5 Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками

Депрессаторы, также известные как депрессорные присадки, представляют собой химические соединения, которые воздействуют на нефти с высоким содержанием парафина, способствуя снижению их температуры застывания, уменьшению вязкости и предельного напряжения сдвига. Они также улучшают реологические свойства нефти при добавлении веществ, содержащих асфальтосмолистые компоненты, такие как гудрон и битум.

Для достижения оптимальных результатов рекомендуется использовать специально разработанные депрессорные присадки. В России были разработаны такие присадки, как ВЭС-503 и ДН-1, которые являются полимерными поверхностно-активными веществами. За пределами России популярны присадки, такие как "Paramins", созданные компанией "Echo Chemical".

Обычно полимерные депрессаторы применяются при температуре около 65 °С, когда большая часть парафинов растворяется в нефти. Однако для достижения максимального эффекта рекомендуется добавлять депрессорную присадку приблизительно при температуре, близкой к точке застывания нефти.

Механизм действия депрессорных присадок до конца не изучен, но существует предположение, что они обволакивают частицы парафина, препятствуя их росту.

При добавлении депрессорных присадок в нефть важно обеспечить их равномерное распределение по всему объему нефти. Однако этот подход может привести к увеличению затрат. Для экономии стоимости процесса можно применять обработку не всего объема нефти, а только кольцевого пристенного слоя, что позволяет сократить расход депрессорной присадки и расход нагреваемой нефти при ее добавлении в 10 раз.

1.2.6 Перекачка нефти с подогревом

Один из наиболее популярных способов транспортировки быстрозастывающей нефти и нефтепродуктов через трубопроводы - это перекачка с подогревом. Для этой цели используются различные методы электроподогрева на коротких трубопроводах, такие как применение электрического тока, проходящего через тело трубы, и использование специальных лент и кабелей в качестве электронагревательных элементов.

Метод электропроводки по телу трубы заключается в подключении источника переменного тока с напряжением до 50 В к изолированному участку трубопровода. Согласно закону Джоуля-Ленца, прохождение тока через трубопровод приводит к выделению тепла, что обеспечивает равномерный нагрев стенок трубопровода и находящейся в нем продукции. Однофазные трансформаторы с напряжением от 12 до 36 В используются в качестве источника питания. Трубопровод разделяется на участки, длина которых ограничена действием источника питания, обычно в пределах 1200 метров. При больших длинах трубопровода этот метод становится экономически нецелесообразным и сложным, поскольку нагреваемый участок должен быть электрически изолирован от грунта для предотвращения больших токовых потерь.

Наиболее распространены электронагревательные элементы в виде кабелей и лент, так как они обладают защитой от механических повреждений и термостойкой электроизоляцией. Энергопотребление нагревательного кабеля составляет примерно 100 Вт на 1 метр трубопровода. Кабель обычно укладывается на внешней поверхности трубы, но также может быть установлен на внутренней поверхности. Мощность, потребляемая греющим кабелем, может достигать 4000 кВт, а длина обогреваемого участка может составлять до 13 км.

На магистральных трубопроводах широко применяется метод "горячей" перекачки, который включает подогрев нефти по мере ее остывания. Схема такой перекачки включает следующие этапы: нефть из промысла поступает

предотвращает возникновение проблем при остановке процесса, поскольку исключает застывание нефти в трубопроводах.

Вместе с тем, следует отметить, что применение других методик, например, механического воздействия, барообработки, термодеструктивной обработки, добавления жидких разбавителей, газонасыщения, присадок и термообработки, может быть оправданным в конкретных условиях и для специфических видов нефти. Выбор конкретной методики зависит от многих факторов, включая свойства перекачиваемой нефти, технические возможности и экономическую эффективность.

В конечном счете, обеспечение успешной перекачки высоковязких и быстрозастывающих нефтей требует глубокого технического понимания и применения соответствующих инновационных решений.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ СПОСОБА ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ

Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов является одной из ключевых глобальных проблем нашего времени. Эффективное решение этой проблемы имеет огромное значение для дальнейшего развития человечества и сохранения окружающей среды. В последние десятилетия все развитые страны мира проявляют значительный интерес к новым энергосберегающим технологиям, использующим нетрадиционные возобновляемые источники энергии, в связи с истощением традиционных запасов ископаемого топлива и негативными экологическими последствиями его использования.

На графике, представленном на рисунке 3.1, наглядно видно, какие значительные потери энергии происходят в промышленности. В условиях роста цен на энергоносители становится особенно важным рассмотрение энергосберегающих технологий. Анализ данного графика показывает, что при температурах ниже 100 °С в промышленности утрачивается огромное количество теплоты, которое составляет около 1019 Дж ежегодно, что соответствует тепловой мощности в 317 ГВт. Эти ресурсы представляют собой значительный потенциал, который может быть использован. Количество низкотемпературного тепла, которое не используется и уходит с охлаждающей и технической водой, превышает тепловые потери от дымовых и печных газов, имеющих гораздо более высокую температуру. Возможность использования любого низкотемпературного тепла с помощью тепловых насосов позволяет увидеть значительный потенциал экономии энергии в области теплоснабжения и низкотемпературных технологических процесса

					<i>Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Глава 2. Анализ способа транспорта высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с использованием тепловых насосов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Никитина С.Е.</i>					32	131
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>				Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

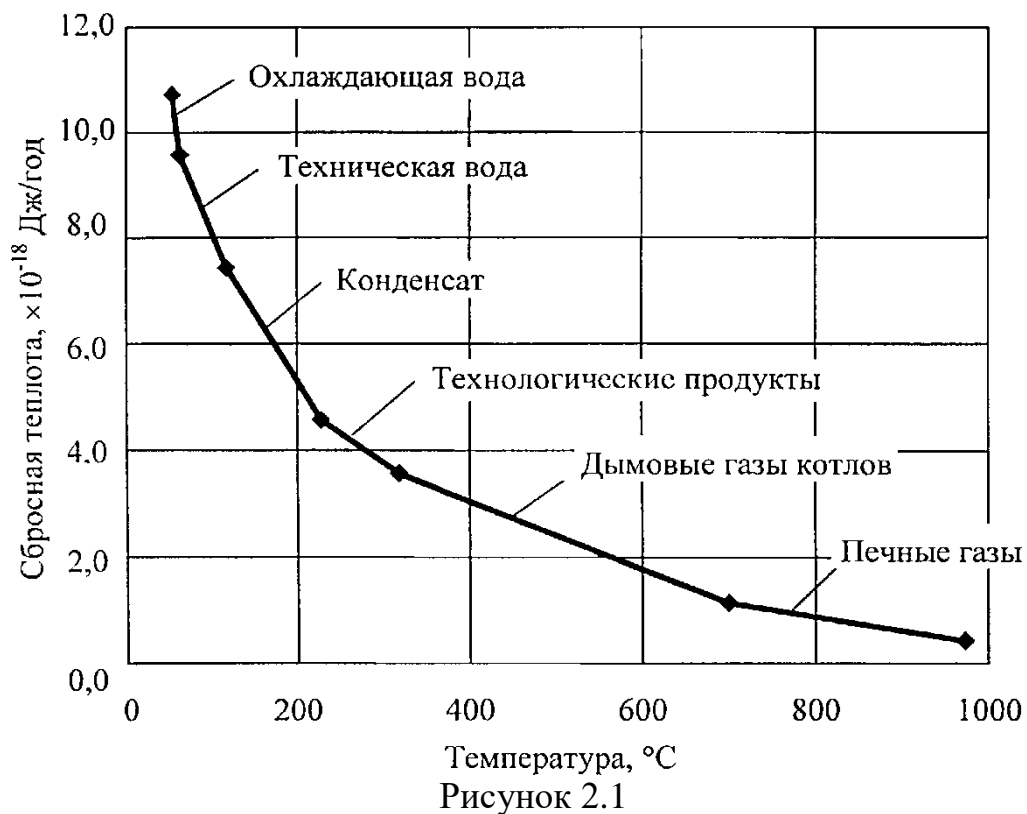


Рисунок 2.1

В трубопроводном транспорте углеводородов также генерируется большое количество тепла в результате сжигания газа в камерах сгорания газотурбинных установок, печах огневого подогрева и других процессах. Однако эти технологии являются энергоемкими и неэффективными с низким КПД, поэтому требуют усовершенствования.

Для решения данной проблемы эффективного использования ресурсов и снижения негативного воздействия на окружающую среду все большее внимание уделяется новым технологиям, основанным на использовании нетрадиционных источников возобновляемой энергии. Одной из перспективных альтернатив являются тепловые насосы, которые могут заменить традиционные устройства подогрева нефти. Тепловые насосы особенно эффективны при низких температурах нагрева. Возможность использования природного тепла позволяет максимально использовать

потенциал тепловых насосов в различных областях, включая теплоснабжение, отопление и горячее водоснабжение на промышленных предприятиях.

Таким образом, внедрение новых технологий, основанных на использовании нетрадиционных источников энергии, становится все более актуальным в условиях растущих потребностей в энергосбережении.

2.1. Принцип работы компрессионных тепловых насосов. Выбор типа компрессора для условий эксплуатации при трубопроводном транспорте нефти

Термин "тепловой насос" происходит из потребности в передаче теплоты от низкотемпературного источника к высокотемпературному. Однако, в соответствии со вторым законом термодинамики, самопроизвольная передача теплоты от низкой к высокой температуре невозможна, аналогично тому, как жидкость не может перетекать самопроизвольно с низкого уровня на высший или из области с низким давлением в область с высоким давлением. Для преодоления этой разности давлений в жидкости используются насосы. Аналогичным образом, для передачи теплоты от низкотемпературного источника к высокотемпературному применяются технические устройства, аналогичные насосам. Эти устройства называются "тепловыми насосами", и они осуществляют "перекачку" теплоты с низкотемпературного потенциала на более высокий.

Тепловые насосы работают на основе принципа повышающего трансформатора тепла, передавая энергию от природного источника низкой температуры (например, реки или водоема) или от отходов тепла к потребителю с более высокой температурой. Для передачи низкотемпературного тепла используются специальные рабочие флюиды, такие как фреон или природные хладагенты, например, диоксид углерода или аммиак.

В процессе работы теплового насоса пары рабочего флюида из испарителя всасываются компрессором и сжимаются до высокого давления.

При сжатии в компрессоре температура паров повышается, что позволяет

					Глава 2. Анализ способа транспорта высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с использованием тепловых насосов	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

передать тепло потребителю. Сжатые и нагретые пары рабочего флюида проходят через конденсатор, где происходит выделение энергии (тепла) при конденсации паров. Выделенное тепло отводится внешней средой, такой как вода или воздух. Сжиженный рабочий флюид затем поступает обратно в испаритель через регулирующий клапан, где он снова нагревается низкотемпературным теплом. Таким образом, обеспечивается циркуляция рабочего флюида в тепловом насосе с перекачкой природного тепла для полезных целей, таких как нагрев нефти.

Существуют различные типы тепловых насосов, включая компрессионные, абсорбционные и термоэлектрические. Однако наиболее распространены компрессионные тепловые насосы. В парокомпрессионных тепловых насосах мощностью свыше 1 МВт чаще всего используются винтовые, поршневые или центробежные компрессоры.

В случае применения теплового насоса для подогрева нефти, перекачиваемой по магистральному нефтепроводу, наиболее подходящим выбором будут тепловые насосы с центробежными компрессорами. Они обладают высокой эффективностью по сравнению с винтовыми насосами, и их производительность составляет минимум 20-30% от номинальной мощности. Кроме того, современные тепловые насосы с центробежными компрессорами быстрее выходят на рабочий режим, чем насосы с винтовыми компрессорами.

компрессорами быстрее выходят на рабочий режим, чем насосы с винтовыми компрессорами.

2.2. Опыт применения тепловых насосов за рубежом

Тепловые насосы представляют собой эффективную альтернативу традиционным методам теплоснабжения, основанным на сжигании органического топлива. В регионах, таких как Центральная и Северная Европа, США и Канада, где преобладает холодный климат, спрос на тепловые насосы связан в основном с отоплением, а не охлаждением воздуха.

В США тепловые насосы широко используются в системах воздушного отопления с вентиляцией, которые обеспечивают как нагрев, так и охлаждение наружного воздуха. В Европе они чаще применяются в системах водяного отопления. Системы напольного отопления, где циркулирует теплоноситель с низкой температурой (35-40 °С), особенно популярны в Европе, так как они способствуют повышению эффективности тепловых насосов за счет уменьшения разности температур на испарителе и конденсаторе. Большинство тепловых насосов, использующих низкопотенциальное тепло из земли в Европе, оснащены электрическими компрессорами.

В России спрос на тепловые насосы пока остается невысоким по сравнению с западными странами, несмотря на благоприятные условия для развития нетрадиционной энергетики. В таблице 2.2.1 приведены рабочие параметры и стоимости тепловых насосов, производимых в России. Цена тепловых насосов, производимых в России, составляет около 83 долларов США за 1 кВт расчетной тепловой мощности, в то время как стоимость импортных насосов может достигать 200 долларов США с доставкой. Кроме того, стоимость внешнего теплообменника может превышать стоимость самого теплового насоса в два раза.

Таблица 2.2.1

					Глава 2. Анализ способа транспорта высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с использованием тепловых насосов	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Производитель	Марка	Расчетная теплопроизводительность, кВт	Расчетная температура для теплоснабжения, °С	Стоимость 1 кВт расчетной тепловой мощности, \$ США
ФГУП «Рыбинский завод приборостроения»	АТНУ	10,3; 12,0; 14	55	290 ÷ 320
ЗАО ОКБ «Карат», г. Санкт-Петербург	ТНУ-КР	5; 10; 18; 25; 30; 50; 60	55	300 ÷ 1000
ЗАО «Полад», г.Тольятти	ТХУ, НКТ	8; 16,4; 17,6; 29,5;	60	Данные отсутствуют
ЗАО НПФ «Тригон ЛТД», г.Нижний Новгород	НТПБ, НТВ	10; 20; 35; 60; 80; 150; 300; 500; 1000; 2200; 5000	58	90 ÷ 420
Московский завод «Компрессор»	НТ	370; 520	52	294 ÷ 346
ЗАО «Энергия», г.Новосибирск	НТ	110; 280; 300; 500; 1000; 3000	80	83 ÷ 163

Не смотря на высокую стоимость, использование тепловых насосов с использованием низкотемпературного тепла из природных источников может быть эффективным для снижения вязкости перекачиваемой нефти и увеличения пропускной способности магистральных нефтепроводов. Это представляет собой интересную задачу для дальнейших исследований.

2.3. Способ транспорта высоковязкой нефти с «распределенным» подогревом

Современная проблематика окружающей среды, рационального использования природных ресурсов и энергосбережения приобретает всемирное значение [15]. В настоящее время наблюдается увеличение доли добычи высоковязкой нефти, что вызывает проблемы, связанные с увеличением гидравлического сопротивления в магистральных нефтепроводах.

Подогрев нефти представляет собой эффективный способ снижения ее вязкости и, следовательно, уменьшения гидравлического сопротивления в нефтепроводах. Это позволяет сократить потребление первичных энергоресурсов, таких как газ, дизельное топливо и электроэнергия, необходимых для механической перекачки нефти.

Исследования показывают, что оптимальным с экономической точки зрения является перекачка нефти по магистральным нефтепроводам при близком к изотермическому температурном режиме. Наиболее эффективным значением является температура, превышающая температуру окружающей среды на 3-5 градусов или более. При этом использование тепла, выделяющегося при трении, также является положительным фактором.

В данной работе рассматривается метод транспортировки высоковязкой нефти с "распределенным" подогревом, который позволяет приблизить температурный режим перекачки по магистральному нефтепроводу к изотермическому состоянию. Этот метод основан на установке небольших точек подогрева вдоль трассы нефтепровода, преимущественно на участках с повышенным сопротивлением. В пунктах подогрева нефть нагревается на 1-7 градусов, что приводит к "пилообразному" распределению температуры по длине нефтепровода (Рисунок 2.3.1.) [16].

При перекачке вязкопластичных нефтей на пунктах подогрева осуществляется нагрев до температуры, превышающей предельное напряжение сдвига.

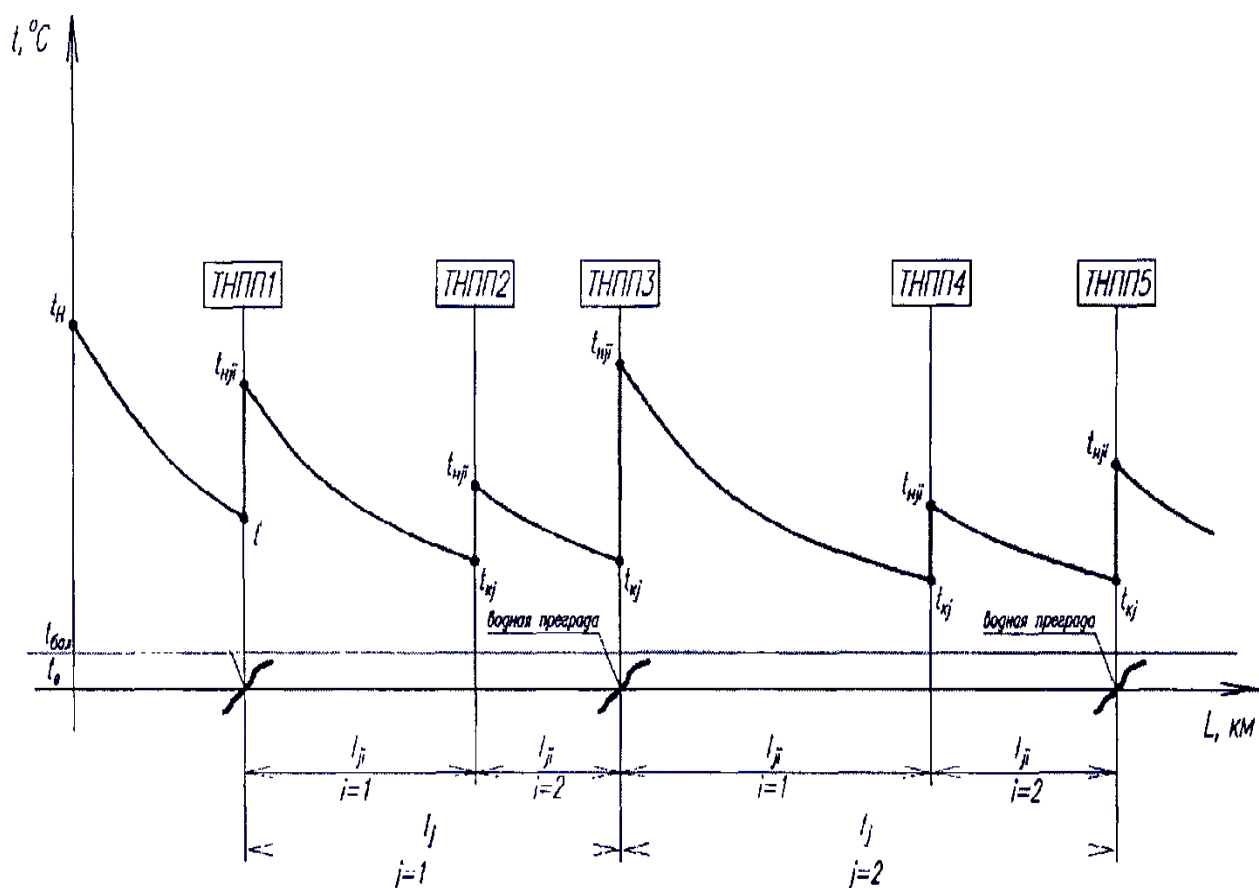


Рисунок 2.3.1.

2.4. Устройство пункта подогрева для осуществления способа «распределенного» подогрева

При реализации метода "распределенного" подогрева, одним из вариантов использования тепловых насосов малой мощности является их установка на тепловых станциях. Такие тепловые насосы работают по принципу парокомпрессии и используют электричество для привода компрессора. При подключении теплового насоса могут быть рассмотрены два варианта: подключение к электросети или создание автономной системы энергообеспечения.

Современные теплоэлектростанции имеют низкий коэффициент полезного действия (КПД) менее 40% при производстве электроэнергии. Более того, тарифы на электрическую энергию включают в себя оплату за производство и распределение, которые составляют до 70% от общей

стоимости. В связи с этим возникает потребность в создании автономных систем энергообеспечения. В такой системе нефтепровод выступает в качестве потребителя тепла, а тепловой насос - потребителя электроэнергии. Для этой цели могут быть использованы минитеплоэлектростанции, работающие по принципу когенерации, установленные на пунктах подогрева с применением тепловых насосов. Такое сочетание минитеплоэлектростанции и теплового насоса обеспечивает суммарный КПД до 90% (см. Рисунок 2.4.1). Применение такой комбинированной установки позволяет избежать оплаты за услуги диспетчеризации, передачи и сбыта электроэнергии [3].

Даже если в месте размещения пункта подогрева имеется доступ к электроэнергии, подключение к сети может быть невыгодным из-за высоких тарифов на электричество.

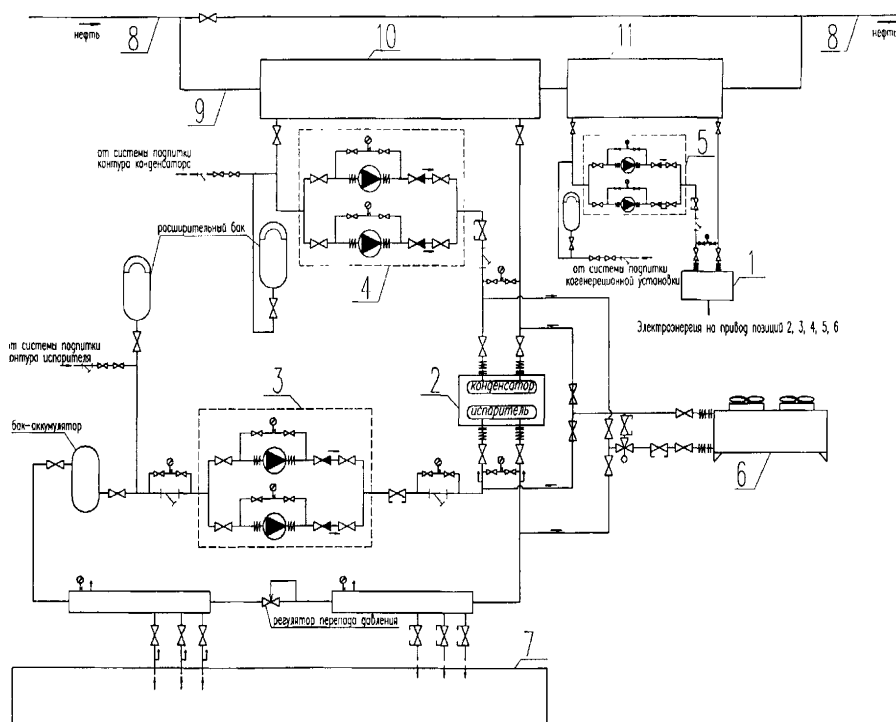


Рисунок 2.4.1 1 - когенерационная установка; 2 - тепловой насос; 3, 4, 5 - насосные группы контуров испарителя, конденсатора и когерентной установки соответственно; 6 - вентиляторный теплообменник; 7 - источник низкопотенциального тепла; 8 - нефтепровод; 9 - обводная линия нефтепровода; 10, 11 - теплообменник

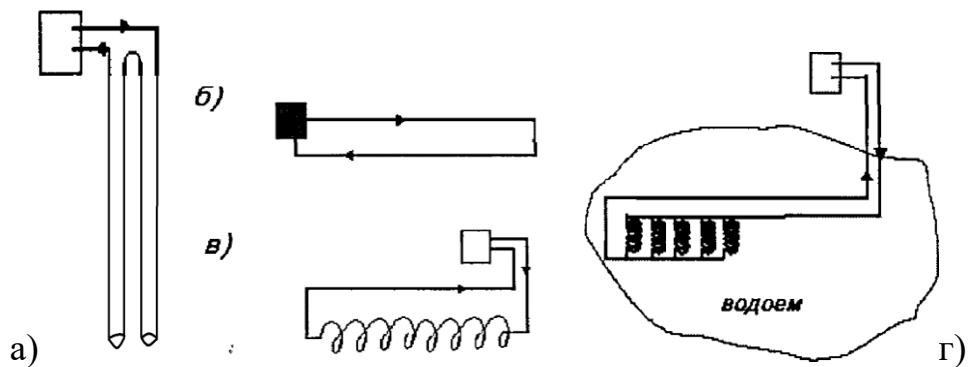
При использовании когенерационной установки в сочетании с тепловым

насосом, тепловая энергия используется для вторичного нагрева нефти, а электроэнергия приводит тепловой насос, циркуляционные насосы гидравлической системы и вентиляторный теплообменник. На первом этапе нагрева нефти применяется низкопотенциальное тепло от природных источников, таких как грунт, русловые и подземные реки, озера и морские воды. Затем это тепло преобразуется тепловыми насосами в более высокопотенциальный источник нагрева нефти.

Применение тепловых насосов требует определенных условий для использования низкопотенциального тепла и настройки внешнего контура (см. Рисунок 2.4.2). Строительство специального внешнего контура для отбора тепла из грунта требует значительных капиталовложений, поэтому размещение точек подогрева возле источников тепла является более экономически выгодным. Если доступны только водные источники низкотемпературного тепла, сложно достичь изотермического распределения температуры вдоль нефтепровода. В таких случаях может быть решено установить дополнительные тепловые насосы с грунтовыми теплообменниками.

На точках подогрева нефти, где грунт используется в качестве первичного источника тепла, также могут быть установлены вентиляторные теплообменники. Это позволяет сократить время достижения устойчивого режима работы системы грунт-теплообменник за счет накопления энергии в объеме грунта в теплое время года. При положительных температурах атмосферного воздуха воздух может быть использован в качестве первичного источника тепла вместо грунта. При более высоких температурах атмосферного воздуха (15-20 градусов и выше) может использоваться только тепло атмосферного воздуха.

Внешний контур ТНУ, как закрытая система



Внешний контур ТНУ, как открытая система

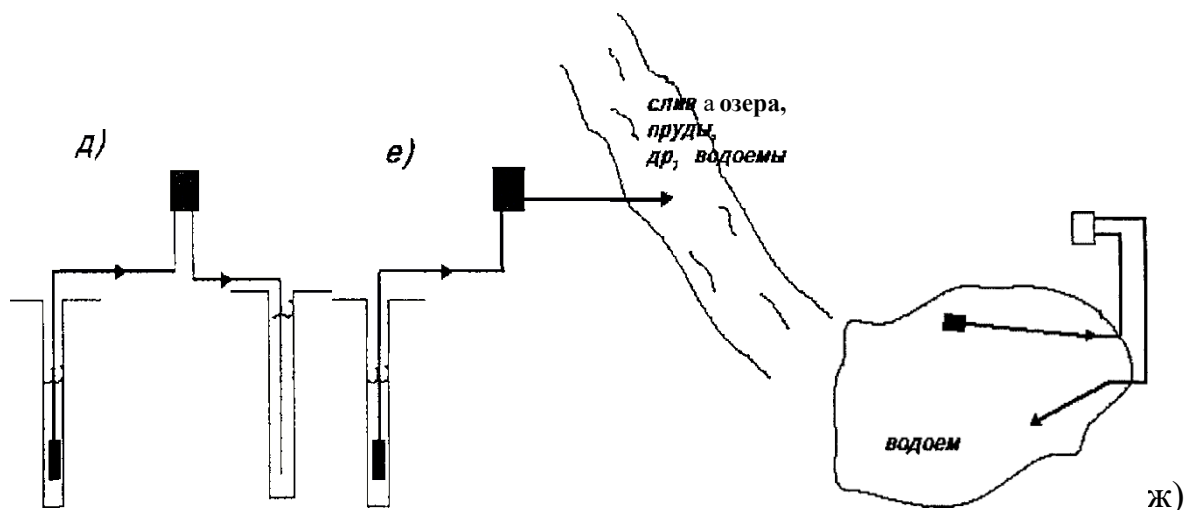


Рисунок 2.4.2

а), б), в) соответственно вертикальный, горизонтальный, спиралевидный
грунтовые теплообменники вида «грунт-вода»;

д), е) внешние контура, использующие в качестве источника
низкотемпературного тепла грунтовые воды;

г), ж) внешние контура, использующие в качестве источника
низкотемпературного тепла поверхностные воды;

Процесс начинается с соединения магистрального нефтепровода с обводной линией. Источник низкотемпературного тепла, такой как грунт, русловая или подземная река, озеро, атмосферный воздух или морская вода, является первичным теплоотдатчиком. Он передает тепло промежуточному энергоносителю, циркулирующему в контуре испарителя теплового насоса.

Тепловой насос преобразует низкотемпературное тепло, полученное хладагентом, в тепло более высокого потенциала. Под воздействием температурного напора это тепло передается промежуточному энергоносителю, циркулирующему в контуре конденсатора.

Нагретая в конденсаторе жидкость (промежуточный энергоноситель) перекачивается насосной группой через теплообменник, где происходит теплопередача от промежуточного энергоносителя к высоковязкой нефти, обеспечивая ее нагрев, а промежуточный энергоноситель охлаждается. Подогретая нефть поступает в следующий теплообменник, а охлажденный промежуточный энергоноситель возвращается в тепловой насос, где процесс повторяется.

Утилизируемое тепло от когенерационной установки также передается промежуточному энергоносителю, который перекачивается насосной группой через теплообменник, где происходит теплопередача от промежуточного энергоносителя к высоковязкой нефти, обеспечивая ее нагрев, а промежуточный энергоноситель охлаждается. Подогретая нефть поступает в магистральный нефтепровод, а охлажденный промежуточный энергоноситель возвращается в когенерационную установку, где процесс повторяется.

Для повышения производительности тепловой части когенерационной системы может использоваться экономайзер-теплообменник, который предварительно подогревает теплоноситель отходящими газами из теплоутилизатора перед его подачей в основной теплообменник. Наличие такой системы также способствует снижению температуры отходящих газов, выпускаемых в атмосферу.

Выводы данного исследования указывают на энергосберегающий и экологически безопасный способ транспортировки высоковязкой нефти с использованием "распределенного" подогрева. Показано, что использование тепловых насосов на пунктах подогрева нефти позволяет сократить тепловое воздействие на окружающую среду, особенно в районах Крайнего Севера. Рекомендуются распределять теплонасосные пункты подогрева неравномерно,

с предпочтением водных источников низкотемпературного тепла. Также рекомендуется подогревать нефть на пунктах подогрева на величину не более 7°C. Однако применение теплонасосных пунктов подогрева ограничено наличием магистрального газопровода вдоль трассы нефтепровода

					Глава 2. Анализ способа транспорта высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с использованием тепловых насосов	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

ГЛАВА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ФИКСИРОВАНО РАСПОЛОЖЕННЫХ ПО ТРАССЕ ТЕПЛОНАСОСНЫХ ПУНКТОВ ПОДОГРЕВА (С ПРИВЯЗКОЙ К ИСТОЧНИКАМ ПРИРОДНОГО ТЕПЛА)

3.1 Определение мощности теплонасосных пунктов подогрева для магистрального нефтепровода Уса-Ухта

3.1.1 Подготовка исходных данных

Нефтяные месторождения различаются по различным показателям, таким как количество добывающих и нагнетательных скважин, пластовые и забойные давления, количество одновременно работающих продуктивных пластов, свойства добываемой нефти (обводненность, газосодержание, вязкость, плотность и другие). Эти показатели могут меняться со временем. Кроме того, новые месторождения могут быть разработаны, и они могут содержать нефть различных свойств, включая легкие, средние, тяжелые, с разной вязкостью и содержанием парафина.

Увеличение вязкости нефтяной смеси, которая перекачивается по нефтепроводу Уса-Ухта, может ограничивать его пропускную способность. Однако использование тепловых насосов может помочь уменьшить эту проблему, обеспечивая минимальное подогревание нефти в процессе ее транспортировки по трубопроводу.

Проведем расчет на основе средних параметров:

- длина трубопровода $L=409,1$ км;
- диаметр трубопровода внешний $D=0,72$ м;
- диаметр трубопровода внутренний $d=0,7$ м;
- глубина заложения трубопровода до оси $H=1,2$

					<i>Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>		<i>Никитина С.Е.</i>			<i>Глава 3. Определение тепловой мощности фиксировано расположенных по трассе теплонасосных пунктов подогрева (с привязкой к источникам тепла)</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков В.К.</i>							46	131
<i>Консульт.</i>								Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>								

- балансовая температура перекачки в холодное время года $t_{бал}=0^{\circ}\text{C}$;
- температура закачиваемой в трубопровод нефти $t_H=42,9^{\circ}\text{C}$.
- тепловой изоляции нет. Изоляция битумная. Толщина изоляции $\delta_{из}=0,0055\text{ м}$;
- толщина снежного покрова $\delta_{сн}=1\text{ м}$;
- нивелирные отметки начального и конечного сечений нефтепровода одинаковые, $\Delta Z=Z_K-Z_H=0$

При расчете были использованы следующие осредненные параметры теплообмена:

- коэффициент теплоотдачи от грунта в воздух $\alpha_g = 13 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}$
- коэффициент теплопроводности грунта:
на участке от 0 км до 280 км $\lambda_{гп} = 1,7 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}}$;
- на участке от 280 км до 409,1 км $\lambda_{гп} = 1,75 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}}$;
- коэффициент теплопроводности изоляции $\lambda_{из} = 0,14 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}}$;
- коэффициент теплопроводности снега $\lambda_{сн} = 0,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}}$.

Реологические свойства нефти соответствуют свойствам смеси нефтей на головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС) Уса магистрального нефтепровода Уса-Ухта (таблица 3.1)

Коэффициент крутизны вискограммы $u=0,046^{\circ}\text{C}^{-1}$.

Плотность нефти при 20°C $\rho_{20} = 850,3\text{ кг/м}^3$.

Содержание парафинов - 4,91 %.

Кинематическая вязкость при температуре 20°C , $\nu_{20} = 17,5\text{ сСт}$.

Температура появления предельного напряжения сдвига для смеси нефтей, перекачиваемой по нефтепроводу $t_0=16^{\circ}\text{C}$.

7,209 млн. рублей.

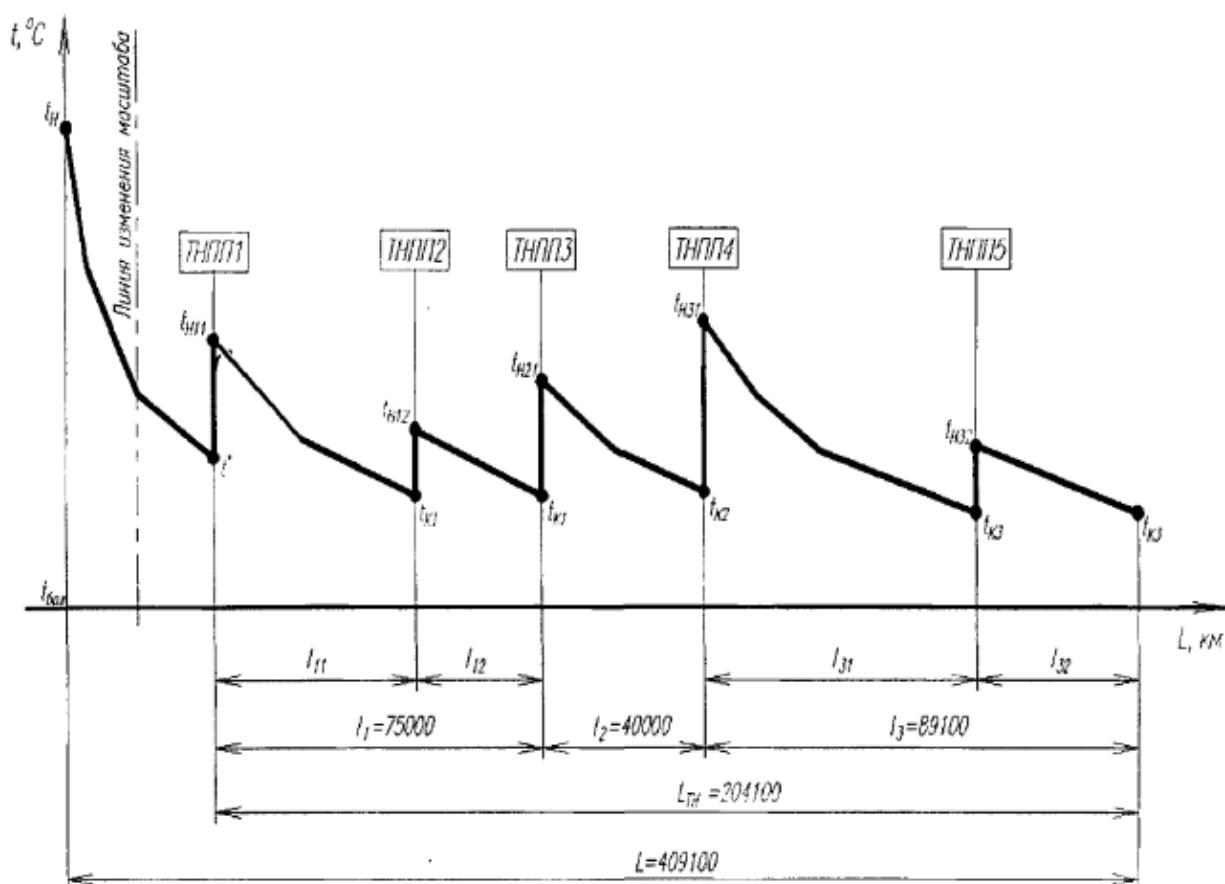


Рисунок 3.1.2.1

Таблица 3.1.2.1

Год	Капитальные затраты, млн. руб	Эксплуатационные расходы, млн. руб	Ставка дисконта	Дисконтированные затраты, млн. руб
0	8,204	0,000	0,10	8,204
5	0,000	2,011	0,10	11,337
10	0,000	2,011	0,10	10,916
15	0,000	2,011	0,10	9,185
20	0,000	2,011	0,10	7,198

Таблица 3.1.2.2

Год	Капитальные затраты, млн. руб	Эксплуатационные расходы, млн. руб	Ставка дисконта	Дисконтированные затраты, млн. руб
0	19,100	0,000	0,10	19,100
5	0,000	1,470	0,10	16,423
10	0,000	1,470	0,10	13,031
15	0,000	1,470	0,10	9,851
20	0,000	1,470	0,10	7,209

Температуры на входе и выходе ТНПП определяем по формулам:

$$t_{H11} = a_{11} \cdot S_1 + a_{12}$$

$$t_{H21} = b_{11} \cdot S_1 + b_{12}$$

$$t_k = c_{11} \cdot S_1 + c_{12}$$

$$t_{H12} = a_{12} \cdot S_2$$

$$t_{k12} = c_{21} \cdot S_2$$

$$t_{H13} = a_{31} \cdot S_3 + a_{32}$$

$$t_{H23} = b_{31} \cdot S_3 + b_{32}$$

$$t_{k3} = c_{31} \cdot S_3 + c_{32}$$

Потери на гидравлическое трение при данном расходе находим путём суммы потерь на каждом участке:

$$h_{v0} = P_1 \cdot (E_i(Y_1 \cdot 42.9) - E_i(Y_1 \cdot 16.21))|$$

$$h_{v1} = P_1 \cdot (E_i(Y_1 \cdot t_{H11}) + E_i(Y_1 \cdot t_{H21}) - 2 \cdot E_i(Y_1 \cdot t_k))$$

$$h_{v2} = P_2 \cdot (E_i(Y_2 \cdot t_{H12}) - E_i(Y_2 \cdot t_{k12}))$$

$$h_{v3} = P_2 \cdot (E_i(Y_2 \cdot t_{H13}) + E_i(Y_2 \cdot t_{H23}) - 2 \cdot E_i(Y_2 \cdot t_{k3}))$$

$$H = h_{v0} + h_{v1} + h_{v2} + h_{v3}$$

$$K_1 = 2,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}), \alpha_{11} = 3096 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C});$$

$$K_2 = K_3 = 2,36 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}), \alpha_{12} = \alpha_{13} = 2330 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}).$$

Определим параметр a для каждого участка:

$$a_1 = \frac{K_1 \cdot \pi \cdot d}{Q \cdot \rho \cdot C} = \frac{2,3 \cdot \pi \cdot 0,7}{0,67 \cdot 850,3 \cdot 1870} = 4,748 \cdot 10^{-6} \text{ м}^{-1};$$

$$a_2 = a_3 = \frac{K_2 \cdot \pi \cdot d}{Q \cdot \rho \cdot C} = \frac{2,36 \cdot \pi \cdot 0,7}{0,67 \cdot 850,3 \cdot 1870} = 4,872 \cdot 10^{-6} \text{ м}^{-1}.$$

Определим температуру нефти на входе ТНПП1:

$$\Delta t' = \Delta t_H \cdot e^{-a(L-L_{ин})} = 42,9 \cdot e^{4,748 \cdot 10^{-6} \cdot (409100 - 204100)} = 16,21 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Запишем аппроксимирующие функции для определения температур нагрева нефти для каждого участка:

$$t_{H11} = 0,4218184 \cdot \mathcal{E}_1 + 0,7572591;$$

$$t_{H12} = 0,4246201 \cdot \mathcal{E}_1 - 1,1260757;$$

$$t_{K1} = 0,3538096 \cdot \mathcal{E}_1 - 0,1851266;$$

$$t_{H21} = 0,785 \cdot \mathcal{E}_2;$$

$$t_{K2} = 0,646 \cdot \mathcal{E}_2;$$

$$t_{H31} = 0,3561352 \cdot \mathcal{E}_3 + 0,6332345;$$

$$t_{H32} = 0,3574208 \cdot \mathcal{E}_3 - 0,8629248;$$

$$t_{K3} = 0,2873678 \cdot \mathcal{E}_3 - 0,1154165.$$

3.1.3 Определение мощности теплонасосных пунктов подогрева

Реконструкция магистрального нефтепровода Уса-Ухта с сохранением числа и мощности насосных станций позволяет увеличить его пропускную способность и перейти на более эффективную и ресурсосберегающую технологию. В процессе реконструкции все необходимые насосные станции уже построены, и известны характеристики используемых насосов.

Расход нефти в магистральном нефтепроводе без подогрева с помощью

тепловых насосов был принят равным $Q^* = 0,520 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 1872 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$.

Таблица 3.1.3.1

ji	11	12	21	31	32
a_{ji}	0.4218184	0.7572591	0.785	0.3561352	0.6332345

					Введение	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Суммарные потери при данном расходе составили $h=1866$ м, причем потери на трение, согласно расчету, были равны $h_v = 1169$ м, а на преодоление предельного напряжения сдвига $h_\tau = 697$ м.

Нагрев нефти теплонасосными пунктами на несколько градусов, позволяет уменьшить потери на трение h_v и значительно сократить потери напора за счет составляющей h_τ , вплоть до полного исключения интервала температур, в котором появляется напряжение сдвига τ_0 .

В данной постановке рассматривается задача о повышении пропускной способности магистрального нефтепровода до $Q=0,670 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$, что соответствует $2412 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$. Согласно суммарной графической характеристике всех насосных станций располагаемый напор при данном расходе составляет $H_{расч} = 1735$ м.

При $\frac{\partial h_j}{\partial \Delta} = -1,477$, потерях на гидравлическое трение $h_v = 1735$ м, получено следующее распределение температур по длине нефтепровода:

$$t_{H11} = 18,07 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{H12} = 16,31 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{K1} = 14,34 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{H21} = 19,89 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{K2} = 16,37 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{H31} = 17,44 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{H32} = 16,00 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{K3} = 13,44 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Представленный на рисунке 3.1.3.1 график показывает изменение температуры, которое имеет пилообразный характер, обусловленный многократным восстановлением уровня нагрева.

ГЛАВА 4. РАСЧЕТ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ НА НЕФТЕПРОВОДЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ В ANSYS

Технология моделирования газогидродинамических задач с использованием модуля ANSYS CFX предоставляет возможность проводить подробный анализ механики жидкостей и газов в различных изделиях и процессах. Это позволяет сократить необходимость создания дорогостоящих прототипов и получить данные, которые часто недоступны при проведении экспериментальных исследований.

Результатом использования данной технологии является лучшее соответствие продукта требованиям, увеличение производительности и повышение надежности. Моделирование потока жидкостей и газов может служить дополнением к физическому эксперименту. Результаты, полученные с помощью метода конечных элементов, могут быть использованы для корректировки деталей физического эксперимента, что позволяет сэкономить время и снизить затраты на разработку и исследования.

Для решения поставленных задач используется модуль CFX в рамках программного комплекса ANSYS Workbench. Модуль CFX предоставляет возможность решать гидрогазодинамические задачи различной сложности. Для создания геометрической модели используется программное обеспечение INVENTOR, а затем модель открывается в ANSYS.

В нашем случае модель представляет собой цилиндр диаметром 700 мм и длиной 10000 м. Результат построения приведен на рис. 4.1

					<i>Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>		<i>Никитина С.Е.</i>			<i>Глава 4. Расчет перепада давления на нефтепроводе с использованием моделирования Ansys</i>					
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>									56	131
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						<i>Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11</i>		

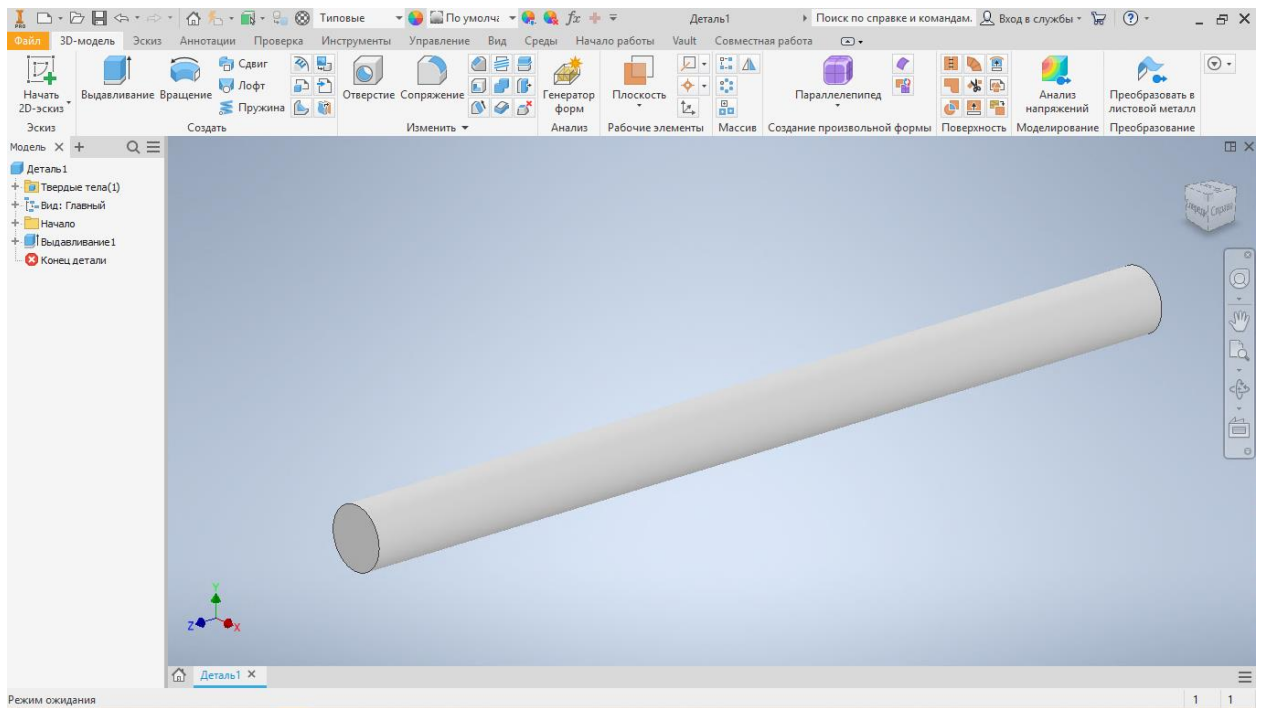


Рисунок 4.1.

Задаем в Mesh Inflation FLH:

$$FLH = D \cdot Y_{plus} \cdot \sqrt{74} \cdot Re^{-\frac{13}{14}} = 0.7 \cdot 10 \cdot \sqrt{74} \cdot 54075.2^{-\frac{13}{14}} = 2.4254 \text{ мм}$$

$$Re = \frac{v \cdot D}{\nu} = \frac{1.35188 \cdot 0.7}{17.5 \cdot 10^{-6}} = 54075.2$$

$$v = \frac{Q}{\pi \cdot \frac{D^2}{4}} = \frac{0.52}{3.14 \cdot \frac{0.7^2}{4}} = 1.35188 \text{ м/с}$$

Inflation Control – создание и контроль пограничного слоя. Опция позволяет измельчить сетку в указанной приграничной области, размер сетки 40 мм.

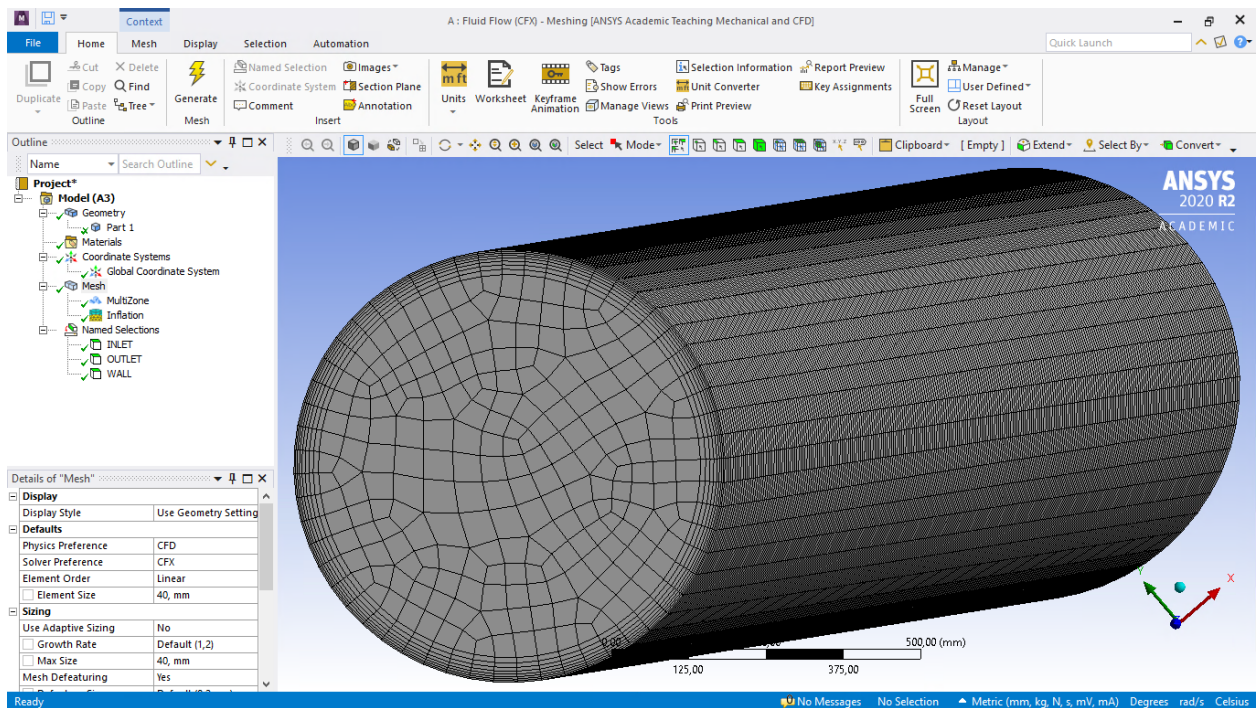


Рисунок 4.2.

В модуле CFX-Pre Named Selection определяем границы входа и выхода перекачиваемого продукта (Boundary 1 – INLET, Boundary 2 – OUTLET), стенки (Boundary 3 – WALL).

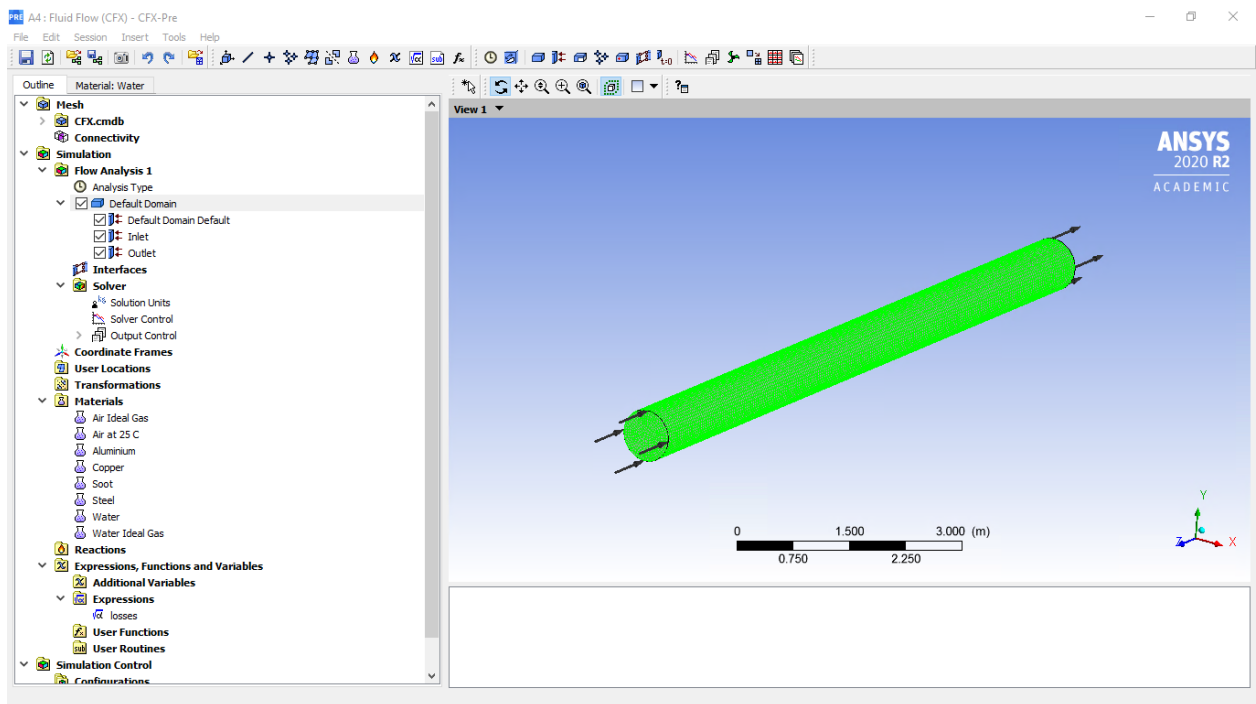


Рисунок 4.3.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

В Setup задаем исходные условия задачи: тип перекачиваемого продукта (water), давление на выходе (0 Па – свободный выход продукта) и массовый расход ($Q_M = 436,0096$ кг/с), молярную массу ($M=223,452$ г/моль), плотность ($\rho=859,617$ кг/м³), динамическую вязкость ($\eta=0,0625$ Па*с), удельную теплоемкость ($C=2852,399$ Дж/кг*К), теплопроводность ($\lambda=0,1168$ Вт/м*К).

В модуле CFX-Solution производим решение задачи. После окончания решения все результаты будут записаны и станут доступными для анализа.

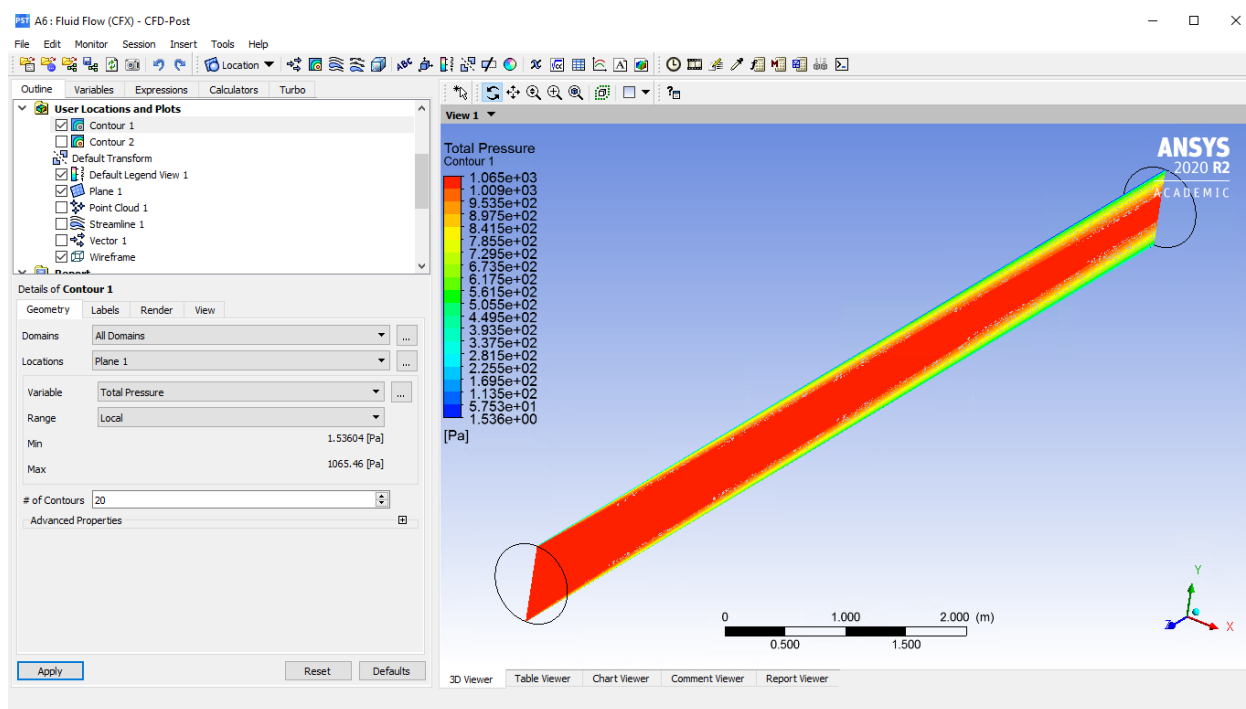


Рисунок 4.4.

Произведем построение результатов решения в модуле CFD-Post.

На рис. 3 представлено распределение полного давления в трубопроводе.

Используя следующее CEL-выражение, определим потери напора:

$$\frac{\text{massFlowAveAbs}(\text{Total Pressure})@\text{INLET} - \text{massFlowAveAbs}(\text{Total Pressure})@\text{OUTLET}}{\text{areaAve}(\text{Density})@\text{INLET}/g}$$

Таким образом, без ТНПП потери напора равны 0,0314684 м.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

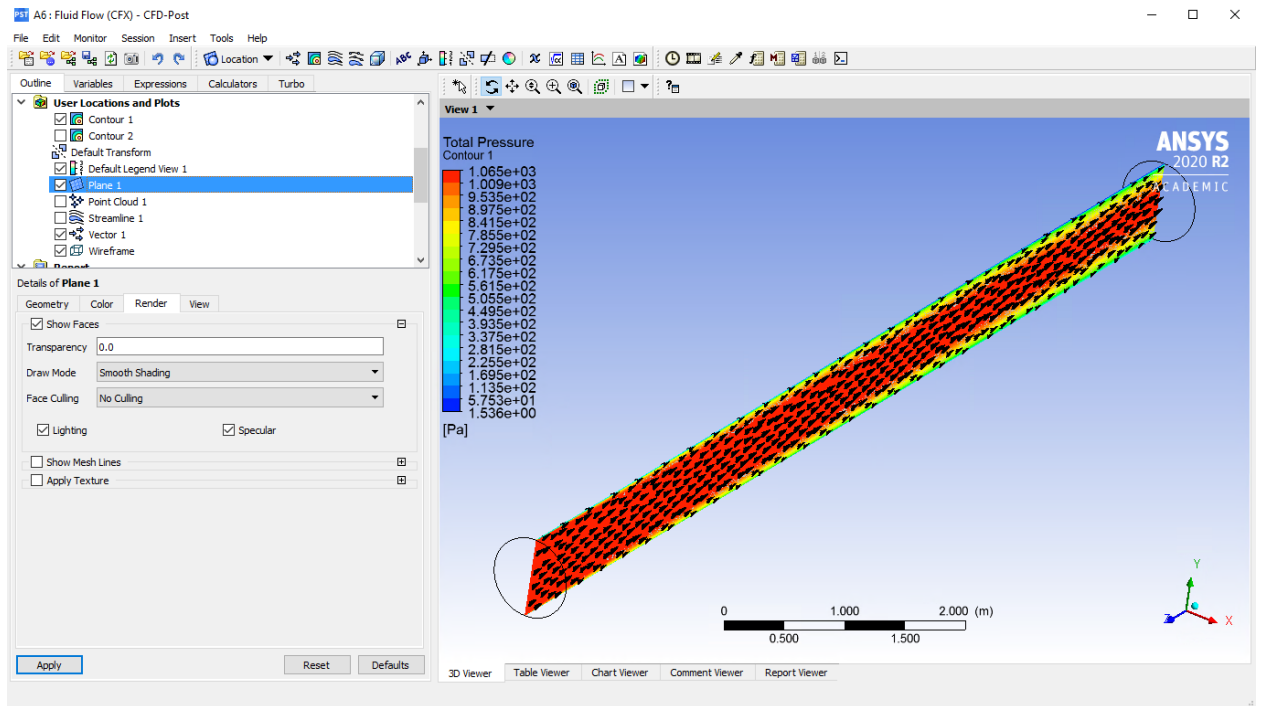
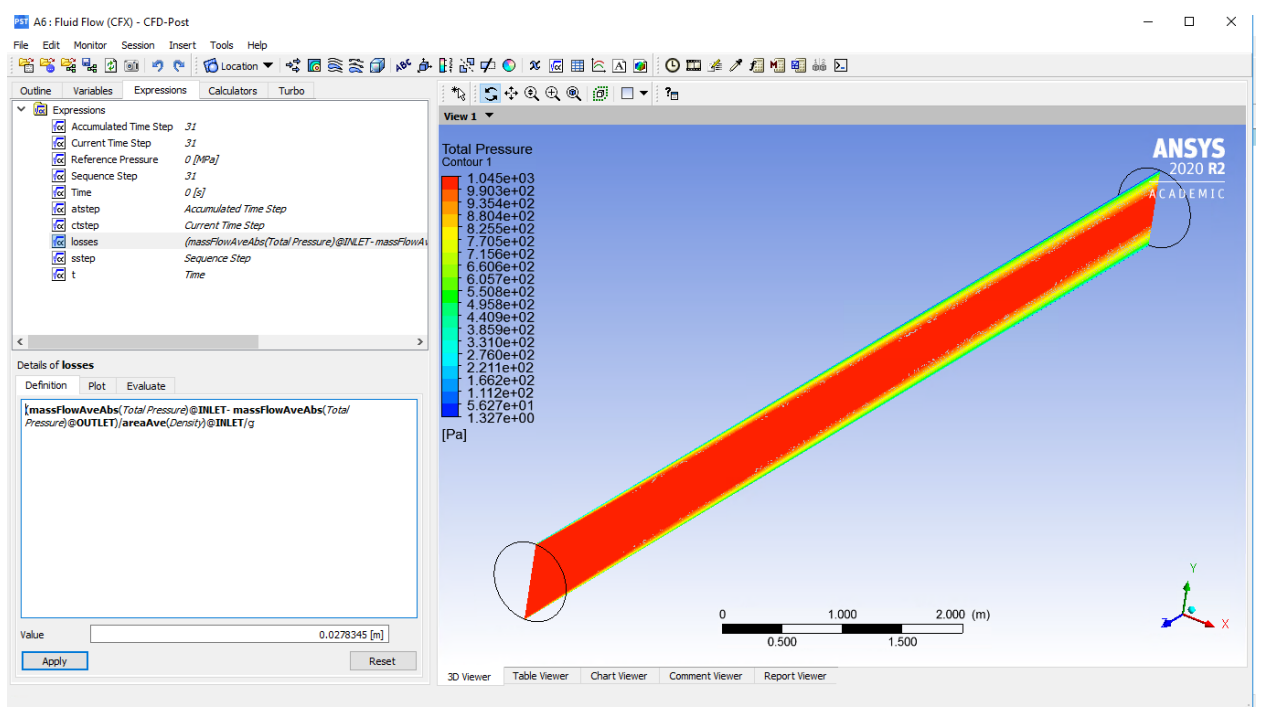


Рисунок 4.5.

Теперь рассчитаем потери напора при перекачке с теплонасосными пунктами подогрева.

В Setup меняем значения молярной массы ($M=214,149$ г/моль), плотности ($\rho=853,484$ кг/м³), динамической вязкости ($\eta=0,0268$ Па*с).



Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Рисунок 4.6

Рассчитываем в Solution и переходим в Results (рис. 4.6).

Потери напора при перекачке с использованием тепловых насосов равняются 0,0278345 м.

Делая выводы, заметим, что были рассчитаны потери напора без ТНПП и с ТНПП. И результат показал: при втором варианте потери напора уменьшаются на 13%, что делает данный способ перекачки высоковязких нефтей более производительным и надежным.

					Глава 4. Расчет перепада давления на нефтепроводе с использованием моделирования Ansys	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		61

ГЛАВА 5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТЕПЛОНАСОСНЫХ ПУНКТОВ ПОДОГРЕВА

Установка автономных пунктов подогрева по трассе нефтепровода требует определенной очередности при выполнении работ по проектированию:

- 1) Выбор местоположения ТНПП по трассе нефтепровода с наиболее предпочтительными к использованию источниками низкотемпературного тепла.
- 2) Выбор температурного графика ТНПП.
- 3) Расчет мощности фиксированно расположенных по трассе теплонасосных пунктов подогрева.
- 4) Теплотехнический расчет источника низкотемпературного тепла.
- 5) Расчет мощности когенерационной установки.
- 6) Подбор парокompрессионных тепловых насосов с центробежным компрессором.
- 7) Определение правовых и финансовых рамочных условий:
 - получение разрешения на источник тепла (земляной зонд, скважина). Надзор за бурением скважины на глубину до 100 метров осуществляют водохозяйственные органы, для бурения на глубину свыше 100 метров необходимо разрешение соответствующего органа горного надзора;
 - возможные местные и государственные субсидии.

Так как потребление электроэнергии тепловым насосом зависит от температуры низкопотенциального источника тепла, то для определения мощности теплоэлектростанции необходимо рассчитать тепловой режим внешнего теплообменника. Для теплового насоса под внешним теплообменом понимается съем тепла с первичного теплоносителя.

					<i>Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Никитина С.Е.</i>			<i>Глава 5. Рекомендации по проектированию теплонасосных пунктов подогрева</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков В.К.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						62	131
					<i>Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11</i>		

Рассмотрим использование в качестве первичного источника тепла грунт. Так как тепло, аккумулированное грунтом за летний период, зимой отбирается тепловыми насосами, то процесс теплообмена характеризуется периодичностью, происходит при переменных температурных напорах и переменным коэффициентом преобразования энергии КОП.

5.1. Грунт, как источник низкотемпературной тепловой энергии

Для применения предлагаемой технологии подогрева нефти необходимо провести тщательное исследование трассы нефтепровода с целью выявления приоритетных источников низкотемпературного тепла. Если вдоль трассы присутствуют водные источники, то теплопункты подогрева могут быть установлены вблизи этих источников в связи с более низкой стоимостью внешних теплообменников. В случае недостаточного количества водных источников для обеспечения требуемого распределения температуры, можно использовать доступный грунт.

В качестве источников низкотемпературной тепловой энергии могут быть использованы подземные воды или поверхностные слои грунта (глубиной до 400 м). Грунт обладает более высоким теплосодержанием по сравнению с подземными водами. Тепловой режим грунта в поверхностных слоях формируется под влиянием двух основных факторов: солнечной радиации, падающей на поверхность, и геотермального потока, то есть потока радиогенного тепла из земных недр. Интенсивность солнечной радиации и температура наружного воздуха подвержены сезонным и суточным изменениям, что вызывает колебания температуры верхних слоев грунта.

Глубина проникновения суточных колебаний температуры наружного воздуха и интенсивности солнечной радиации зависит от конкретных почвенно-климатических условий и может варьироваться от нескольких десятков сантиметров до полутора метров. Глубина нейтральной зоны, где сезонные колебания температуры наружного воздуха и падающей солнечной

радиации практически не оказывают влияния, обычно не превышает 15-20 метров.

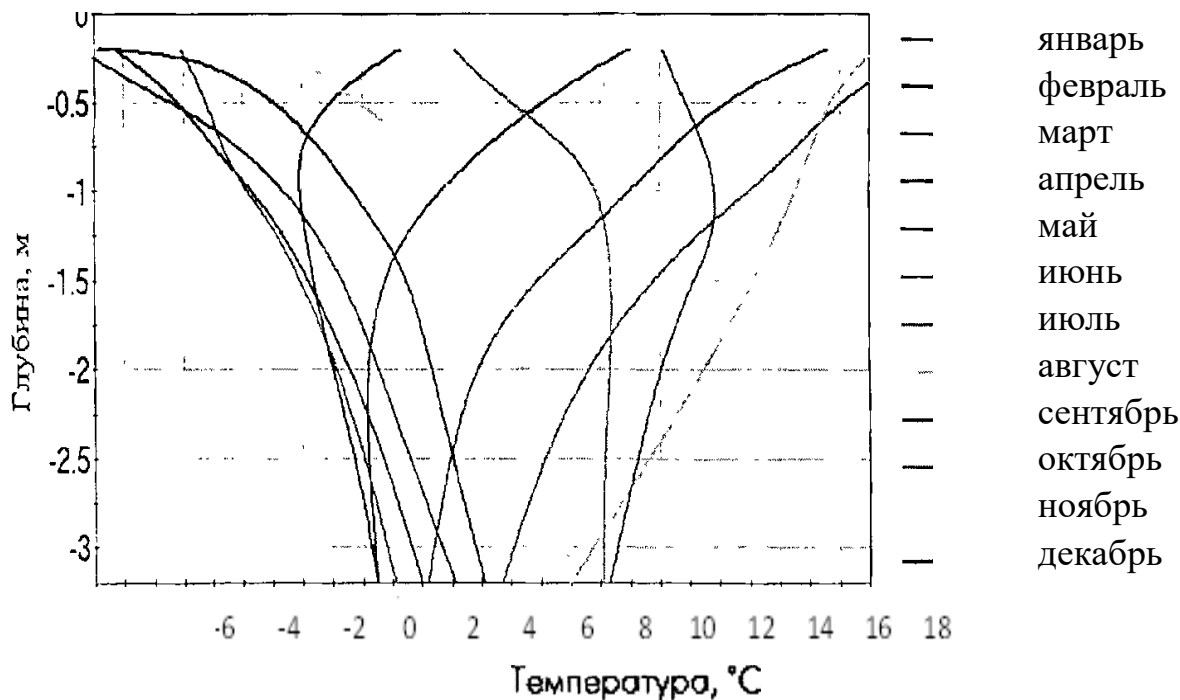


Рисунок 5.1.1

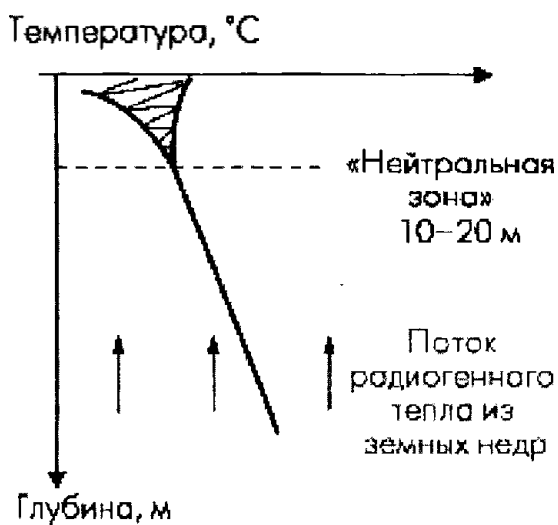


Рисунок 5.1.2

Ниже нейтральной зоны температура грунта увеличивается в соответствии с геотермическим градиентом (приблизительно $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ на каждые 100 м). Величина радиогенного тепла, поступающего из земных недр, может различаться для разных местностей. Например, для Центральной Европы эта величина составляет от $0,05$ до $0,12\text{ Вт/м}^2$, а для районов Крайнего Севера **внутриземной тепловой поток равен $0,06\text{ Вт/м}^2$.**

В случае применения тепловых насосов большой мощности в качестве промежуточного теплоносителя может использоваться рассол, циркулирующий по трубкам в грунте и отдающий свое тепло хладагенту в специальном теплообменнике. Применение рассола в качестве промежуточного теплоносителя позволяет снизить капитальные затраты при установке тепловых насосов.

Часто в целях сокращения периода окупаемости оборудования увеличивают тепловой съем с единицы длины внешнего теплообменника, что может привести к быстрому истощению источника низкотемпературного тепла. В таблице 5.1.1 представлены рекомендуемые значения удельной мощности, которую можно отбирать с помощью подземных тепловых зондов (двойных U-образных теплообменников), чтобы обеспечить длительную эксплуатацию источника энергии [45]. Устойчивость системы определяется ее способностью поддерживать требуемый уровень производства тепловой энергии в течение продолжительного времени. Для систем использования низкопотенциального тепла Земли устойчивость определяется следующим образом [43, 44]: "Для каждой системы использования низкопотенциального тепла Земли и для каждого режима работы этой системы существует некий максимальный уровень производства энергии, при котором производство энергии может быть поддержано в течение длительного времени (от 100 до 300 лет)".

Эксплуатация системы теплосбора в течение многих лет оказывает экспоненциальное влияние на естественный температурный режим грунта, и к пятому году эксплуатации грунт достигает нового режима, близкого к периодическому. После пятого года эксплуатации многолетнее потребление тепловой энергии из грунтового массива системы теплосбора приводит к периодическим изменениям его температуры [37]. Это утверждение применимо к сезонному использованию грунта в качестве источника низкотемпературного тепла. В [38] также показано, что для "горячего" нефтепровода через пять циклов устанавливается квази-стационарный

теплообмен. Таким образом, после шестого цикла систему грунт-тепловой насос-нефтепровод можно рассматривать как квази-стационарную.

Таблица 5.1.1

Грунт	Удельная отбираемая мощность, Вт/м	
	Годовая наработка, час.	
	1800	2400
Гравий, песок (сухой)	< 25	< 20
Гравий, песок (водоносный)	65 – 80	55 - 65
При сильных потоках грунтовых вод в гравии и песке	80-100	80-100
Глина, суглинок (влажный)	35 – 50	30 - 40
Известняк (сплошной)	55 – 70	45 - 60
Песчаник	65 – 80	55 - 65
Кислые магматические породы (например, гранит)	65 – 85	55 - 70
Основные магматические породы (например, базальт)	40 – 65	35 - 55
Гнейс	70 – 85	60 - 70

При продолжительной эксплуатации системы ТНПП для магистрального транспорта нефти в районах Крайнего Севера возможно постепенное снижение ее температурного потенциала. В таких случаях для поддержания "устойчивого" состояния в летний период можно использовать воздух в качестве источника низкопотенциального тепла. Переключение с грунтового теплообменника на воздушный в летнее время сокращает время использования грунтового теплообменника, что способствует более быстрому достижению "устойчивого" режима [3].

5.2. Выбор грунтового теплообменника

Для эффективного нагрева нефти на магистральных трубопроводах широко применяются тепловые насосы, которые используют различные природные источники низкотемпературного тепла, такие как моря, озера,

русловые реки, подземные воды и грунт. Грунт является альтернативным ресурсом, который используется тогда, когда другие источники недоступны.

Для извлечения тепла из грунта применяют грунтовые теплообменники, которые могут быть установлены горизонтально или вертикально. Вертикальные грунтовые теплообменники обладают рядом преимуществ. Они состоят из полиэтиленовых или полипропиленовых труб, устанавливаемых в землю. Пространство между трубами и грунтом заполняется материалом с хорошей теплопроводностью, например, бетонитом.

На рисунке 5.2.1 представлены различные типы вертикальных грунтовых теплообменников.

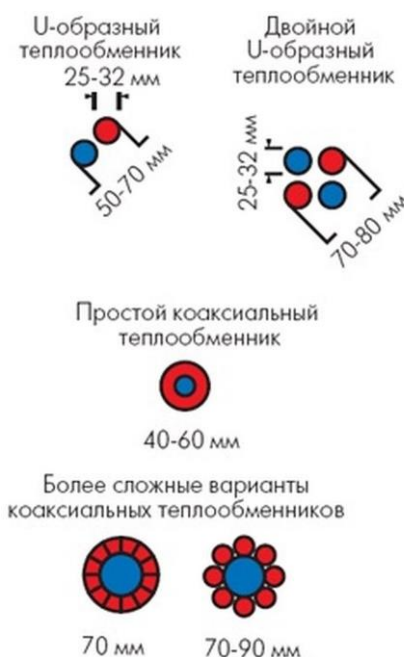


Рисунок 5.2.1

Установка может быть выполнена в виде двояной U-образной трубы или коаксиальной трубы. В случае двояной U-образной трубы теплоноситель подается в одну трубу и возвращается через другую. При использовании коаксиальной трубы теплоноситель подается по внутренней трубе и возвращается по внешней. Обычно глубина установки грунтовых теплообменников составляет от 50 до 200 метров. Меньшая глубина установки увеличивает площадь поверхности системы, а более глубокая установка может

повлечь дополнительные эксплуатационные затраты, связанные с преодолением гидравлического сопротивления в трубах теплообменника.

Таким образом, применение грунтовых теплообменников в сочетании с тепловыми насосами позволяет эффективно использовать низкотемпературное тепло из грунта для подогрева нефти на магистральных трубопроводах.

5.3 Оценка изменений температуры теплоносителя на выходе из U-образного вертикального грунтового теплообменника

Рассмотрим U-образный вертикальный грунтовой теплообменник.

Задача формулируется следующим образом: требуется определить изменение температуры теплоносителя, циркулирующего по простому U-образному теплообменнику (рисунок 5.3.1).

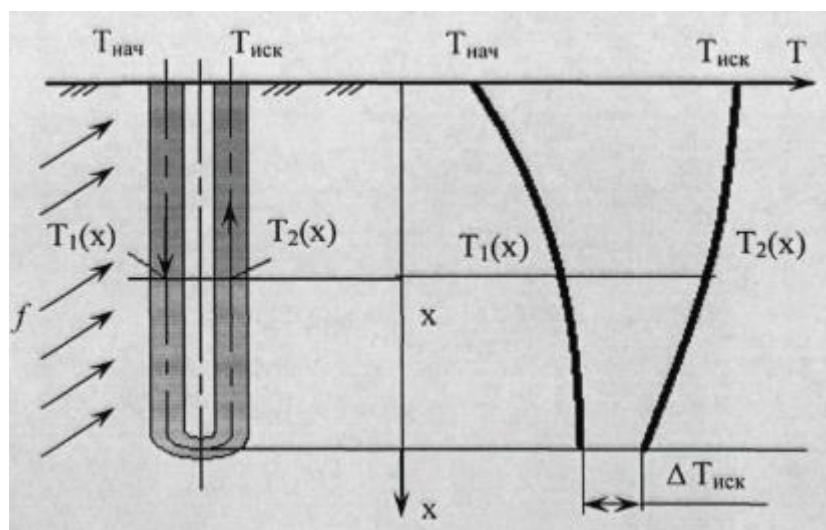


Рисунок 5.3.1

При решении данной задачи сделаны следующие допущения: грунт однородный и изотропный; теплофизические характеристики грунта постоянны; труба принимается за линейный отрицательный источник постоянной мощности q ; теплообмен на поверхности земли и геотермальный градиент не учитываются.

При тепловом расчете U-образного теплообменника необходимо учитывать, что труба, по которой жидкость движется вниз, находится под влиянием теплового поля, создаваемым трубой, по которой жидкость движется вверх.

Можно рассматривать данную задачу как сопряженную, принимая за начальную температуру жидкости движущейся к поверхности земли температуру, равную конечной температуре жидкости движущейся по соседней трубе вниз. Но в этом случае задача сильно усложняется взаимным тепловым влиянием труб и практически неразрешима.

Для расчета температурного режима предлагается способ, основывающийся на методе последовательных приближений [41]. Примем температуру закачиваемой в грунтовый теплообменник жидкости, постоянной на протяжении всего времени эксплуатации трубы, $T_n = \text{const}$. В качестве первого приближения считаем постоянной температуру на выходе из грунтового теплообменника $T_{иск}$, в рассматриваемый период времени, равной температуре в начальный момент времени.

$$T_{иск} = T_n \cdot e^{\frac{2 \cdot f \cdot \pi \cdot D \cdot L}{M \cdot C_p}},$$

где f - тепловой поток на поверхности трубы, Вт/м.

Тепловой поток для каждого момента времени при постоянной температуре закачиваемого продукта в трубу можно определить по следующей формуле [39]:

$$f = -\lambda \left[\frac{\partial T_{zp}}{\partial R} \right]_{R=r_0} = \frac{4 \cdot T_{нач} \cdot \lambda}{r_0 \cdot \pi^2} \int_0^\infty e^{-a \cdot u^2 \cdot \tau} \frac{du}{u \cdot [J_0^2(r_0 \cdot u) + Y_0^2(r_0 \cdot u)]},$$

где J_0 - функция Бесселя порядка 0;

Y_0 - функция Неймана порядка 0.

Также приближенно можно вычислить тепловой поток следующим образом [39]:

$$f = \frac{2 \cdot T_{нач} \cdot \lambda}{r_0} \cdot \left(\frac{1}{\ln(4 \cdot Fo) - 2 \cdot \gamma} - \frac{\gamma}{[\ln(4 \cdot Fo) - 2\gamma]^2} - \dots \right).$$

Ошибку, которую даст допущение о постоянстве температуры на выходе из U-образного теплообменника можно рассчитать по формуле:

$$\Delta T_{иск} = T_n - T_{иск} + \frac{L \cdot \pi \cdot D \cdot f}{M \cdot C_p}.$$

Граничное условие (ГУ) следующего приближения будет отличаться на величину $\Delta T_{иск}$, которая будет различной для любого момента времени.

При следующем приближении считаем, что в моменты времени τ_1, τ_2, \dots температура закачиваемой жидкости меняется скачкообразно, а внутри отрезков времени постоянна. Таким образом, решение задачи разбивается на элементарные задачи по числу изменений ГУ, включая и момент начала действия источника. На рисунке 5.3.2 представлено рекомендуемое разложение на элементарные задачи. Все время действует первоначальный источник тепла, с поддерживаемой температурой $T_{иск(\tau=0)}$. Начиная с момента времени τ_1 , включается дополнительный источник с поддерживаемой температурой $T_1 - T_{иск(=0)}$. Суммарно в это время источники дают температуру T_1 . С момента времени включается третий источник с поддерживаемой температурой $T_2 - T_1$. Следовательно, суммарно все три источника дают T_2 . Таким образом, выдерживается требование о том, чтобы сумма источников элементарных задач в любой момент времени равнялась величине источника тепла основной задачи. Определяя действие источника в каждой элементарной задаче, необходимо учитывать, что первый источник действует все время τ , продолжительность действия второго источника равна $\tau - \tau_1$, а третьего источника будет $\tau - \tau_2$ (рисунок 5.3.2). Исходя из этих значений времени и должны определяться величины критерия Фурье.

Если разбиение на элементарные задачи происходило с равным шагом по температуре, то все элементарные задачи отличаются только временем начала действия источника, т. е. критерием Фурье.

Для каждого отрезка времени находится ошибка по формуле и граничные условия для следующего приближения. Приближения повторяются до тех пор, пока ошибка не будет превышать некоторую ранее заданную величину ξ .

					Глава 5. Рекомендации по проектированию теплонасосных пунктов подогрева	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

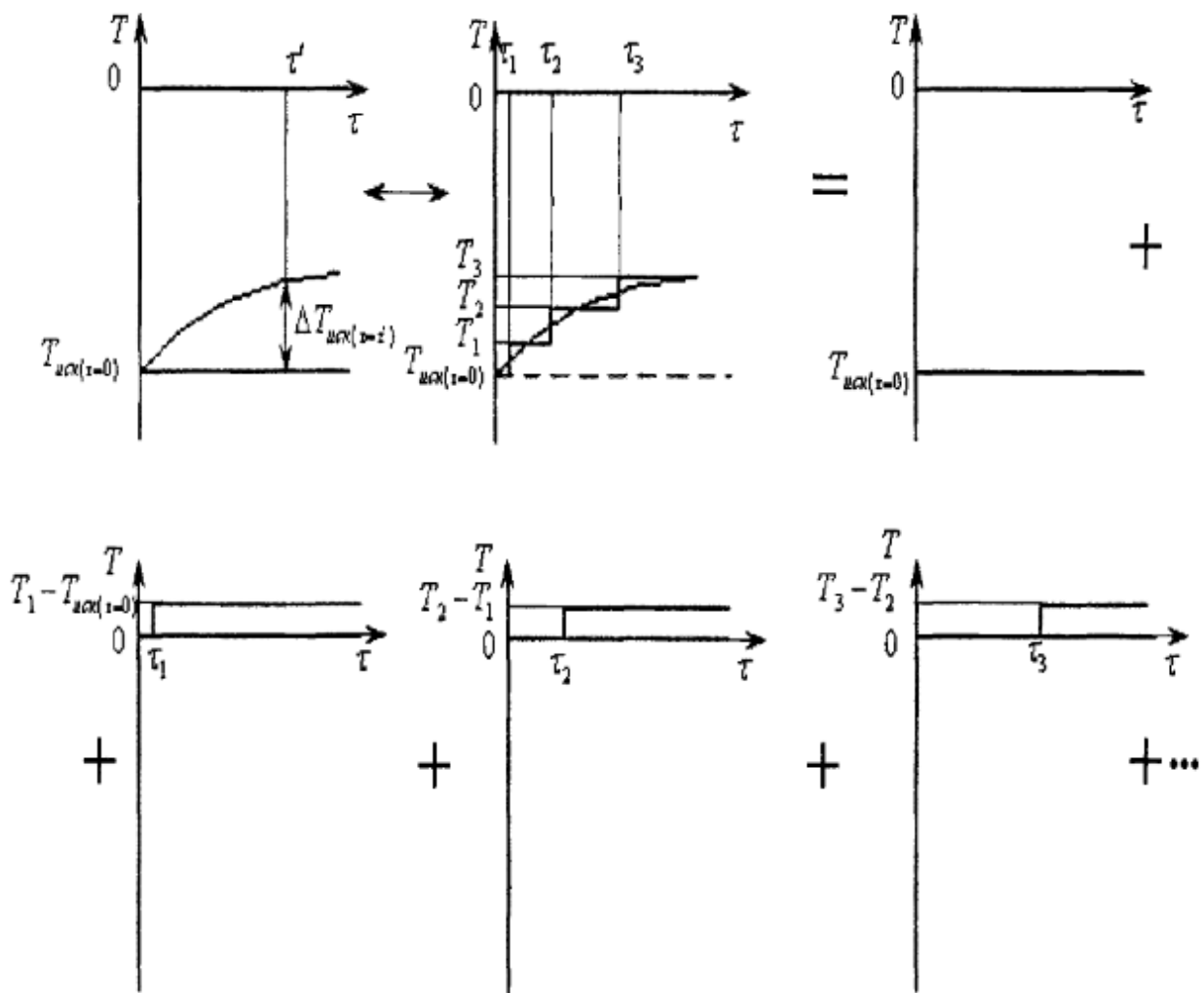


Рисунок 5.3.2

5.4 Определение мощности когенерационных установок. Расчет экономии условного топлива.

В мире насчитывается множество объектов малой энергетики, и их количество достигает нескольких тысяч. В России действует более 150 газопоршневых электростанций общей мощностью свыше 450 МВт.

В таблице 5.4.1 приведены данные о когенерационных установках в США, разбитые по типу двигателя и используемому виду топлива. При одинаковых условиях стоимость производства тепловой энергии автономными тепловыми и электрическими станциями ниже, чем стоимость получения тепловой энергии от электростанций, подключенных к сети. Это связано с высокими тарифами на электроэнергию, где стоимость услуг по диспетчеризации, передаче и сбыту составляет более 70% от общей стоимости.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Поэтому когенерационные установки являются неотъемлемой частью технологической цепи.

Когенерационная установка состоит из четырех основных компонентов:

- Первичный двигатель. В таблице 5.4.2 представлены различные типы первичных двигателей для маломощных тепловых электростанций (с электрической мощностью менее 1 МВт).
- Электрогенератор, который преобразует механическую энергию вращающегося вала двигателя в электрическую энергию.
- Система утилизации тепла, включающая теплообменник, через который проходят отходящие газы и передается тепловая энергия потребителю.
- Система контроля и управления.

Общая энергетическая эффективность когенерационных установок в режиме работы составляет от 80% до 90%. При использовании вместе с тепловыми насосами на тепловых сетях, где требуется низкотемпературное подогревание нефти и нет необходимости в высокотемпературном теплоносителе, КПД когенерационных установок может превысить 90% за счет более полного охлаждения отходящих газов.

Таблица 5.4.1

Двигатель \ Тип топлива	Уголь	Природный газ	Нефть	Отходы	Древесина	Другое
Котел / паровая турбина	169	67	31	83	141	85
Турбина комбинированного цикла	1	176	3	9	-	1
Газовая турбина	-	319	9	8	-	9
Газопоршневой двигатель	-	920	61	11	-	35
Другое	-	16	-	-	-	13
Всего	170	1498	104	111	141	143

Таблица 5.4.2

Двигатель	Используемое топливо	КПД эл.	КПД общий
Газовая турбина	газ, биогаз, пропан-бутан, дизельное топливо, керосин, сырая нефть, мазут	25-42%	65-87%
Поршневой двигатель с воспламенением от сжатия (дизель)	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин, сырая нефть, мазут	35-45%	65-90%
Поршневой двигатель с воспламенением от искры	газ, биогаз, керосин, бензин	35-43%	70-90%

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Однако имеются технологические ограничения на извлечение дополнительной энергии, которая представляет собой скрытую теплоту водяных паров, содержащихся в отходящих газах. Извлечение этой энергии возможно только при снижении температуры отходящих газов до уровня ниже 100°С, что приводит к конденсации водяных паров в жидкую форму. При использовании топлива с высоким содержанием сероводорода необходимо использовать теплообменники из коррозионно-стойких материалов, так как может образоваться кислотный конденсат.

При совместной работе когенерационной установки с тепловым насосом тепловая энергия используется для подогрева нефти в качестве дополнительной ступени нагрева, а электроэнергия направляется на привод теплового насоса, циркуляционных насосов гидравлической системы и вентиляторного теплообменника.

Запишем требуемую тепловую мощность W , расходуемую на нагрев нефти, как сумму тепловых мощностей, полученной от теплового насоса (первая ступень нагрева) и от когенерационной установки (вторая ступень нагрева):

$$W = КОП \cdot E_{ТН} + (E_{ТН} + E_{НГ}) \cdot \frac{\eta_W}{\eta_E},$$

где $E_{ТН}$ - потребляемая мощность теплового насоса;

$E_{НГ}$ - суммарная потребляемая мощность циркуляционных насосов гидравлической обвязки;

η_W - тепловой КПД когенерационной установки;

η_E - электрический КПД когенерационной установки.

Определим потребляемую мощность теплового насоса:

$$E_{ТН} = \frac{W - E_{НГ} \cdot \frac{\eta_W}{\eta_E}}{КОП + \frac{\eta_W}{\eta_E}}.$$

Так как потребителями электрической мощности на ТНПП являются тепловой насос и циркуляционные насосы гидравлической обвязки, то

электрическая мощность когенерационной установки $E_{ку}$ запишется следующим образом:

$$E_{ку} = \frac{W - E_{нф} \cdot \frac{\eta_w}{\eta_E}}{КОП + \frac{\eta_w}{\eta_E}} + E_{нф}.$$

Так как суммарная потребляемая мощность циркуляционных насосов гидравлической обвязки зависит от мощности теплового насоса, то задачу по определению электрической мощности когенерационной установки $E_{ку}$ необходимо решать методом последовательных приближений.

В таблице 5.4.3 представлены результаты расчета мощности когенерационных установок для примера 1.

Согласно таблице 5.4.3, расход условного топлива на подогрев нефти в расчетном месяце при температурой грунта 0 °С составит 580,5 т.у.т.

Потребляемая магистральными насосами электрическая мощность $N_{по}$ до реконструкции нефтепровода равна:

$$N_{по} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot H}{\eta} = \frac{0,52 \cdot 850,3 \cdot 9,81 \cdot 1866}{0,8} = 10,117 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

После реконструкции нефтепровода, при использовании теплонасосных пунктов подогрева, потребляемая электрическая мощность $N_{п(тнпп)}$ тех же магистральных насосов при пересчете на большую производительность составит:

$$N_{п(тнпп)} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot H}{\eta} = \frac{0,67 \cdot 850,3 \cdot 9,81 \cdot 1735}{0,8} = 12,121 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

Таблица 5.4.3

	ТНПП1	ТНПП2	ТНПП3	ТНПП4	ТНПП5
Номинальная мощность ТНПП, кВт	1980	2090	5910	1140	2730
КОП теплового насоса	7,3	7,9	7,3	7,3	7,9
Тепловой КПД когенерационной установки	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Электрический КПД когенерационной установки	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Номинальная мощность теплового насоса, кВт	1511	1721	4485	871	2249
Номинальная электрическая мощность когенерационной установки, кВт	375	295	1140	215	385
Коэффициент использования первичной энергии (КПЭ)	2,11	2,83	2,07	2,12	2,84
Расход условного топлива в расчетном месяце, т.у.т./мес.	83,0	87,6	247,7	47,8	114,4

При увеличении производительности нефтепровода с использованием теплонасосных пунктов подогрева, дополнительный расход электроэнергии для привода магистральных насосов составляет $1,443 \cdot 10^6$ кВт*ч в расчетном месяце. Это эквивалентно 537,1 тыс. у.т. (условных тепловых единиц), а общий расход условного топлива на перекачку и подогрев за месяц составит 1117,6 тыс. у.т.

Сравним полученное значение с увеличением потребления условного топлива при альтернативном варианте повышения пропускной способности нефтепровода за счет реконструкции насосных станций. После реконструкции насосных станций потребляемая мощность магистральных насосов N_{II} будет равна:

$$N_{II(МН)} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot H}{\eta} = \frac{0,67 \cdot 850,3 \cdot 9,81 \cdot 2209}{0,8} = 15,432 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Дополнительный расход электроэнергии для привода магистральных насосов составит $3,827 \cdot 10^6$ кВт*ч. При КПД электростанции 33%, это соответствует 1424,5 тыс. у.т.

Таким образом, при увеличении производительности магистрального нефтепровода Уса-Ухта с 1872 м³/ч до 2412 м³/ч с использованием теплонасосных пунктов подогрева, экономия условного топлива в расчетном месяце по сравнению с альтернативным способом - реконструкцией насосных станций на более высокую производительность, составит 306,9 тыс. у.т./мес (более 25%).

Выводы по главе 5

При строительстве теплонасосных пунктов подогрева нефти рекомендуется использовать вертикальные грунтовые теплообменники с глубиной монтажа от 50 до 200 метров.

ГЛАВА 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

По «горячим» нефтепроводам происходит транспортировка высоковязких и тяжёлых нефтей при высоких значениях температуры. Множество таких параметров перекачки как вязкость, расход, давление, гидравлическое сопротивление зависят от температуры нефти. Таким образом, себестоимость и выгода от перекачки также имеют зависимость от температурного режима нефтепровода.

Широко известен способ подогрева высоковязких нефтей на промежуточных тепловых станциях магистральных нефтепроводов, оборудованных огневыми или паровыми подогревателями. Основные недостатки такого способа подогрева заключаются в необходимости расхода первичных энергоресурсов (нефти, мазута или газа) в виде топлива и в загрязнении воздушного бассейна вредными продуктами при сгорании этих видов топлива в топках огневых подогревателей или паровых котлов.

В данной работе предлагается способ «распределенного» подогрева, при котором температурный режим перекачки близок к изотермическому. Данный способ заключается в рассосредоточенном расположении по трассе нефтепровода тепловых станций небольшой мощности преимущественно на лимитирующих участках. Имеет место «пилообразное» распределение температуры по длине нефтепровода.

В качестве тепловых станций небольшой мощности предлагается использовать теплонасосные установки. Технический результат достигается тем, что для подогрева высоковязкой нефти, взамен сжигания в топках подогревательных пунктов нефти, мазута, газа или утилизации тепла выпускных газов газоперекачивающих агрегатов, используется

					<i>Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Никитина С.Е.</i>					77	131
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11</i>		
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

низкотемпературное тепло природного теплоотдатчика, которое затем трансформируют в тепловых насосах в высокотемпературный источник подогрева нефти, причем в качестве природного теплоотдатчика используют грунт, русловые и подземные реки, озера и морские воды.

В данной части работы будет рассчитан экономический эффект от применения тепловых насосов при перекачке высоковязкой нефти, также будет рассчитано уменьшение количества потребляемой электроэнергии.

Оценочный расчет произведем для нефтепровода, оборудованного автономными ТНПП.

В таблице 1 показаны капитальные и эксплуатационные затраты по каждому ТНПП. В качестве топлива для первоначального двигателя рассмотрено применение сырой нефти.

Таблица 1- Затраты по каждому ТНПП

	ТНПП1	ТНПП2	ТНПП3	ТНПП4	ТНПП5
Номинальная мощность ТНПП, кВт	1980	2090	5910	1140	2730
Номинальная мощность теплового насоса, кВт	1511	1721	4485	871	2249
Стоимость теплового насоса с центробежным компрессором фирмы Тгапе (США) с учетом доставки до г. Ухта, млн. руб.	5,780	13,200	16,200	3,740	14,300
Мощность грунтового теплообменника, кВт	нет	1579	нет	нет	2063
Количество шахт глубиной по 100 м при тепловом потоке к сдвоенному U-образному теплообменнику 50 Вт/м	нет	316	нет	нет	413

Стоимость шахт, млн. руб.	нет	31,6	нет	нет	41,3
Стоимость трубок грунтового теплообменника и гидравлической обвязки теплового насоса, млн. руб.	нет	22,1	нет	нет	28,9
Мощность водного теплообменника, кВт	1369	нет	4064	790	нет
Стоимость водного теплообменника и обвязки теплового насоса, млн. руб	1,43	нет	5,30	0,98	нет
Стоимость ТНУ «под ключ», млн. руб.	31,500	50,900	52,000	27,000	60,300
Номинальная электрическая мощность когенерационной установки, кВт	375	295	1140	215	385
Стоимость когенерационной установки «под ключ», млн. руб.	32,375	29,735	57,620	27,095	32,705
Суммарные капитальные затраты, млн. руб.	23,875	40,635	69,620	14,095	53,005
Коэффициент первичной энергии (КПЭ)	2,11	2,83	2,07	2,12	2,84
Годовой расход тепла на ТНПП, 10 ⁻⁶ кВт*ч	7,2	7,6	21,6	4,2	10,0
Эксплуатационные затраты, млн. руб. в год	2,659	2,093	8,132	1,544	2,744
Суммарные капитальные затраты по всем ТНПП, млн. руб.					409,875
Суммарные эксплуатационные затраты по всем ТНПП, млн. руб. в год					17,172

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

При оценке экономической эффективности проекта примем, что продолжительность эксплуатационной стадии — 20 лет. Средняя норма годовых амортизационных отчислений принята 5%.

Нижеприведенный расчет был произведен по методике.

Годовые амортизационные отчисления A_t по создаваемым основным фондам определены по следующей формуле:

$$A_t = 0,05 \cdot 409,875 \cdot 10^6 = 20,49 \cdot 10^6, \text{ млн. руб}$$

Размеры капитальных вложений определяются как сумма затрат на приобретение оборудования, транспортные, монтажные работы.

В материальные затраты входят:

- Затраты на электроэнергию
- Хладагент
- Заправка хладагентом
- Пуско-наладка холодильной машины

Выручка проекта определяется как произведение стоимости, объема, расстояния нефтепродукта, сохраненного при внедрении ТНПП.

Результат выручки составил 90238,69 млн.руб.

Суммарная себестоимость транспортировки соответствующего количества нефтепродуктов:

$$C_{TP}^{сум} = S + \Delta N \cdot e \cdot 8640$$

$$C_{TP}^{сум} = (17172000 + 1625 \cdot 2 \cdot 8640) \cdot 10^3 = 45252 \cdot 10^6$$

где S - суммарные эксплуатационные годовые затраты по всем ТНПП;

ΔN - увеличение мощности, потребляемой магистральными насосами;

e — стоимость 1 кВт*ч электроэнергии.

Показатели экономической эффективности внедрения ТНПП представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели экономической эффективности внедрения ТНПП

Денежный поток	млн. руб.	6142,9664
Накопленный денежный поток	млн. руб.	48633,17
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$), NPV	млн. руб.	1538,27
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР), IRR	%	99,46
Срок окупаемости (простой), PP	годы	1,6
Срок окупаемости (дисконтированный), DPP	годы	2,2
Индекс доходности капитальных вложений, PI	доли ед.	4,94

На рисунке 1 показан график зависимости значений денежного потока и чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

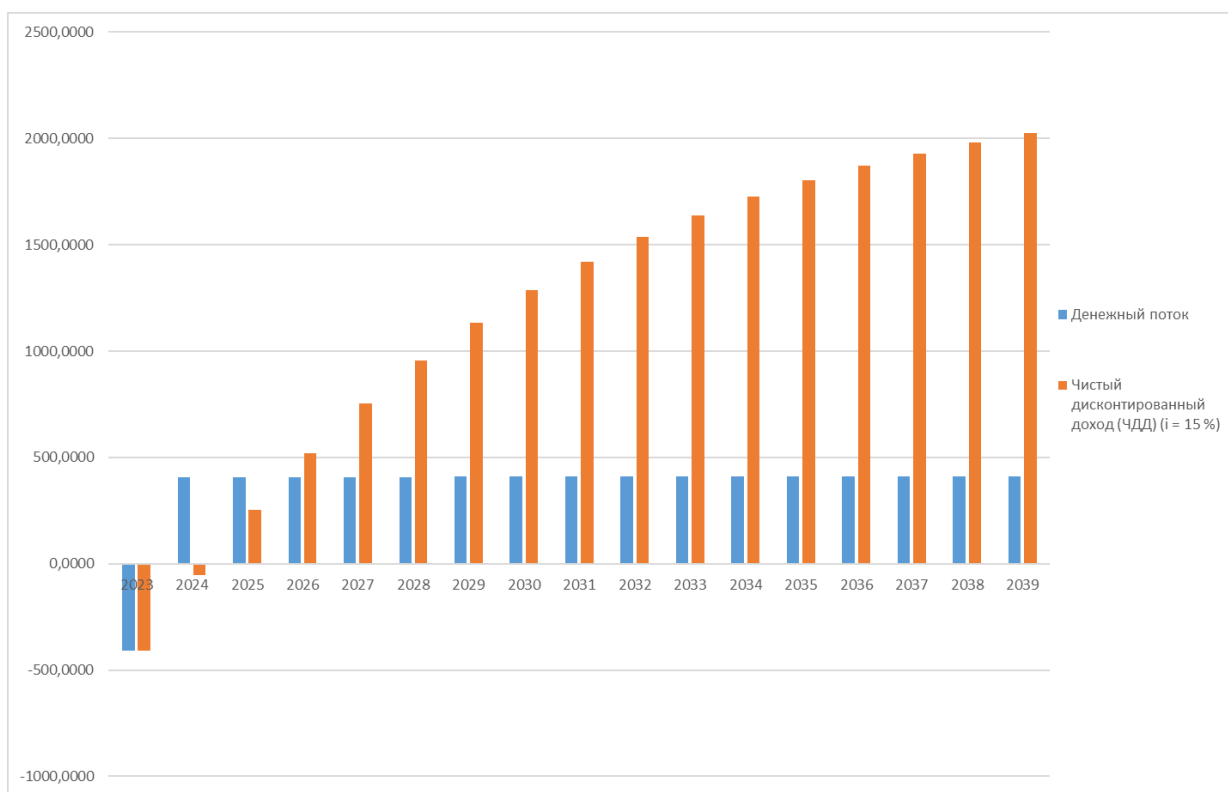


Рисунок 1- Зависимость денежного потока и ЧДД

Вывод

В ходе технико-экономических расчётов было показано, что в данном случае внедрение теплонасосных пунктов подогрева считается эффективным не только с экологической точки зрения, но и с экономической, так как дисконтированный срок окупаемости составил 2,2 года

ГЛАВА 7. Социальная ответственность

Любая организация несет ответственность перед людьми за свою деятельность, т. к. любая деятельность оказывает влияние на окружающую среду и на самих людей. Эта проявляется не только в исполнении законов и организации деятельности для получения экономической выгоды, но и в ответственном поведении без получения экономической выгоды. Такое отношение к своему положению в обществе демонстрирует более высокий уровень осознания роли организаций в жизни людей. Такое отношение называют социальной ответственностью организации.

В настоящей работе проводится рассмотрение базовых способов перекачки высоковязкой нефти по трубопроводу, а также методы изменения тепловых параметров работы системы трубопроводного транспорта. Регулирование термодинамических характеристик перекачки нефти дает возможности для более эффективного транспорта нефти, в том числе и высоковязкой нефти, которая является перспективным ресурсом на фоне постепенного истощения запасов легкой нефти.

На пределе своих возможностей в холодные зимние периоды работает магистральный нефтепровод Уса-Ухта. Модернизация или замена насосно-силового оборудования, с целью увеличения располагаемого напора для повышения производительности нефтепровода, ограничена предельным напором трубопровода. Сооружение новых пунктов подогрева, позволит разрешить проблему роста гидравлического сопротивления на этой важнейшей северной магистрали, частично проходящей по зонам островной вечной мерзлоты.

					Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитина С.Е.			<i>Глава 7. Социальная ответственность</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					82	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
Рук-ль ООП.		Шадрина А.В.						

Профессиональная социальная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится по [24]. Основные виды ОВПФ, в зависимости от их источников и уровня воздействия на рабочих местах указаны в таблице 10.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.004-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Полевые работы 1) Снятие показаний контрольно-измерительных приборов; 2) Визуальный контроль оборудования; 3) Переключение запорной арматуры.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1. Электрический ток; 2. Повышенная температура поверхностей оборудования; 3. Пожаро-взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.019-2009 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.101-76
2. Камеральные работы 1. Анализ НТД и методических пособий; 2. Теплогидравлический расчёт участка МН; 3. Экономический анализ решений.	1. Отклонение показателей микроклимата; 2. Недостаточная освещённость рабочей зоны; 3. Монотонный режим работы и эмоциональные перегрузки.	1. Электрический ток 2. Пожаро-взрывоопасность.	СанПиН 2.2.4.548-96 СНИП 23-05-95 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1 27 8-03

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Таблица 10 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании и эксплуатации ППН

**Анализ выявленных вредных факторов проектируемой
производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению
Полевые работы**

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климатические параметры севера Республики Коми – средняя температура января: минус 20°С, средняя температура июля: плюс 11°С, осадки от 700 мм в год. Зима на территории республики холодная и является самым продолжительным периодом. Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 55°С. Усреднённая скорость ветра зимой – 2,7 м/с. Лето в республике умеренно тёплое. Абсолютная максимальная температура плюс 17°С. Усреднённая скорость ветра летом составляет 2,6 м/с.

Рассматриваемые территории относятся к особому (районы, расположенные севернее Полярного круга) и IV (остальные районы) климатическим поясам. Согласно [25] работающие при низких температурах в соответствии с климатическими поясами должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами:

– куртка на утеплённой подкладке, брюки на утеплённой подкладке (со сроком носки 1,5 года), сапоги утеплённые (со сроком носки 2 года);

– в особом климатическом поясе дополнительно к тёплой специальной одежде (куртка на утеплённой подкладке, брюки на утеплённой подкладке) выдаются: 1 полушубок – на 4 года, шапка-ушанка – на 3 года, меховые рукавицы – на 2 года.

Допустимая продолжительность однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в холодный период года принимается согласно [26] по таблицам 11 и 12.

Таблица 11 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в IА климатическом регионе («особый» климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат

Температура воздуха, °С	Энергозатраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 2,8	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,8	охлаждение через 5,6	-
-20	1,3	2,6	-
-25	1,0	1,7	-
-30	0,9	1,3	охлаждение через 3,4
-35	0,7	1,0	2,0
-40	0,6	0,8	1,4

Таблица 12 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в IБ климатическом регионе (IV климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат

Температура воздуха, °С	Энергозатраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	охлаждение через 7,1	охлаждение поверхности тела отсутствует	охлаждение поверхности тела отсутствует
-20	3,4	охлаждение поверхности тела отсутствует	-

-25	2,3	-	-
-30	1,7	охлаждение через 4,3	-
-35	1,4	2,5	-
-40	1,1	1,9	-

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Основными источниками выделения вредных веществ являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры).

В этой зоне возможны проявления токсичных газов нефти, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Согласно [27] воздушные смеси и газы, проявления которых возможны в рабочей зоне оборудования, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (таблица 13).

Таблица 13 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	IV
Оксида углерода	20	
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

заражение микробактериозом, малярией, желтой лихорадкой, денге, филяриатозом, туляремией, гепатитом.

Наибольшую опасность представляют клещи - переносчики клещевого энцефалита. Заражение вирусом энцефалита может привести к расстройству памяти и интеллекта, параличу и даже летальному исходу. По данным Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека за сезон в медицинские учреждения за помощью по поводу присасывания клещей обращается более 30 тыс. человек. [28]

Работникам, выполняющим работу в районах, где в весенне-летний период наблюдается массовый лет кровососущих насекомых или где имеется опасность заражения клещевым энцефалитом, дополнительно к специальной одежде, специальной обуви, предусмотренным [30], выдаются:

1. костюм для защиты от кровососущих насекомых или комплект защитной трикотажной одежды (рубашка верхняя из тонкого защитного полотна, рубашка нижняя из толстого защитного полотна, головная накидка со специальной пропиткой) (1 со сроком носки – 2 года), накомарник (1 со сроком носки – 1 год);
2. костюм противоэнцефалитный (1 со сроком носки – 3 года), если такая выдача не предусмотрена настоящими Нормами;
3. набор репеллентов: аэрозоль для защиты от гнуса и мошки или крем в тубе для защиты от гнуса и мошки (не менее 4 баллончиков или штук), аэрозоль для защиты от клещей (не менее 1 баллончика), средство после укусов – бальзам (не менее 1 тубы) – на период массового лета кровососущих насекомых.

Камеральные работы

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Согласно [31] при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой

					<i>Глава 7. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						88
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

наружного воздуха, равной плюс 10°С и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше плюс 10°С. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт).

В анализируемом производственном процессе работы относятся к категории Ia и IIб.

К Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

К категории IIб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

Таблица 14 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений [32]

Сезон года	Категория тяжести работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia	22-24	60-40	0,1
	IIб	17-19	60-40	0,2
Тёплый	Ia	23-25	60-40	0,1
	IIб	19-21	60-40	0,2

Для поддержания оптимальных показателей микроклимата в рабочей зоне, в помещении работают системы отопления и вентиляции.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Правильно спроектированное и рационально выполненное освещение производственных помещений оказывает положительное воздействие на работающих, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

В процессе планировки освещения должны быть решены следующие вопросы:

- выбор системы освещения;
- выбор источников света;
- выбор светильников и их размещение;
- выбор нормируемой освещённости;
- расчёт освещения методом светового потока.

Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в [33]. Выбор освещённости осуществляется в зависимости от размера объёма различения (толщина линии, риски, высота буквы), контраста объекта с фоном, характеристики фона.

Таблица 15 – Нормы освещённости производственных помещений при искусственном освещении рабочего места

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
						Освещённость, лк		
						При системе комбинированного освещения		При системе общего освещения
						Всего	В т.ч. от общего	
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	III	в	Малый Средний Большой	Светлый Средний Тёмный	750	200	300
						600	200	200

Монотонный режим работы

В зависимости от категории трудовой деятельности и уровня нагрузки за рабочую смену при работе устанавливается суммарное время регламентированных перерывов.

влияния гиподинамии и гипокинезии, предотвращения развития позотонического утомления целесообразно выполнять комплексы упражнений.

Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

Полевые работы

Электрический ток

Атмосферное электричество является опасным фактором ввиду того, что молния имеет температуру 10000 °С, напряжение 220 МВ и силу тока до 1200кА.

Опасными воздействиями атмосферного электричества являются [34]:

- ударная волна, сформированная при электрическом разряде, способна вызвать механические повреждения;
- прямое попадание молнии способно вызвать поражение электрическим током обслуживающего персонала, а также привести к пожару;
- электростатическая и электромагнитная индукция, являющиеся вторичным проявлением атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего может служить взрыв в случае имеющихся взрывоопасных веществ.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы, которые принимают удар молнии на себя и отводят его в землю. Для молниезащиты территории НПС, сооружения оборудуют молниеотводами.

Поскольку на территории НПС находятся энергоемкие объекты, например, насосное оборудование, то возникает опасность поражения

электрическим током, напряжение которого достигает 10 кВ, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязаемости тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с.

Меры защиты согласно [35]:

1. Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение.
2. Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

Повышенная температура поверхностей оборудования

К опасности термического характера относятся повышенная температура поверхности оборудования и тепловое излучение.

Тепловым излучением называется процесс, при котором теплота излучения распространяется в основном в форме инфракрасного излучения с длиной волны около 10 мм. Источниками тепловых излучений являются все тела, нагретые до температуры выше температуры окружающей среды. В условиях производства источниками тепловых излучений могут быть наружные стенки горячих трубопроводов, технологическое оборудование,

провода и кабели электросетей, электрические машины и аппараты и др. Также контакт с нагретыми поверхностями может вызвать ожоги различных тканей организма человека. Изменения, происходящие в клетках при нагревании, определяются соотношением между уровнем повышения температуры и продолжительностью гипертермии. Так, гибель эпидермальных клеток кожи наступает при нагревании до 44 °С в течении не менее 6ч. Повышение температуры на 1 °С сокращает этот срок вдвое, а при температуре 51 °С и выше скорость развития необратимых изменений ещё более возрастает. При нагревании до температуры 70 °С гибель клеток наступает практически мгновенно.

Температура нагретых поверхностей производственного оборудования и ограждений на рабочих местах не должна превышать 45 °С [31].

Для защиты людей от вредного воздействия теплового излучения и высоких температур применяют теплоизоляцию горячих поверхностей, например, путем обмазки наружных поверхностей каким-либо строительным раствором с наполнителем в виде стекловаты или асбеста. Общей защитой от излучения могут служить экраны из малотеплопроводных материалов (асбест, шифер), а в качестве средств индивидуальной защиты применяются спецодежда (брезентовые или суконные костюмы).

Пожаро-взрывоопасность

В зоне работы возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Эти газы являются горючими и увеличивают риск возникновения пожаров и взрывов.

Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [35] опасные газы имеют характеристики, описанные в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м ³	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	-	246	4,3	10,0
Газ нефтяной	-	405-580	6,0	13,5

Методы снижения пожаровзрывоопасности:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
3. Контроль загазованности газоанализаторами.
4. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории организации на каждые 5000 м² (но не менее одного) должны быть установлены пожарные щиты (пункты) со следующим набором средств пожаротушения: огнетушители пенные - 2, огнетушители порошковые или углекислотные – 1, ящики с песком – 1 (1 м³), асбестовое полотно или войлок – 2, лопаты – 4, топоры – 2, ломы – 1 [36].

Экологическая безопасность

В таблице 18 представлены вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве строительного-монтажных работ проектируемого трубопровода.

Таблица 18 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проектировании и эксплуатации ППН

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	В результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, аварий утечка нефти, масла и других загрязняющих веществ. Также причиной этого может неправильная утилизация тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел	<ul style="list-style-type: none"> – вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли – складирование отходов в металлические контейнеры, вывоз на полигоны промышленных отходов; – проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие методы ухода за лесосекой
Вода и водные ресурсы	Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, аварии.	<ul style="list-style-type: none"> – своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; – своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; – очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС только соответствующих нормативным требованиям.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Воздушный бассейн	Выбросы токсичных паров нефти	<ul style="list-style-type: none"> – проверка оборудования на прочность и герметичность; – соблюдение правил эксплуатации; – своевременная замена уплотнений запорной арматуры; – оснащение системой контроля загазованности.
-------------------	-------------------------------	---

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС:

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

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Одними из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный разлив нефти.

Практика эксплуатации магистральных нефтепроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными, но в большинстве случаев они связаны с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти или нефтепродукта наружу. Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [37] проводятся следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;

- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Природоохранные мероприятия при ликвидации возможного аварийного разлива нефти и его включают в себя [38]:

1. Разработку и согласование с местными природоохранными органами и другими заинтересованными органами надзора мероприятий по ликвидации последствий аварий.
2. Сокращение объема вытекающей нефти за счет остановки перекачки по поврежденному участку трубопровода.
3. Приобретение установок, материалов, оборудования для сбора загрязняющих веществ с акватории водоемов и для обезвреживания промышленных отходов.
4. Оперативные мероприятия по локализации и сбору нефти с водной поверхности (установка боновых заграждений, обустройство земляных дамб, сбор нефтяной пленки нефтесборщиками).
5. Проведение рекультивации загрязненных и нарушенных земель.
6. Мероприятия по реабилитации акваторий, загрязненных в результате аварийного разлива нефти.
7. Организацию производственного эколого-аналитического контроля за состоянием нарушенных компонентов природной среды в соответствии с «Регламентом о порядке организации эколого-аналитического контроля за состоянием окружающей среды на промышленных объектах ОАО «АК «Транснефть»».
8. Определение размеров компенсационных выплат за ущерб, нанесенный природной среде в результате аварии.
9. Организацию отбора арбитражных проб при разногласиях с контролирующими органами.

Влияние нефти на окружающую среду может быть чрезвычайно разнообразным. Такое разнообразие обусловлено сложностью химического

состава загрязнителей, их взаимодействием и концентрациями. Прогноз последствий возможных аварий осложняется чрезвычайно широким спектром реакций растений и животных, обусловленных спецификой животных, кормовыми предпочтениями, дозами и путями попадания загрязнителей в организм.

Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти

Согласно данным, представленным в работе [31], в качестве показателя степени загрязнения земли нефтью и нефтепродуктами следует рассматривать концентрацию нефти в грунте, определяемую по формуле:

$$\alpha = \frac{M_{\text{вг}}}{M_{\text{г}}} \cdot 10^3$$

где α – концентрация нефти в грунте, г/кг;

$M_{\text{вг}}$ – количество нефти, впитавшейся в грунт, т, определяемое по формуле;

$M_{\text{г}}$ – количество нефтезагрязненного грунта, т, определяемое по формуле;

$$M_{\text{вг}} = K_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot F_{\text{з}} \cdot h_{\text{с}}$$

где $K_{\text{н}}$ – нефтеемкость грунта;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, т/м³;

$F_{\text{з}}$ – площадь земель, загрязненных нефтью, м²;

$h_{\text{с}}$ – глубина пропитки грунта нефтью, м.

$$M_{\text{г}} = \rho_{\text{г}} \cdot F_{\text{з}} \cdot h_{\text{с}}$$

где $\rho_{\text{г}}$ – плотность нефтезагрязненного грунта, т/м³.

В качестве натурального показателя оценки опасности нанесения вреда природной среде от нефтезагрязнений используется условный коэффициент

всхожести семян, установленный опытным путем, который меняет свое значение в зависимости от содержания нефти и нефтепродуктов в почве и учитывает самоочищение почвы от загрязнения нефтью.

Значения уровней загрязнения почвы нефтью, а также ориентировочные характеристики всхожести семян растительности приведены в таблице 25.

Таблица 19 – Уровни загрязненности земель нефтью

Уровни загрязненности почвы	Концентрация нефти в почве, г/кг		Всхожесть семян, %	Условный коэффициент всхожести семян
	Минеральные почвы	Торфяники		
Допустимый	0,5 – 1,0	3 – 5	97 – 98	0,98
Пороговый	3 – 5	20 – 30	80 – 85	0,82
Низкий	20 – 30	40 – 50	67 – 70	0,68
Средний	40 – 50	70 – 80	45 – 55	0,50
Высокий	70 – 80	90 – 100	20 – 30	0,25
Опасный	200 – 250	250 – 300	0 – 10	0,05

Исходные данные. Площадь участка нефтенасыщенного грунта $F_3 = 5000 \text{ м}^2$, плотность нефти $\rho = 0,885 \text{ т/м}^3$, средняя глубина пропитки грунта $h_{CP} = 0,05 \text{ м}$. Грунт глинистый, влажность 40%. Нефтеемкость грунта $K_H = 0,12$.

Определим сначала количество нефти, которое впиталось в глинистый грунт:

$$M_{\text{вг}} = K_H \cdot \rho_H \cdot F_3 \cdot h_c = 0,12 \cdot 0,885 \cdot 5000 \cdot 0,05 = 26,55 \text{ т}$$

Количество нефтезагрязненного грунта:

$$M_{\text{г}} = \rho_{\text{г}} \cdot F_3 \cdot h_c = 1,7 \cdot 5000 \cdot 0,05 = 425 \text{ т}$$

Таким образом концентрация нефти в грунте составит:

$$\alpha = \frac{M_{\text{вг}}}{M_{\text{г}}} \cdot 10^3 = \frac{26,55}{425} \cdot 1000 = 62,47$$

Законодательное регулирование проектных решений

В случае причинения вреда жизни или здоровью в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте эксплуатирующая

					Глава 7. Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

организация опасного производственного объекта, ответственная за причиненный вред, обязаны обеспечить выплату компенсации в счет возмещения причиненного вреда:

– гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, понесенного в случае смерти потерпевшего (кормильца), - в сумме два миллиона рублей;

гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, причиненного здоровью, - в сумме, определяемой исходя из характера и степени повреждения здоровья по нормативам, устанавливаемым Правительством Российской Федерации. Размер компенсации в этом случае не может превышать два миллиона рублей. [39]

Продолжительность смены в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов.

Не сокращается продолжительность смены в ночное время для работников, принятых специально для работы в ночное время. Продолжительность работы в ночное время уравнивается с продолжительностью работы в дневное время в тех случаях, когда это необходимо по условиям труда, а также на сменных работах при шестидневной рабочей неделе с одним выходным днем. Список указанных работ может определяться коллективным договором, локальным нормативным актом.

Продолжительность рабочего дня или смены, непосредственно предшествующих нерабочему праздничному дню, уменьшается на один час.

В непрерывно действующих организациях и на отдельных видах работ, где невозможно уменьшение продолжительности смены в предпраздничный день, переработка компенсируется предоставлением работнику

дополнительного времени отдыха или, с согласия работника, оплатой по нормам, установленным для сверхурочной работы [40]

					<i>Глава 7. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для эффективной транспортировки вязких нефтей по магистральным трубопроводам требуются специальные методы, чтобы обеспечить нормальные условия перекачки. Вязкие нефти имеют высокую температуру застывания, и существует риск их застывания в трубе. В данной работе были рассмотрены следующие специальные технологии перекачки вязких нефтей:

1. Гидроперекачка.
2. Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефти путем механического воздействия.
3. Перекачка высоковязкой нефти в смеси с жидкими углеводородными разбавителями.
4. Перекачка термически обработанных нефтей.
5. Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с применением депрессорных присадок.
6. Перекачка нефти с подогревом.

В настоящее время для упрощения перекачки высокозастывающих и высоковязких нефтей чаще всего используют следующие методы: пуск нефтепровода с применением депрессорных присадок после остановки перекачки и перекачку нефти с подогревом с использованием тепловой изоляции. Эти методы являются наиболее перспективными для перекачки высокозастывающей и высоковязкой нефти по магистральным трубопроводам.

Однако стоит отметить, что применение технологии "горячей" перекачки на действующем магистральном нефтепроводе требует строительства энергоемких пунктов подогрева нефти. Для перекачки с попутным пароподогревом необходимо строительство котельных установок, прямого паропровода и обратного конденсатопровода. Использование систем

					<i>Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Никитина С.Е.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>					103	131
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

электроподогрева требует установки систем попутного электроподогрева на трубопроводе и их контроля, а также тепловой изоляции. Применение каждой из этих технологий приводит к значительным капитальным и эксплуатационным затратам.

В данной работе рассмотрен энергосберегающий и экологически безопасный способ транспортировки высоковязкой нефти с "распределенным" подогревом. Он предполагает использование природного тепла "с возвратом" путем установки тепловых насосов для подогрева вдоль трассы. В работе также приведены основные выводы и рекомендации:

1. Разработан и обоснован энергосберегающий и экологически безопасный способ транспортировки высоковязкой нефти с "распределенным" подогревом. Предложены основы для методологического расчета температурных режимов теплонасосных пунктов подогрева с учетом оптимизации затрат при их неравномерном расположении и виде используемого источника природного низкопотенциального тепла.
2. Рекомендовано подогревать нефть на теплонасосных пунктах подогрева на величину не более 7 °С и использовать тепловые насосы с центробежным компрессором, у которых коэффициент преобразования энергии в условиях эксплуатации на нефтепроводе превышает 5.
3. Обоснован критерий применения дополнительных пиковых нагревателей на теплонасосных пунктах подогрева. Рекомендуется устанавливать дополнительные нагреватели номинальной мощностью от 10% до 40% в зависимости от технических параметров теплонасосных пунктов подогрева в случае изменения температуры грунта в широком диапазоне от 7 до 13 градусов. При более узком диапазоне изменения температуры грунта установка пиковых нагревателей нецелесообразна

					Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Никитина С.Е.			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никольчиков В.К.					104	131
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
<i>Рук-ль ООП.</i>		Шадрина А.В.						

4. Показано, что использование природного низкопотенциального тепла для "распределенного" подогрева высоковязкой нефти, транспортируемой по нефтепроводу, позволяет снизить энергозатраты на трубопроводный транспорт. Для нефтепровода Уса-Ухта экономия условного топлива превышает 25% по сравнению с альтернативным способом реконструкции насосных станций, а срок окупаемости капитальных затрат составляет около двух лет.

Таким образом, предложенный энергосберегающий и экологически безопасный способ транспортировки высоковязкой нефти с "распределенным" подогревом является эффективным и экономически целесообразным решением для магистральных нефтепроводов.

					Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитина С.Е.			<i>Заключение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.					105	131
Консульт.						Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11		
Рук-ль ООП.		Шадрина А.В.						

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамзон, Л.С. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей / Л.С. Абрамзон, В.Е. Губин, В.Н. Дегтярев, В.Н. Степанюгин // Экспресс информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. -М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
2. Абрамзон, Л.С. Методика расчета "горячих" трубопроводов при установившемся режиме перекачки высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов / Л.С. Абрамзон, В.А. Белозеров. - М.: ВНИИОЭНГ, 1970.-56 с.
3. Агапкин, В.М. Перекачка высоковязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов зарубежом / В.М. Агапкин, С.Н. Челенцов. - М.:ВНИИОЭНГ обзорн. информ. - 1974. - 88 с.
4. Байков, Назип Мавлютович. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н. М. Байков, Г. Н. Позднышев, Р. И. Мансуров. — М. : Недра, 1981. — 261 с.
5. Бутузов, В.А. Перспективы применения тепловых насосов / В.А. Бутузов // Промышленная энергетика. - 2015. - № 10.
6. Васильев, Г. П. Использование низкопотенциальной тепловой энергии земли в теплонасосных системах / Г. П. Васильев, Н. В. Шилкин - Журнал "АВОК", 2013, №2.
7. Васильев, Г.П. Энергоэффективная сельская школа в Ярославской области / Г.П. Васильев, Н.С. Крундышев. – Журнал "АВОК", 2014, №5.
8. Васильев, Г.П. Энергоэффективные здания с теплонасосными системами снабжения / Г.П. Васильев. - Журнал "АВОК", 2016, №12.
9. Гаррис, Н.А. Построение динамической характеристики магистрального трубопровода (Модель вязкопластичной жидкости) / Н.А. Гаррис, Ю.О. Гаррис, А.А. Глушков // Нефтегазовое дело. - 2016. - т.5 №2. - С.2

					<i>Повышение энергоэффективности перекачки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу с применением тепловых насосов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Никитина С.Е.</i>			<i>Список использованной литературы</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					106		
					<i>Отделение нефтегазового дела гр.2БМ11</i>		

- 10.Гаррис, Н.А. Применение тепловых насосов для утилизации сбросного тепла на насосных и компрессорных станциях магистральных трубопроводов: Учеб, пособие. / Н.А. Гаррис, Л.В. Сабитова. - Уфа: УГНТУ, 2015. - 123 с.
- 11.Гаррис, Н.А. Определение числа тепловых насосов и их тепловой мощности в расчете на максимальную загрузку магистрального нефтепровода / Н.А. Гаррис, А.А. Глушков // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: Материалы V международной научно-технической конф.-Новополоцк: УО "ПГУ". - 2006. - С. 127-128
- 12.Гаррис, Н.А. Расчет эксплуатационных режимов нефтепродуктопроводов с применением динамических характеристик / Н.А. Гаррис, Ю.О. Гаррис. - Электрон, текст, дан. - Нефтегазовое дело, 2002. - Режим доступа к журн.: http://www.ogbus.ru/authors/Garris/gar_r.pdf, свободный.
- 13.Гаррис, Н.А. Экономический эффект за счет оборудования теплонасосных установок дополнительным нагревателем, компенсирующим пиковые нагрузки / Н.А. Гаррис, А.А. Глушков // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: Материалы V международной научно-технической конф.-Новополоцк: УО "ПГУ". - 2006. - С. 129.
- 14.Глушков, А.А. Грунт, как источник низкотемпературного тепла / А.А. Глушков, Н.А. Гаррис // Материалы 57-й научно-технич. конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов УГНТУ. - Уфа: УГНТУ. - 2006. - С. 54.
- 15.Глушков, А.А. Моделирование магистрального неизотермического трубопровода в осложненных условиях эксплуатации / А.А. Глушков // Записки Горного института. - СПб.: Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет). - 2013. - Т.167. -4.2,-С. 13-15

16. Глушков, А.А. Нетрадиционный способ подогрева потока высоковязкой нефти / А.А. Глушков, Н.А. Гаррис // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: Материалы V международной научно-технической конф.-Новополоцк: УО "ПТУ". - 2006. - С. 122-125.
17. Глушков, А.А. Низкотемпературная перекачка при помощи тепловых насосов с электрическим нагревателем / А.А. Глушков, Н.А. Гаррис // Трубопроводный транспорт - 2005/ Материалы международной учебно-научно-практической конференции. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис. - 2005. - С. 66.
18. Глушков, А.А. Определение мощности тепловых насосов в расчете на максимальную загрузку магистрального нефтепровода / А.А. Глушков, Н.А. Гаррис // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: Материалы V международной научно-технической конф.-Новополоцк: УО "ПТУ". - 2006. - С. 125-130
19. Глушков, А.А. Определение оптимальных параметров перекачки при снижении вязкости нефти с использованием теплового насоса / А.А. Глушков, Н.А. Гаррис // Трубопроводный транспорт - 2005/ Материалы международной учебно-научно-практической конференции. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис. - 2005. - С. 64-66
20. Глушков, А.А. Определение функциональной зависимости между температурами нагрева на теплонасосных установках при распределенном подогреве / А.А. Глушков, Н.А. Гаррис // Трубопроводный транспорт - 2006/ Материалы международной учебно-научно-практической конференции. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис. - 2006. - С. 43-44
21. Глушков, А.А. Способ, альтернативный "горячей" перекачке / А.А. Глушков, Н.А. Гаррис // VII научно-техническая конференция молодежи ОАО "Северные МН": материалы конференции., г. Ухта, 21-23 нояб. 2006г. / под ред. Чепурного. - Ухта: ГТУ. - 2006. - С. 14

- 22.Гаррис, Н.А. Энергосбережение при трубопроводном транспорте высоковязких нефтей / Н.А. Гаррис, А.А. Глушков // Нефтегазовое дело. - 2007. -т.5. №1. - С.99-103
- 23.Гриценко, Александр Иванович. Экология. Нефть и газ / А. И. Гриценко, Г. С. Аكوпова, В. М. Максимов. — М. : Наука, 1997. — 598 с.
- 24.Губин, Виктор Евдокимович. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктов / В. Е. Губин, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов. — М. : Недра, 1968. — 157 с.
- 25.Губин, Виктор Евдокимович. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В. Е. Губин, В. В. Губин. — М. : Недра, 1982. — 296 с.
- 26.Калнинь, И.М. Энергосберегающие теплонасосные технологии / И.М. Калнинь. - Электрон, текст, дан. - Режим доступа к журн.: http://www.transgasindustry.com/ren_e_s/tpump/l/tpmp_1.shtml, свободный.
- 27.Коршак А.А., Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; Под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
- 28.Кривошеин, Борис Лейбович. Магистральный трубопроводный транспорт : (Физико-технический и технико-экономический анализ) / Б. Л. Кривошеин, П. И. Тугунов ; Академия наук СССР (АН СССР), Институт высоких температур (ИВТ) ; под ред. В. А. Смирнова. — М. : Наука, 1985. — 237 с.
- 29.Мартемьянов, А.В. Полезная модель №51519. Устройство для подогрева нефти / А.В. Мартемьянов. Опубликовано 27.02.2016 Бюл. №6
- 30.Мартыновский, В.С. Тепловые насосы / В.С. Мартыновский М.,Л.: Госэнергоиздат, 1955. - 191 с.: ил.
- 31.Нечваль, Михаил Васильевич. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам / М. В. Нечваль, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов. — М. : Недра, 1976. — 221 с.

32. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов, Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «Дизайн – ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
33. Поконова, Юлия Васильевна. Нефть и нефтепродукты / Ю. В. Поконова. — СПб. : Профессионал : Мир и семья, 2003. — 904 с.
34. Поляков, В. Основы и преимущества малой энергетики и когенерации / В. Поляков. – Электрон, дан. – Режим доступа: <http://issuu.com/sadreek/docs/page25/3>.
35. Рей, Д. Тепловые насосы / Д. Рей, Д. Макмайл: Пер. с англ. М.: Энергоиздат, 1982. - 224 с.:ил.
36. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
37. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа : учебное пособие для вузов / под ред. В. Ф. Новоселова. — М. : Недра, 1992. — 319 с. : ил. — Библиогр.: с. 308. — Предм. указ.: с. 309-316.
38. Ткачев, Олег Андреевич. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении / О. А. Ткачев, П. И. Тугунов. — М. : Недра, 1988. — 119 с.
39. Трубопроводный транспорт нефти в сложных условиях эксплуатации / В. Д. Черняев [и др.]. — М. : Недра, 1990. — 232 с. : ил. — Библиогр.: с. 230.
40. Тугунов, Павел Иванович. Основы теплотехники, тепловые двигатели и паросиловое хозяйство нефтебаз и перекачивающих станций : учебник для среднего специального образования / П. И. Тугунов, А. Л. Самсонов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Недра, 1979. — 272 с.
41. Тугунов, Павел Иванович. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов. — М. : Недра, 1973. — 89 с.
42. Фельдман, Г.М. Пособие по прогнозу температурных режимов грунтов Якутии / Г.М. Фельдман, А.С. Тетельбаум, Н.И. Шендер и др. Отв. Ред. П.И. Мельников. Якутск: СО АН СССР, 1988. - 240 с.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

- 43.Филатова, А.Н. Оптимизация режимов работы нефтепровода Уса-Ухта с учетом путевых отборов и подкачек / А.Н. Филатова, Н.А. Гаррис // Материалы 52-й н.-т. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых.- Уфа:УГНТУ, 2001
- 44.Хайнрих, Г. Теплонсосные установки для отопления и горячего водоснабжения/ Г. Хайнрих, Х. Найорк, В. Нестлер; пер. с нем. Н.Л. Кораблевой, Е.Ш. Фельдмана; под ред.Б.К. Явнеля,- М.: Стройиздат, 1985.-351 с : ил.
- 45.Черников, В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В.И. Черников. М.: Гостоптехиздат, 1958.
- 46.Шутов, А.А. Тепловые потери подземного изолированного "горячего" трубопровода / А.А. Шутов // Техн.-экон. вопросы трубопроводного транспорта. -Уфа.: ВНИИСПТнефть, 1982.
- 47.Эксплуатационная надежность магистральных нефтепроводов / В. Д. Черняев, Э. М. Ясин, В. Х. Галюк, И. И. Райхер. — М. : Недра, 1992. — 271 с. : ил. — Авт. указаны на обороте тит. л. — Библиогр.: с. 260-262.
- 48.Эксплуатация магистральных трубопроводов / П. И. Тугунов [и др.]. — Уфа : Башкирское книжное издательство, 1975. — 160 с.
- 49.Янговский, Е.И. — Промышленные тепловые насосы / Е.И. Янговский, Л.А. Ленвин. - М.: Энергоатомиздат 1989. - 128 с.:ил.

Приложение А

TOMSK
POLYTECHNIC
UNIVERSITY



Improving the energy efficiency of pumping high-viscosity oil through the main oil pipeline using heat pumps

21.04.01. Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Студент:

Группы	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Никитина Сандаара Егоровна		08.06.2023

Руководитель магистерской диссертации:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		08.06.2023

Консультант-лингвист:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		08.06.2023

					<i>Список использованной литературы</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		112

Introduction

The utilization of “hot” pumping technology in main oil pipelines necessitates the construction of energy-intensive oil heating stations. Steam-assisted pumping requires the installation of boiler plants, direct steam pipelines, and condensate return pipelines. Alternatively, electric heating systems require the implementation of control systems, pipeline insulation, and additional equipment. These technologies incur significant capital and operational expenses.

However, research has shown that the incorporation of heat pumps can greatly contribute to energy savings. Among the various options, heat pumps equipped with centrifugal compressors have proven to be the most effective choice for heating oil in the main pipeline. Despite their initial high cost, utilizing natural sources of low-temperature heat to reduce hydraulic resistance and enhance the pipeline throughput has the potential to be a viable solution worth exploring further.

Along the pipeline route, heating points of relatively small capacity are strategically placed, primarily in critical sections. These heating points raise the temperature of the oil by 1-7 degrees. The temperature distribution along the pipeline exhibits a characteristic “sawtooth” pattern, approaching near-isothermal conditions. For pumping viscous-plastic oils, the heating at these points is essential to exceed the threshold where limiting shear stress occurs.

To serve as oil heating points, combined units are deployed, which consist of a cogeneration plant (mini thermal power plant) and a heat pump. The electricity generated by the cogeneration plant powers the heat pump, circulation pumps for hydraulic piping, and fan heat exchangers. The initial stage of oil heating involves utilizing low-temperature heat derived from a natural source. This heat is subsequently transformed into a higher-potential oil heating source by the heat pumps. The second stage of oil heating utilizes thermal energy produced by the cogeneration plant. By integrating these components, the system achieves efficient oil heating while optimizing energy utilization.

Analysis of transportation methods for high-viscosity local oils

Residual oil obtained through ternary extraction methods at the final stage, predominantly comprises oils with complex compositions. This characteristic is exemplified by the oils extracted from our local deposits.

In our research, we conducted a comprehensive analysis of the oils obtained from these deposits, considering factors such as water content, paraffin content, salt content, and the presence of mechanical additives. We also examined properties such as density and viscosity using appropriate measurement techniques.

Table 1 presents comprehensive information regarding the composition and properties of the oil extracted from the wells in our local fields.

Table 1. Composition and properties of selected oil samples from the fields “Kokdumalak”, “Amudarya”, “Khaudag”, “Mirshodi”, and “Jarkak”

Name of oil indicators	Name of oil fields				
	Kokdumalak (control)	Amudarya	Khaudag	Mirshodi	Jarkak
Density at 20 °C, kg/m ³	864	998	977,1	961	890
Solidification temperature, °C	-10	-24	-22	-4	-10
Content, % of total weight					
–asphaltenes					
–paraffin wax	2,85	49	9,20	8,35	5,92
–silica gel resins	3,8	6,6	3,80	7,80	6,30
– sulfur	4,68	59,2	50,4	38,69	14,23
	2,09	9,3	3,60	3,40	6,14

Table 1 clearly demonstrates that the well products from the remaining deposits, in comparison to the composition of the Kokdumalak mine, exhibit a complex composition and high viscosity. Consequently, the transportation of these high-viscosity oils through pipelines necessitates a specialized approach.

In real-world scenarios, a variety of approaches are utilized for the transportation of high-viscosity oils, with pipelines serving as the primary means. These transportation methods can be categorized according to the representation provided in Figure 1. However, it is important to note that a universally recognized method for transporting high-viscosity oils has yet to be established. Each approach presents its unique advantages and disadvantages, as detailed in Table 2.

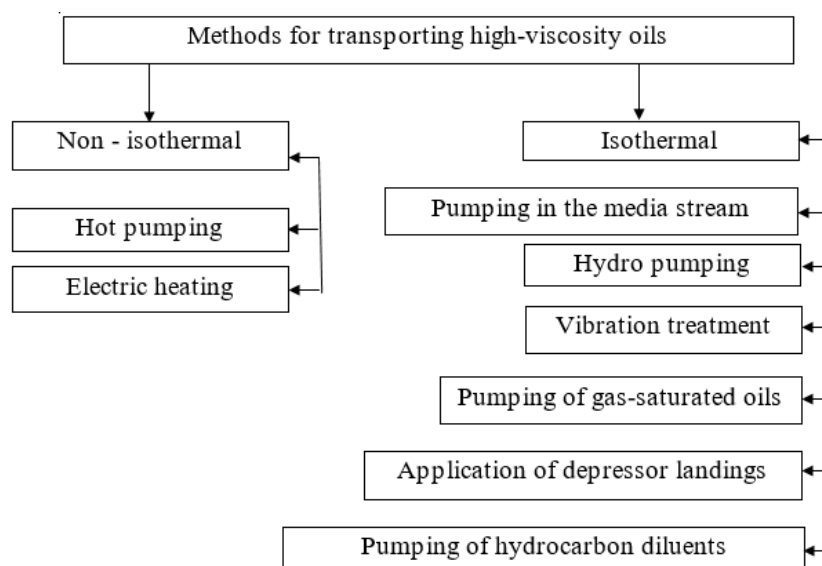


Figure 1. Classification of methods for transporting high-viscosity oils

Table 2. Comparative analysis of methods for transporting high-viscosity oil through pipelines

Pumping method	Advantages	Disadvantages
Non – isothermal: 1. Hot pumping	widespread	high energy consumption; negative impact on the environment of the heat generated during transportation
2. Electric heating	possibility of automated use; adjustment of the temperature mode of transportation within a wide range	current-carrying cables are able to withstand only minor overloads; heat flows reduce the electrical strength of high-voltage insulation to an emergency level; high operating costs
Isothermal: 3. Pumping in the media stream	applicability in northern conditions	poor knowledge of the application
4. Hydro pumping	efficiency when used over short distances	the difficulty of providing a stable oil-in-water emulsion; the probability of phase dispersion; possible freezing of the pipeline in northern climatic conditions
5. Vibration treatment	applicability for pumping oil from earthen barns	time to restore the destroyed structure of oil; significant pressure losses in vibrating screens

During our research, we specifically focused on a method aimed at mitigating the viscosity of high-viscosity oils during pipeline transportation. We conducted experiments by introducing surfactants into the oil flow to observe the impact on viscosity reduction and fluidity enhancement. Different concentrations of a surfactant derived from locally available silk waste were introduced, leading to notable observations. The addition of the surfactant led to a considerable decrease in viscosity and a notable improvement in oil fluidity. Moreover, Table 3 illustrates how oil fluidity further increases with elevated temperatures.

Table 3. Added surfactant concentration and temperature dependence of high viscosity oil fluidity

Surfactant concentration, % by weight	Oil fluidity			
	5 °C	10 °C	15 °C	20 °C
Without reagent	18,4	21,16	25,6	32,26
0,2	24,1	27,71	33,54	42,26
0,6	30,13	34,64	41,92	52,82
1	35,55	40,88	49,47	62,33
1,4	40,53	46,61	56,39	71,06
1,8	45,39	52,2	63,16	79,58

Promising results were obtained when we conducted experiments using the surfactant with concentrations up to 1.8%. At this concentration, we observed a positive effect on the oil viscosity reduction and improved transportability. However, when the surfactant concentration exceeded 1.8%, we did not observe the desired acceptability of the surface active substance in the oil, and there was no notable change in its fluidity.

Our findings demonstrate that a surfactant concentration of 1.8% when mixed with the oil showed optimal acceptability for viscosity reduction and transportation. Comparing this method with others, it proved to be the most effective for the same type of oil.

Taking into account the composition and characteristics of high-viscosity oils, the careful selection of the most suitable transportation method and additive is essential for reducing transportation expenses. After conducting extensive studies on local high-viscosity oils, it has been determined that the most optimal approach is to transport the oil by incorporating a 1.8% concentration of the surfactant synthesized from silk waste. [1]

Optimal regimes of heavy oil transportation through a heated pipeline

In order to facilitate the efficient transportation of high-viscosity and high-pour-point oil through pipelines, the hot pumping method is utilized. This method involves heating the oil using fired furnaces at dedicated heating stations and subsequently pumping the heated liquid oil through the pipeline using pump units situated at pumping stations.

Several examples of such pipelines are known in the world as the Usa–Ukhta–Yaroslavl trunk intrastate pipeline in Russia of 1130 km long, which pumps heavy oil from the oil field Usen. The minimization of costs related to heating and pumping for long distances is, obviously, of high practical importance.

The solution to the problem of optimization for cold transport is known, it is based on optimizing the pressure distribution along the pipe. In the case of hot transport, the energy consumed by heating furnaces is much higher in cost than the electricity required for pumping units. Consequently, optimizing the temperature distribution becomes the main challenge. In reality, we have to optimize both temperature and pressure fields simultaneously since they are coupled (the heat is transported by moving oil).

Such a system really has a nontrivial optimal regime, which is explained as follows. If the oil temperature is too high, the heating costs become excessive. Conversely, if the oil temperature is too low, then heating costs fall, but pump power costs increase, as it becomes more difficult to pump viscous liquid.

The current approach poses challenges in terms of computational resources, particularly when dealing with a large number of pumps. For instance, performing a single calculation for a pipeline section comprising six pumping stations, each equipped with four pumps, requires approximately an hour and a half. Moreover, the complexity of enumeration becomes overwhelming when variable frequency drives (VFDs) are present, as the pump can operate across a wide range of head values. Consequently, such calculations become practically infeasible.

To address this issue, some researchers have proposed using genetic algorithms as an alternative approach. However, genetic algorithms come with their own limitations. For instance, the fitness function in these algorithms can be highly time-consuming for real high-dimensional problems. Additionally, determining the exact stopping condition for the algorithm remains unclear. Furthermore, genetic algorithms often converge towards local optima or even contentious points, rather than reaching a global optimum. [2]

Numerical investigation of an oil-free liquid-injected screw compressor with ammonia-water as refrigerant for high temperature heat pump applications

This study [3] investigates a numerical model of an oil-free twin-screw compressor with an ammonia-water mixture as refrigerant and liquid injection. The compressor was identified as the main constraint to increase the heat sink temperature of absorption-compression heat pump systems past 120 °C. Liquid injection can reduce the superheating of the vapor during compression, while an existing liquid film can provide lubrication and sealing, enabling oil-free operation. A quasi-one-dimensional numerical model was developed using the Modelica language. It considers the effects of liquid injection flows and injection positions, leakages, heat losses, and variation in ammonia mass fractions. The results revealed a strong influence of occurring internal leakages, varying ammonia mass fractions of the injected solution and changing injection flows and positions on the evolution of temperature, pressure, and compression power. The injection with a lower ammonia mass fraction is beneficial for reducing the discharge temperature, discharge pressure and compression power. The increase in injection flow led to a further reduction in the values obtained. Continuous wet compression, required for sufficient sealing and lubrication of the compressor, was achieved with injection at 360° at the beginning of the compression phase and an injection rate of about 10% of the compressor suction mass flow. By distributing the injection to two injection

ports, wet compression can be supported and occurring under-compression and backflow can be reduced.

Energy-intensive thermal processes within the industrial sector contribute significantly to rising energy consumption and the subsequent release of CO₂ emissions. As a result, enhancing the energy efficiency of heat supply systems becomes imperative in order to minimize energy consumption and resource utilization. Simultaneously, substantial quantities of low-grade waste heat remain untapped and offer immense potential for waste heat recovery across diverse industrial processes. In the European Union alone, the estimated waste heat potential amounts to approximately 300 TWh/year, with one-third of this potential existing at temperatures below 200°C, commonly referred to as low-temperature waste heat. The use of high temperature heat pumps with natural working fluids, such as ammonia and water, instead of conventional boilers is an effective measure to exploit available waste heat while reducing the consumption of energy and dependency of fossil fuels.

To address the identified research questions, this study introduces and investigates the quasi-one-dimensional model of an oil-free liquid-injected twin screw compressor for use in the ACHP system at high temperature operation. The purpose is to improve the understanding of the thermodynamic behaviour and expected results during the compression process with varying liquid injection parameters. Furthermore, the obtained results provide information for the preferred design of the liquid injection when integrated into ACHP systems and support the planning of necessary experimental investigations.

In this section, the theoretical background for the conducted research is presented. First, the ACHP system using ammonia-water mixture as working fluid is described, with a special focus on the compressor to be investigated and the discussion of possibilities for implementing liquid injection. The subsequent thermodynamic analysis

provides the basis for the development of the simulation model and the evaluation and assessment of the achieved results.

A schematic illustration of the ACHP system, often referred to as Osenbrück cycle in recognition of its inventor Osenbrück (1895), is presented in Fig. 2. For the focus of this study, two possible options for the desired implementation of liquid injection in the screw compressor under investigation were identified: injection of lean solution (Option 1) and injection of rich solution (Option 2).

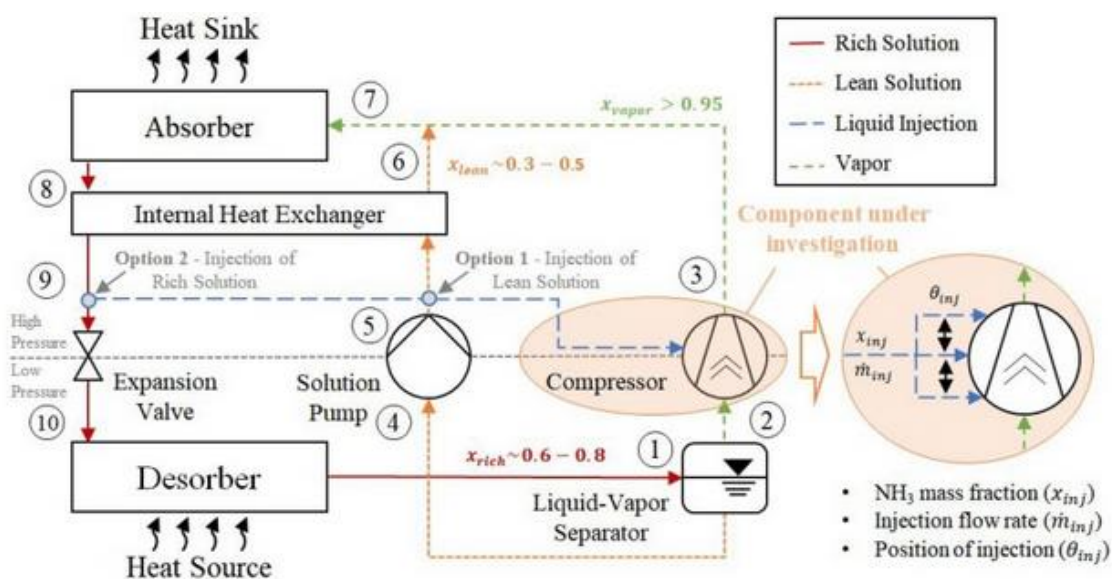


Figure 2. Schematic illustration of ACHP system including possible liquid injection options.

In the ACHP, the desorber and absorber transfer heat with the heat source and sink. The ammonia-rich solution enters the desorber at low pressure (10). As the temperature increases, the solubility of the ammonia in water decreases, causing ammonia vapor to expel. As a result, a two-phase mixture leaves the desorber towards the liquid–vapor separator (1). The low-pressure vapor and lean solution are separated in the liquid–vapor separator before being directed to the compressor (2) and solution pump (4). The compressor increases the pressure and temperature of the vapor (2 to 3), while the pump elevates the pressure of the lean solution correspondingly (4 to 5). To improve the cycle performance, an internal heat exchanger (IHX) is installed to interconnect the solution streams. Heat is exchanged between the lean and rich solution, resulting in a temperature increase of the lean

solution (5 to 6) and a decrease of the rich solution (8 to 9). At the high-pressure side, the lean solution (6) is then mixed with the superheated NH_3 vapor from the compressor (3) at the inlet of the absorber (7). In the absorber, vapor is absorbed by the liquid and the generated heat is transferred to the heat sink fluid. During the absorption process, the NH_3 mass fraction in the solution phase gradually increases and a saturated solution emerges at the outlet of the absorber. The ammonia-rich solution then flows through the IHX before being throttled down to desorber pressure (8 to 9 to 10) and thus completing the cycle.

The $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$ mixture used in the ACHP system is a zeotropic mixture consisting of two solution components with different boiling points. Fig. 3 shows the temperature- NH_3 mass fraction ($T-x$) diagram with [bubble point](#) and [dew point](#) lines at different pressure levels.

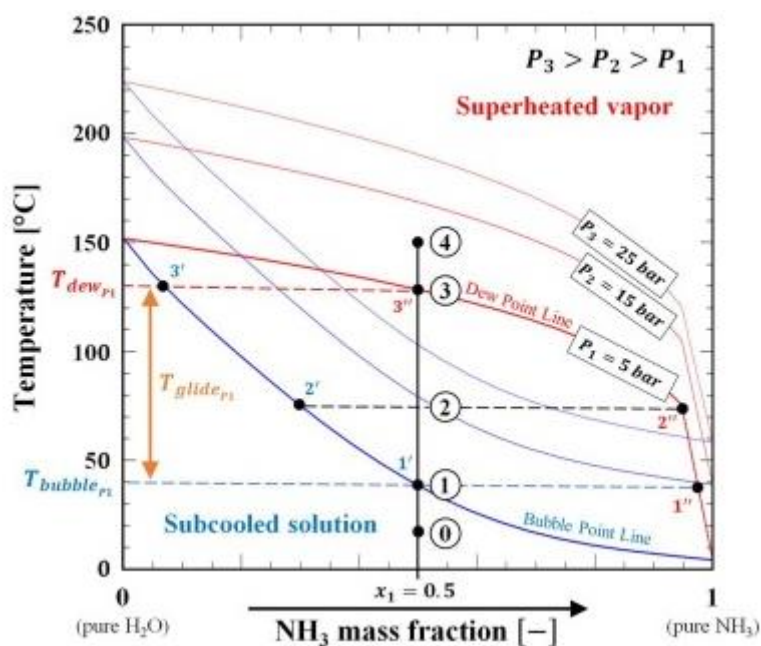


Figure 3. Temperature- NH_3 mass fraction ($T-x$) diagram with [bubble point](#) and [dew point](#) lines for $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$ mixture at different pressure levels.

The indicated example is valid for liquid-vapor [equilibrium conditions](#) and illustrates the thermodynamic behaviour of the $\text{NH}_3\text{-H}_2\text{O}$ mixture at a constant NH_3 mass fraction x_1 of 0.5 and pressure p_1 of 5 bar during the temperature change from

subcooled solution state (0) to superheated vapor state (4). The injected solution (lean or rich) is in the subcooled state (0). The temperature of the solution is gradually increased due to the contact with the superheated vapor in compressor. At the boiling point (1') the saturated vapor of NH₃ and H₂O is formed (1''). The further increasing of the solution temperature (2) results in desorption of NH₃ and the NH₃ mass fraction in the liquid phase drops (1'-3'), while vapor fraction of NH₃ is increasing (1''-3''). In the superheated state (4) is the solution fully evaporated. Rising the pressure (p1 to p3) leads to increasing temperatures of the bubble point and dew point lines. Thus, the degree of subcooling of the solution at a higher pressure is increasing. It should be noted that the equilibrium state of the solution is not defined by pressure and temperature only. The significant amount of NH₃ in the superheated vapor shifts the equilibrium state of the NH₃-H₂O vapor mixture. Thus, the evaporation of saturated solution will continue to compensate for the low partial pressure of H₂O vapor in the gas mixture. Due to this, in the case of low mass flow rates of the injected solution, the full evaporation will occur irrespectively on the temperature and pressure. When used in ACHP systems, however, remaining liquid and wet compression are essential for sufficient sealing and lubrication of the compressor. [3]

Cogeneration plant

The cogeneration plant comprises various essential components that work together to achieve efficient energy production. These components include a gas piston internal combustion engine and an electric generator, which are seamlessly integrated on a shared shaft. Alongside, there is a cooling system equipped with a pump to regulate the engine temperature, ensuring optimal performance. The plant also incorporates a heat recovery system that captures and utilizes waste heat, hydraulic lines for efficient fluid transmission, a circulation pump dedicated to the heat recovery system, an exhaust gas main to safely expel combustion byproducts, and strategically placed valves for effective control of the system. This comprehensive configuration ensures the cogeneration plant operates harmoniously,

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

enabling the simultaneous generation of thermal and electrical energy for various industrial and municipal applications. And a natural gas pipeline, a vortex heat generator, a device for generating electricity using low-potential heat carriers, and a thermal power plant housing a diesel internal combustion engine in conjunction with it. Positioned ahead of the heat exchanger, which serves the cooling system of the gas piston internal combustion engine, there is a circuit composed of heat exchangers for the stator and rotor of the internal combustion engine's electric generators, hydraulic lines, and three-way valves. This arrangement facilitates the preheating of water designated for consumer needs. The technical result is an increase in the energy efficiency and efficiency of the cogeneration plant due to the utilization of heat from the windings of the stator and rotor of electric generators.

The present invention pertains to the energy sector and focuses on cogeneration plants that incorporate a gas-piston internal combustion engine coupled with an electric generator on the same shaft. Additionally, a thermal power plant housing a diesel internal combustion engine on the same shaft is incorporated. Notably, a circuit is positioned ahead of the heat exchanger – heat exchanger of the gas piston internal combustion engine cooling system. This circuit comprises heat exchangers for the stator and rotor of the internal combustion engine's electric generators, hydraulic lines, and three-way valves, facilitating the preheating of water intended for consumer applications. The invention enables the simultaneous production of thermal and electrical energy, making it suitable for mini-combined heat and power (CHP) systems catering to the energy needs of industrial and municipal consumers.

The disadvantage of the analogue and prototype is the incomplete use of the energy capabilities of electric generators, which affects the overall efficiency of the installation.

The task solved by the invention is to create a cogeneration plant with high energy efficiency and operating under rapidly changing load conditions, allowing it to work with maximum efficiency.

The proposed solution aims to accomplish the desired technical outcome through the implementation of a cogeneration plant. The cogeneration plant is composed of several key components that work in tandem to enable the simultaneous production of thermal and electrical energy. To maintain optimal operating conditions, a cooling system with a dedicated pump is employed, effectively regulating the engine temperature.

To maximize energy utilization, a heat recovery system is incorporated, capturing and harnessing waste heat generated during the process. Hydraulic lines facilitate the smooth transmission of fluids within the system, while a circulation pump specifically designed for the heat recovery system enhances its efficiency.

The exhaust gas main ensures the safe discharge of combustion byproducts, while strategically positioned valves allow for precise control of the plant operations. Moreover, the inclusion of a natural gas pipeline facilitates the supply of fuel to sustain the combustion process.

Innovative technologies are integrated into the plant as well, such as a vortex heat generator, which optimizes heat transfer within the system. Additionally, a specialized device enables the generation of electricity by utilizing low-potential heat carriers, further enhancing the overall energy efficiency of the plant.

Furthermore, the cogeneration plant incorporates a thermal power plant housing a diesel internal combustion engine, which is connected to the shared shaft. This configuration enhances the plant flexibility and diversifies its energy sources, providing additional options for generating thermal and electrical energy. By integrating these components, the cogeneration plant facilitates the simultaneous production of thermal and electrical energy.

The peculiarity lies in the fact that in front of the heat exchanger-heat exchanger of the cooling system of the gas piston internal combustion engine there is a circuit consisting of heat exchangers – heat exchangers of the stator and rotor of the electric generators of the internal combustion engine, hydraulic lines and three-way cranes, allowing preheating of water intended for the needs of consumers.

The essence of the invention is explained by a drawing showing a diagram of a cogeneration plant.

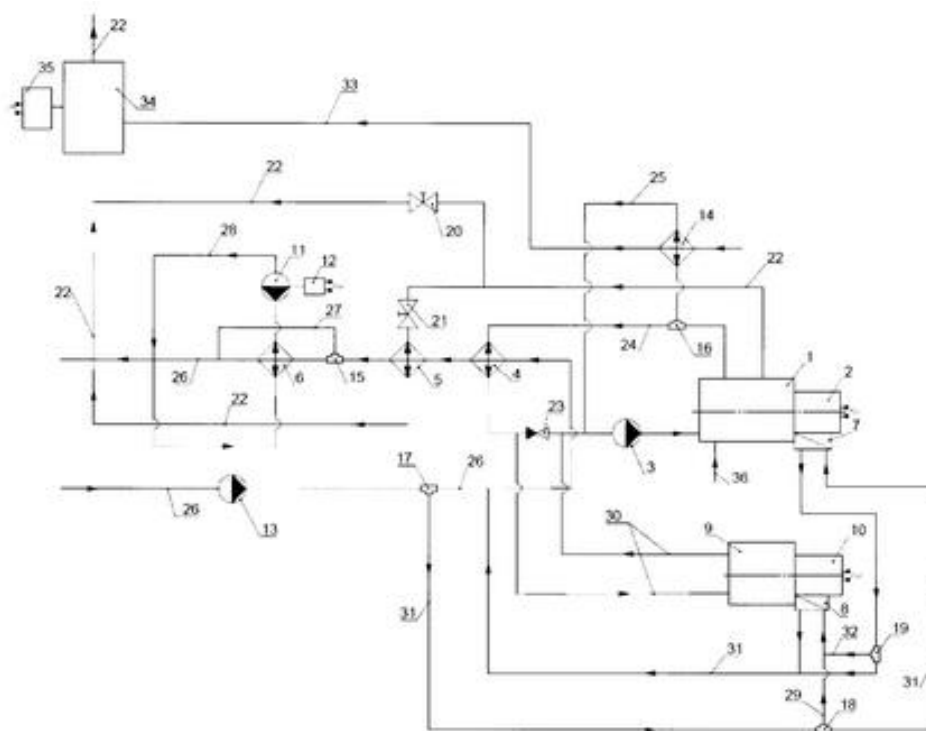


Figure 4. Technological scheme of the cogeneration plant

The cogeneration plant contains a gas piston internal combustion engine 1 connected to an electric generator 2, a pump 3 of the gas piston internal combustion engine cooling system, a waste heat exchanger 4 of the heat of the gas piston internal combustion engine cooling system, a waste heat exchanger 5 of the exhaust gas heat, a waste heat exchanger 6 of the vortex heat generator, waste heat exchanger 7 of the heat of the stator and rotor of the electric generator of a gas-piston internal combustion engine, waste heat exchanger 8 of the heat of the stator and rotor of the electric generator of a diesel internal combustion engine, a heat power plant with a

diesel internal combustion engine 9 and an electric generator 10, a vortex heat generator 11 driven by an electric motor 12, a circulation pump 13 of the heat recovery system, an air radiator 14 for utilization of the heat of the gas piston internal combustion engine, three-way valves 15, 16, 17, 18 and 19, valves 20 and 21, exhaust gas line 22, check valve 23, hydraulic lines - 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, the air duct 33 of the air radiator for the utilization of the heat of the gas piston internal combustion engine, the device 34 for generating electricity using low-potential heat carriers with an electric generator 35, the natural gas pipeline 36. [0]

Method of seasonal use of low-potential heat of surface soil, and downhole heat exchangers for implementation of method's versions

The method involves the utilization of low-grade heat from the soil during the heating season. A closed-loop circulating system, consisting of vertical loops installed through wells, is used to extract the heat from the soil layers. The extracted low-potential heat is then transformed into higher temperature levels through a heat pump cycle and supplied to the heat distribution network of the power supply site. During the non-heating period, the system switches to accumulating external heat discharges in the soil.

To enable the accumulation of heat discharges, an additional closed-loop circulating system with an intermediate heat exchanger is introduced. This heat exchanger facilitates the utilization of the accumulated heat discharges. By reconfiguring the vertical loops, the method provides the flexibility to adjust the depth of heat carrier supply. This involves shortening certain loops and integrating them into the additional circulating system, which corresponds to the new desired level. Meanwhile, the remaining loops are retained as part of the main circulating system, corresponding to the original level. This allows for precise control over the distribution and utilization of heat within the system, optimizing its overall efficiency and performance. This transition from heat extraction to heat discharge

accumulation can be achieved using existing structural designs with wells of varying depths or by implementing a newly proposed downhole heat exchanger design.

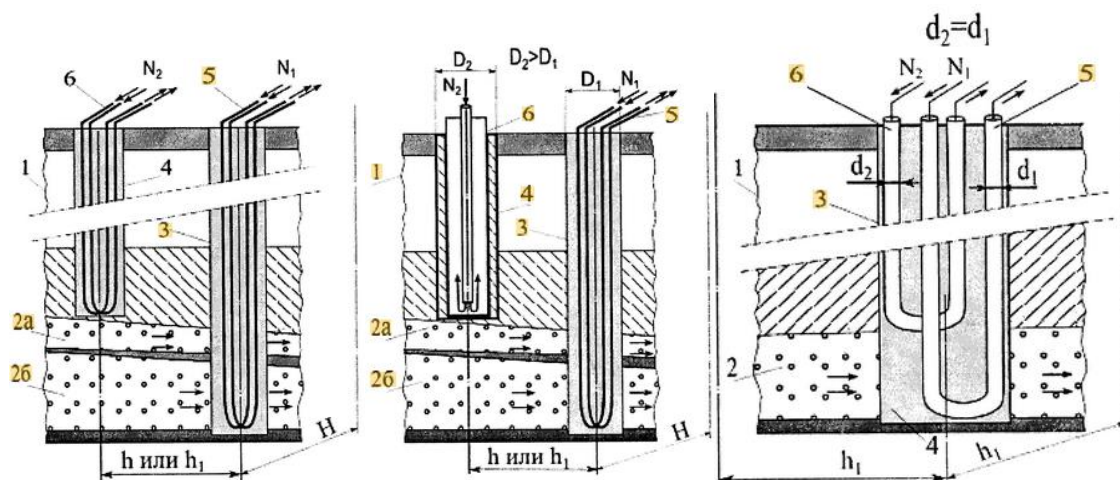


Figure 5. Technological scheme of ground heat exchangers

The implementation of borehole soil systems, commonly utilized in regions like central Russia, encounters limitations in achieving optimal efficiency due to the varying depths of the geological section. These depths favor either heat extraction or heat discharge accumulation, making it challenging to carry out each stage with maximum efficiency using vertical ground loops of the same length. Increasing the overall length or number of service stations to address this issue can result in significant construction costs and longer payback periods for geothermal projects.

The primary objective of this invention is to overcome the challenges associated with borehole soil systems and enhance their efficiency by integrating various factors. These factors include leveraging the thermal support provided by moving groundwater, minimizing heat loss in undeveloped water flow zones during the accumulation of heat discharges, and effectively combining different potentials of heat discharges. By integrating these elements, the invention aims to expand the technological capabilities of the system.

One of the key goals is to ensure efficient heating functions throughout long heating seasons. This involves utilizing the maximum geothermal efficiency

available during the heating season by strategically selecting the coolant supply zones based on the specific geological characteristics of the site. Additionally, the invention aims to effectively preserve the accumulated heat within the soil during the inter-heating period, further optimizing energy utilization.

To achieve these objectives, it is crucial to enable seasonal variation in the coolant supply zone through the soil layers without increasing the number of service stations in the well system. This ensures flexibility in adapting the coolant supply zones to the prevailing geological conditions, thereby optimizing the performance and efficiency of the borehole soil systems. By doing so, the invention not only improves energy utilization but also reduces costs and shortens the construction duration of borehole heat exchanger systems.

In the known method of seasonally utilizing low-grade heat from near-surface soil. Heat is extracted during the heating season by supplying liquid coolant through soil layers using a main closed circulation system with vertical wells. Subsequently, heat is transferred and converted to a higher temperature level through a heat pump cycle for the heat supply network of the energy supply facility. It is transitioned to heat discharge accumulation in the inter-heating period by transferring the heat carrier through soil layers to an additional closed circulation system with an intermediate heat exchanger for heat discharge utilization. The invention under discussion introduces a change in the depth of coolant supply through the soil layers during the transition from heat extraction to heat discharge accumulation. [5]

Conclusion

The timing and quality of oil transportation through trunk pipelines directly depend on the physical condition of the oil being pumped.

The utilization of the “hot” pumping method in main oil pipelines involves the construction of energy-intensive oil heating facilities. This includes the installation of boiler facilities, steam pipelines, and condensate pipelines for steam-

assisted pumping. Similarly, the implementation of electric heating systems necessitates the setup of associated equipment, such as control systems and thermal insulation. These requirements result in substantial capital and operational expenses. In this study, an energy-efficient and environmentally-friendly method for transporting high-viscosity oil, known as “distributed” heating, is explored. This method involves utilizing natural heat resources along the pipeline route through the implementation of heat pump heating stations.

Through our analysis of various articles, we have identified several advantages of employing heat pumps for oil heating in long-distance transportation:

1. Environmental Safety: Heat pumps eliminate the need for high-temperature fuel combustion processes, aligning with the crucial requirement of maintaining zero heat turnover on the Earth’s surface, especially in northern regions of Russia.
2. Energy Efficiency: Heat pumps efficiently convert low-temperature natural heat into a sufficient level of oil heating, evenly distributed along the pipeline. This minimal heating is adequate to overcome hydraulic resistance solely through the pressure generated by pumping stations.
3. Enhanced Efficiency: Heat pumps operate with greater efficiency when maintaining a minimal oil heating level, ensuring optimal energy utilization.

By embracing this “distributed” heating approach with heat pump technology, the drawbacks associated with traditional heating methods can be mitigated. It offers a more sustainable and cost-effective solution for transporting high-viscosity oil while reducing environmental impact and maximizing energy efficiency.

References

1. Amaletdinova A.A., Adizov B.Z. ANALYSIS OF TRANSPORTATION METHODS FOR HIGH-VISCOSITY LOCAL OILS. Universum. 2022. 11(104).

URL: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/14610>.

2. Bekibayev T., Zhapbasbayev U., Ramazanova G. Optimal regimes of heavy oil transportation through a heated pipeline. Journal of Process Control. 2022. Vol. 115, Pp. 27-35

URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959152422000762>

3. Ahrens M. U., Tolstorebrov I., Tønnsberg E. K., Hafner A., Wang R.Z., Eikevik T. M. Numerical investigation of an oil-free liquid-injected screw compressor with ammonia-water as refrigerant for high temperature heat pump applications. Applied Thermal Engineering. 2023. Vol. 219, Part A, 119425

URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431122013552>

4. Patent RU2758020C1; published 2021.10.25 Volkova A. D., Marchenko A. V. Cogeneration plant.

https://yandex.ru/patents/doc/RU2758020C1_20211025

5. Patent RU2483255C1; published 2013.05.27 Kalinin M. I., Gorbachev V. I., Shakhnazarov S. G., Kalinina Z. G. Method of seasonal use of low-potential heat of surface soil, and downhole heat exchangers for implementation of method's versions <https://patents.google.com/patent/RU2483255C1/en>