

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка мероприятий, направленных на повышение эффективности транспортировки высоковязкой нефти в Западном регионе Казахстана» УДК 622.692.4:665.6.035.6-026.732-022.225(574.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Амирбекова З.И.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н, ассистент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Амирбековой Зарине Ильдаровне

Тема работы:

«Разработка мероприятий, направленных на повышение эффективности транспортировки высоковязкой нефти в Западном регионе Казахстана»

Утверждена приказом директора (дата, номер) №59-110/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p><i>Трубопровод проходящий в западном регионе Республики Казахстан, непрерывно эксплуатирующийся для перекачки высоковязких смесей нефти разных месторождений, требующих использование добавок и подогрева.</i></p> <p><i>Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая литература.</i></p>
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>Исследование возможности замены используемого способа перекачки на более экономичный и менее энергоемкий. Анализ возможности применения более современных техник оперирования при перекачке высоковязкой нефти.</i>
---	--

Перечень графического материала	<p><i>Рисунки:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) <i>Рисунок 1 – Региональное деление Казахстана</i> 2) <i>Рисунок 2 – Вклад территорий в нефтедобычу Республики Казахстан</i> 3) <i>Рисунок 3 – Распределение высоковязкой нефти по странам мира</i> 4) <i>Рисунок 4 – Распределение нефтегазоносных бассейнов с вязкой нефтью</i> 5) <i>Рисунок 5 – Принципиальная схема НП</i> 6) <i>Рисунок 6 – Принципиальная схема радиально-конвекционной печи Г9П02В</i> 7) <i>Рисунок 7 – Гибкий электронагревательный кабель</i> 8) <i>Рисунок 8 – Конструкция гибкой электронагревательной ленты ЭНГЛ-180</i> 9) <i>Рисунок 9 – Тепловая изоляция</i> 10) <i>Рисунок 10 – Влияние температуры термообработки на реологические параметры Жетыбайской нефти</i> 11) <i>Рисунок 11 – Изменение реологических параметров высокопарафинистых нефтей в зависимости от скорости охлаждения</i> 12) <i>Рисунок 12 – Восстановление эффективной вязкости озексуатской (1) и жетыбайской (2) нефти во времени после термообработки</i> 13) <i>Рисунок 13 – Принципиальная технологическая схема перекачки термообработанной нефти по нефтепроводу</i> 14) <i>Рисунок 14 – Устройство для виброобработки нефти</i> 15) <i>Рисунок 15 – Графики изменения температуры T теплоносителя по длине D участка трубопровода и во времени при прямом прогреве</i> 16) <i>Рисунок 16 – Графики изменения температуры T теплоносителя по длине D участка трубопровода и во времени при обратном прогреве</i> 17) <i>Рисунок 17– Графики изменения температуры T теплоносителя по длине D участка трубопровода и во времени при челночном прогреве</i> 18) <i>Рисунок 18 – Графики изменения температуры T теплоносителя по длине D участка трубопровода и во времени при встречном прогреве</i> 19) <i>Рисунок 19 – Принципиальная схема системы для последовательной перекачки нефти</i> 20) <i>Рисунок 20 – Поршневой насос</i> 21) <i>Рисунок 21 – Центробежный насос</i> 22) <i>Рисунок 22 – Винтовой насос</i>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент

						Задание на выполнение ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович, ассистент
------------------------------	---------------------------------------

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Амирбекова Зарина Ильдаровна		

					<i>Задание на выполнение ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Амирбековой Зарине Ильдаровне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакала-вриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p>	<p>1. <i>Литературные источники.</i> 2. <i>Методические указания по разработке раздела.</i> 3. <i>Нормативные справочники.</i> 4. <i>Налоговый кодекс</i></p>
<p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p>	
<p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i></p>	<p><i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i></p>
<p>2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i></p>	<p><i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i></p>
<p>3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i></p>	<p>1. <i>Расчет показателей ресурсоэффективности.</i> 2. <i>Определение интегрального показателя эффективности научного исследования</i></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Амирбекова Зарина Ильдаровна		

	<p><i>горения в атмосфере;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>выбор наиболее типичной ЧС: возникновение пожара в помещении;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;</i> – <i>пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</i>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н, ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Амирбекова Зарина Ильдаровна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 133 страниц, 22 рисунков, 23 таблиц, 48 источников литературы.

Ключевые слова: вязкость, теплоизоляция, депрессорные присадки, тепловые потери, тепловые и насосные станции, трудноизвлекаемые запасы, горячая перекачка, гидротранспорт.

Цель работы – провести анализ применяемых способов транспортировки вязкой нефти.

В работе приведены физико-химические особенности вязкой нефти, перекачка с предварительным улучшением реологических свойств, особенности последовательной перекачки нефтепродуктов, перекачка вязкой нефти с депрессорными присадками. Особое внимание уделяется расчетам трубопровода на пропускную способность по вязкой нефти.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КТК – каспийский трубопроводный консорциум;

ВВН – высоковязкая нефть;

ПАВ – поверхностно активное вещество;

РП – резервуарный парк;

ПН – подпорные насосы;

П – подогреватель;

МН – магистральные насосы;

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

СПН – станция подогрева нефти;

ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция;

ППНТ – пункт подготовки нефти к транспорту;

ГПС – головная перекачивающая станция;

ППС промежуточная перекачивающая станция;

КП – конечный пункт;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

КПД – коэффициент полезного действия;

ppm (parts per million) – миллионная доля.

					Список сокращений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА	11
2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЯЗКОЙ НЕФТИ	14
3. СПОСОБЫ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ	21
3.1 Точечный подогрев в печах	21
3.1.1 Путьевой электроподогрев	27
3.2 Применение теплоизоляции	30
3.3 Перекачка термически обработанных нефтей	32
3.4 Применение присадок для перекачки высоковязкой нефти	38
3.4.1 Депрессионные присадки	38
3.4.2 Противотурбулентные присадки	42
3.4.3 Способ «двойной» присадки	44
3.5 Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефти	47
3.6 Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями	50
3.7 Заполнение трубопровода высоковязкой нефтью	52
3.8 Особенности последовательной перекачки нефтепродуктов	56
3.9 Остановка перекачки	59
3.10 Оборудование применяемое для перекачки вязкой нефти	61
4. ГЕОПОЛИТИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА В СТРАНЕ	65
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	69
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	102
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	127
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	128

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов, которые характеризуются повышенными финансовыми затратами, трудовыми и материальными ресурсами, использованием нетрадиционных технологий, специального оборудования, реагентов и материалов.

Трубопроводный транспорт жидкости играет важную роль во всех отраслях народного хозяйства. Основными достоинствами трубопроводного транспорта являются:

- возможность прокладки трубопровода в любом направлении и на любое расстояние;
- бесперебойность работы;
- наибольшая степень автоматизации;
- высокая надежность и простота в эксплуатации;
- разгрузка традиционных видов транспорта.

Актуальность выбранной темы исследования, заключается в том, что на большинстве месторождений заканчиваются запасы легкой нефти, а доля трудноизвлекаемых, высоковязких со временем только увеличивается. Необходимо проектировать новые и модернизировать существующие нефтепроводы для перекачки высоковязких нефтей, с меньшими капитальными и эксплуатационными затратами на транспорт нефтепродуктов. В данной работе рассмотрены существующие и инновационные способы транспорта нефти – горячая перекачка, применение депрессорных присадок, последовательная перекачка нефтепродуктов, использование высокотехнологичного обогрева трубопровода.

Цель настоящей выпускной квалификационной работы (ВКР) – рассмотреть особенности эффективной транспортировки высоковязкой нефти по магистральному нефтепроводу.

					<i>Введение</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Амирбекова</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					<i>Листов</i>
							<i>11</i>
							<i>133</i>
<i>Руководитель ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			<i>Введение</i>		
					ТПУ гр. 3-2Б5А		

1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

В географическом плане Западный Казахстан сосредоточен большей частью на Восточно-Европейской равнине, на которой находится Прикаспийская низменность. Также располагается на границе Европы и Азии, между южными отрогами Урала и их продолжением в виде небольших гор Мугоджар.

В его состав входят 4 области: Атырауская область, Западно-Казахстанская область, Актыобинская область и Мангистауская область. Регион граничит на севере с Российской Федерацией, а на юге — с республиками Узбекистан и Туркменистан, на западе омывается Каспийским морем.



Рисунок 1 – Региональное деление Казахстана

Внутренние районы Западного Казахстана отличаются довольно суровым резко континентальным климатом с жарким летом (до плюс 45⁰С) и морозной, малоснежной зимой (до минус 30⁰С). Климат периферийных

					<i>Географо-экономическая характеристика района</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	Амирбекова				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Крец В.Г.					12	133
<i>Основная часть</i>					ТПУ гр. 3-2Б5А		
<i>Руководитель ООП</i>	Брусник О.В.						

На сегодняшний день по трубопроводной системе транспортируется более 80 % всей добываемой в республике нефти. Разветвленная сеть трубопроводов проходит по территории восьми областей Казахстана [11].

Основные действующие экспортные трубопроводы на территории региона имеют протяженность более 1500 км по следующим направлениям:

- магистральный газопровод Средняя Азия-Центр;
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск (КТК);
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара;
- нефтепровод Каратон-Косчагыл-Кульсары-Орск.

Развита сеть железных и автомобильных дорог. Также имеется морское сообщение с помощью терминала в городе Актау.

					Географо-экономическая характеристика района	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЯЗКОЙ НЕФТИ

Главным фактором, влияющим на условия добычи, перекачки нефти по нефтепроводам и дальнейшего ее хранения, является компонентный состав нефти, характеризующий ее физико-химические и реологические свойства. Особенно это необходимо при перекачке в холодный период года.

Для рентабельности процессов переработки, высоковязких нефтей целесообразно производство как традиционных нефтепродуктов (бензины, дизтопливо, масла) так и нетрадиционных дефицитных малотоннажных материалов (лаки, мастики, сульфоны, сульфоксиды). Необходимо отметить, что очень важными и ценными компонентами данных нефтей являются редкоземельные металлы (ванадий, никель, титан. Высокое содержание сернистых соединений в высоковязких нефтях делает их потенциальным источником сырьевой базы сераорганических соединений [20].

К трудноизвлекаемым запасам относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти с вязкостью 0,03 – 0,035 Па·с и выше. Запасы такой нефти значительно превышают запасы легких и маловязкой нефти и, по оценкам специалистов, они составляют не менее 1 трлн.т. В промышленно развитых странах они рассматриваются не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы ее развития на ближайшие годы. Казахстан также обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефти, и их объем составляет около 44 % в общем объеме запасов казахстанской нефти.

					<i>Физико-химические свойства вязкой нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Амирбекова			<i>Основная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					15	133
<i>Руководитель ООП</i>		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б5А		

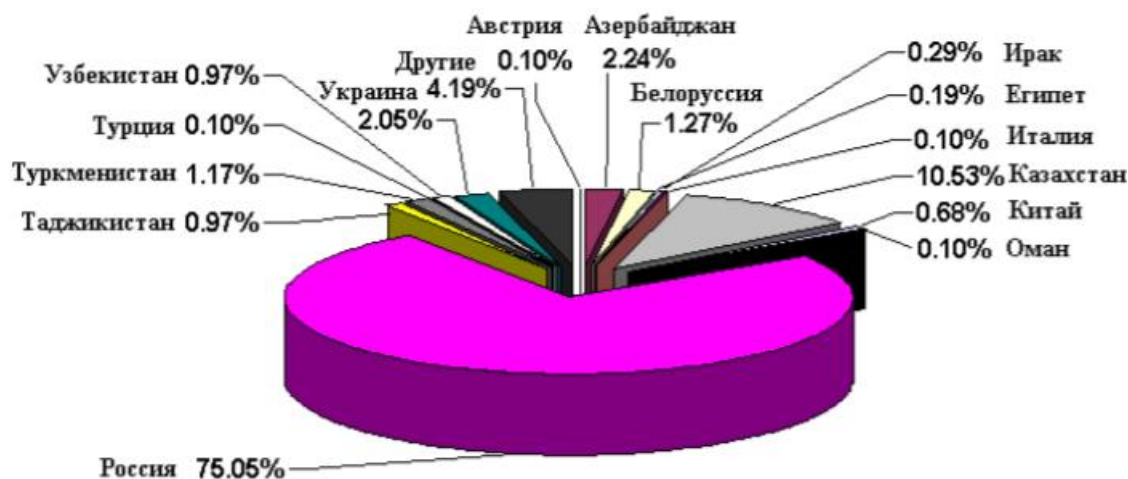


Рисунок 3 – Распределение высоковязкой нефти по странам мира

Проанализировав рисунок 3 можно сделать вывод, что более 90 % высоковязкой нефти (ВВН) располагаются в России, Казахстане, Азербайджане и на Украине.



Рисунок 4 – Распределение нефтегазоносных бассейнов с вязкой нефтью

Промышленные запасы нефти в Казахстане в основном сосредоточены на территории Прикаспийской нефтегазоносной провинции (рисунок 4). Эта провинция включает в себя 13 крупных месторождениях (91%), в том числе на двух месторождениях-гигантах (69%) – Тенгиз и Кашаган. При этом разведанные месторождения распределены по территории республики крайне

неравномерно. Все крупные месторождения нефти расположены на западе Казахстана, тогда как большая часть месторождений юга страны относится к средним и мелким. Таким образом, восточные, северные и центральные регионы Казахстана не располагают ресурсным углеводородным потенциалом. Более 4% (0,23 млрд т) казахстанских запасов нефти относятся к трудноизвлекаемой высоковязкой нефти, а свыше 40% являются сернистыми и высокосернистыми, что значительно повышает себестоимость нефтедобычи.

В Прикаспийской нефтегазовой провинции разработку высоковязкой нефти ведет компания АО "КазТрансОйл" (по территории Казахстана).

Физико-химические свойства высоковязких нефтей (100-500 мм²/с) представлены следующими данными: плотность – от 0,86 – 0,89 г/см³ (средние), содержание серы 0,55 % (среднесернистые), содержание парафинов – 18,0 % (высокопарафинистые), содержание смол – 10,16 % (смолистые), содержание асфальтенов – 2,79 %, фракции нижней концентрации 200 °С – 13,34 %, фракция нижней концентрации 300 °С – 31,55 %, фракции нижней концентрации 350 °С – 37,19 %, содержание кокса – 3,47.

По Хьюстонской классификации нефти подразделяются:

- легкие нефти плотностью менее 870,3 кг/м³,
- средние нефти плотностью 870,3 – 920 кг/м³,
- тяжелые нефти плотностью 920 – 1000 кг/м³,
- сверхтяжелые плотностью более 1000 кг/м³ при вязкости менее 10000 мПа·с,
- природные битумы плотностью более 1000 кг/м³ при вязкости свыше 10000 мПа·с.

По содержанию масел природные битумы подразделяются:

- нефть - содержание масел выше 65 %,
- мальты - содержание масел 40 – 65 %,
- асфальты - содержание масел 25 – 40 %,
- асфальтиты - содержание масел 5 – 10 %.

					Физико-химические свойства вязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По величине вязкости нефти различают:

- незначительно вязкие до 1 мПа·с,
- маловязкие от 1 до 5 мПа·с,
- с повышенной вязкостью от 5 до 25 мПа·с,
- высоковязкие более 25 мПа·с.

По содержанию парафинов:

- малопарафинистые при содержании парафина менее 1,5 %,
- парафинистые от 1,5 до 6 %,
- высокопарафинистые более 6 %.

По содержанию серы:

- малосернистые содержание серы менее 0,5 %,
- сернистые от 0,5 до 2 %,
- высокосернистые более 2%.

По содержанию смол:

- малосмолистые - содержание смол менее 5 %,
- смолистые от 18 до 35 %,
- высокосмолистые свыше 35 %.

По температуре застывания – высокозастывающие при температуре больше 0 °С.

Согласно классификации Бахмата Г.В. способы улучшения реологических свойств высоковязкой и высокозастывающей нефти подразделяются на следующие способы, из них закрашенные применяются на (диаграмма 1) [1].

					Физико-химические свойства вязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Методы и способы улучшения реологических свойств высоковязких нефтей

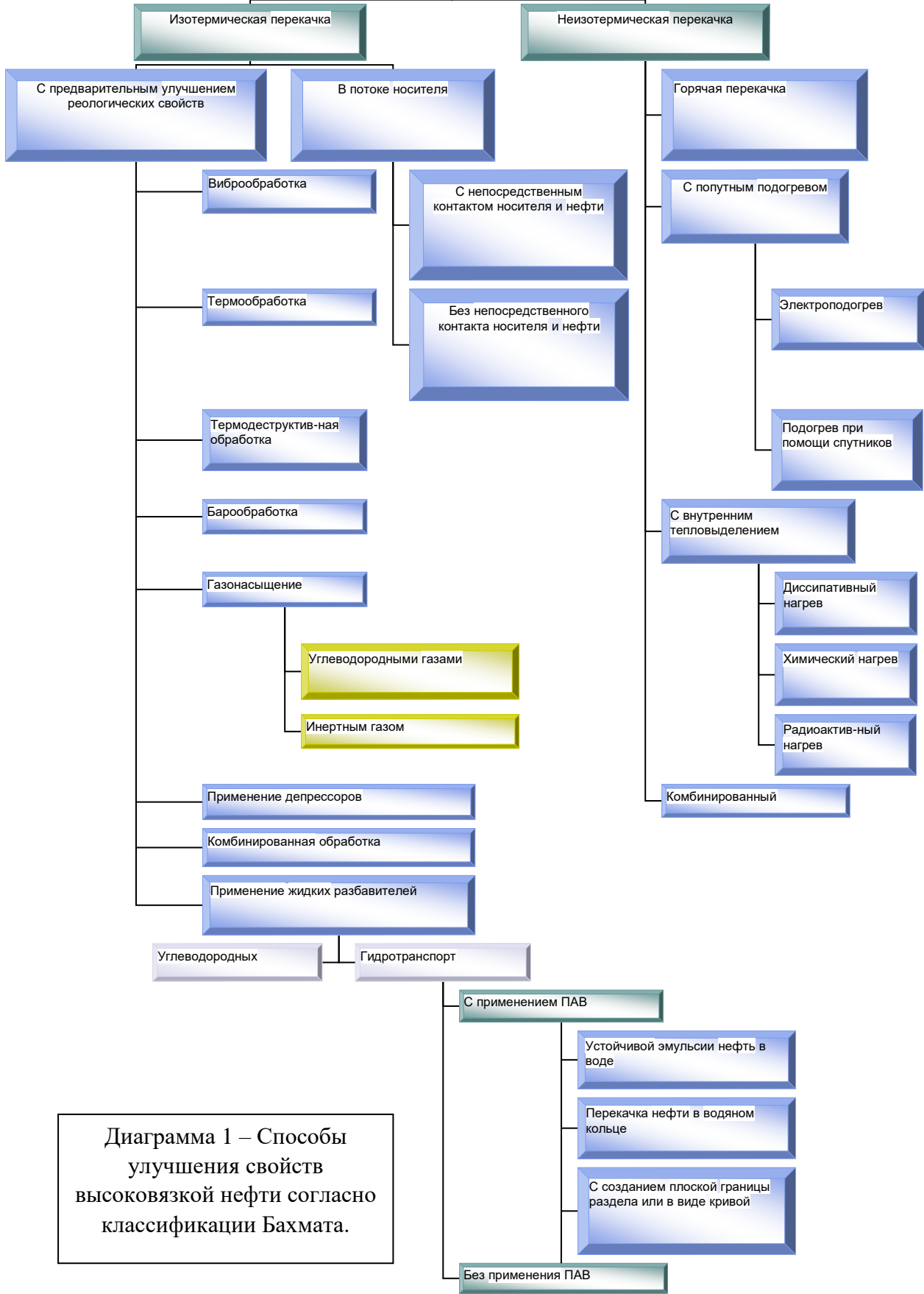


Диаграмма 1 – Способы улучшения свойств высоковязкой нефти согласно классификации Бахмата.

Для увеличения пропускной способности трубопроводов и снижения затрат энергии на транспортирование жидкостей осуществляют уменьшение гидравлического сопротивления. По способу воздействия на перекачиваемую жидкость и структуру потока применяют две основные перекачки нефтепродуктов [4].

К первой группе относятся технологии, не изменяющие реологические свойства перекачиваемой нефти:

- создание с помощью механических устройств (насадок, спиралей) пристенного внутреннего слоя из маловязкой жидкости(нефти, нефтепродуктов, воды с добавлением ПАВ и без них);
- уменьшение шероховатости внутренней поверхности трубопровода или изменение его геометрии(трубы с внутренним покрытием, телескопические трубопроводы);
- последовательная перекачка партий нефти и воды;
- транспортировка нефтяных систем в капсулах или контейнерах (в потоке маловязкой жидкости – нефти, нефтепродукта, сжиженного газа), либо в потоке газа (природного, воздуха);

Вторую группу составляют технологии, связанные с изменением реологических свойств нефти(вязкости, предельного напряжения сдвига). В свою очередь технологии перекачки высокотемпературной нефти, основанные на изменении реологических характеристик транспортируемой жидкости, можно разделить на физические, физико-химические и химические.

К физическим методам относятся следующие:

- предварительное изотермическое разрушение структуры нефти(например, прокачивание ее через диафрагму);
- повышение температуры потока нефти в печах или теплообменниках, расположенных в отдельных пунктах трассы трубопровода, с использованием для этого различных видов топлива (перекачиваемый продукт, утилизация тепла промышленных производств);

					Физико-химические свойства вязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- применение трубопроводов – спутников, расположенных снаружи или внутри трубы, с использованием различных теплоносителей(горячая вода, пар) и схем движения нефти и теплоносителя (параллельно друг другу или навстречу друг другу);
- использование внешнего или внутреннего электрообогрева трубопровода с тепловой изоляцией или без нее (гибкие ленты, кабели, импендансный и индукционный способы) для разогрева всего объема жидкости или только пристенного слоя.

Физико-химические методы можно разделить на следующие типы:

- перекачка в виде эмульсий нефти в воде с использованием стабилизирующих ПАВ и без них;
- разбавление перекачиваемой нефти маловязкими нефтями и другими углеводородными разбавителями(нефтепродукты, газовый конденсат);
- термообработка путем нагрева нефти до определенной температуры с последующим ее охлаждением с заданным режимом до температуры перекачки;
- обработка депрессорной присадкой(стимулятором потока) всего объема нефти или пристенного слоя потока.

К химическим методам относятся депарафинизация и деасфальтизация нефти и ее термодеструкция.

В историческом аспекте первоначально был разработан способ транспорта нефти в нагретом состоянии, а затем предложены такие технологии, как гидротранспорт высокозастывающей нефти, применение углеводородных разбавителей и термообработка. Позднее появились предложения по использованию при перекачке депрессоров – химических соединений, улучшающих реологические свойства (предельное и статистическое напряжение сдвига) парафинистой нефти.

					Физико-химические свойства вязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. СПОСОБЫ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Высоковязкая парафинистая нефть Мангистау, застывающая при температуре от плюс 30 °С до плюс 35 °С, поставила инженерную и научную задачу применять при ее транспортировке попутный огневой подогрев. Специальные печи подогрева установлены каждые 80–100 км, что позволило транспортировать нефть даже в холодное время года без добавления разбавителей. Всего установлено 6 станций подогрева нефти в пунктах Сай-Утес, Опорная, Карманово, Антоново, Сахарный и Барановка.

Перекачка нефтей при высоких температурах подчиняется законам Ньютона и соответственно являются ньютоновскими жидкостями, при перекачке которых коэффициент динамической вязкости не зависит от характеристик движения. С понижением температуры у нефти ряда месторождений проявляются свойства вязкопластичности. К месторождениям, нефть которых проявляет похожие аномальные свойства, можно отнести следующие: Узень, Жетыбай, Тенгиз, Кумколь, Карачаганак, Мангышлак.

3.1 Точечный подогрев в печах

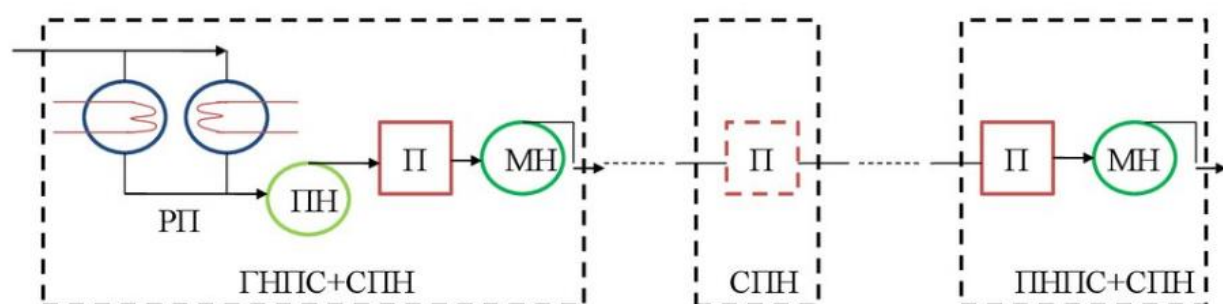
Основным методом транспорта высоковязких и высокозастывающих нефтей является транспорт нефти с подогревом — «горячая» перекачка нефти. При этом способе нефть нагревается на головном пункте трубопровода и насосами закачивается в магистраль. Так как, нефть вязкая и с высокой температурой застывания, то постоянно возникают проблемы, связанные с оседанием парафинов на стенках нефтепроводов. Эту проблему решают с помощью подогрева труб и использования тепловых насосов, но этот способ требует больших затрат энергии. Так что экономичнее будет использовать перекачку предварительно нагретой нефти. Вязкость нефти при этом уменьшается, и прокачка ее по трубопроводу облегчается [27].

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Амирбекова			<i>Основная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					22	133
<i>Руководитель ООП</i>		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б5А			

При движении по трубопроводу нефть охлаждается, что приводит к увеличению потерь на трение. Поэтому нефть снова подогревается на промежуточных тепловых станциях. Подогрев нефти перед закачкой в трубопровод может производиться как в резервуарах головной перекачивающей станции, так и в специальных теплообменных аппаратах. Подогрев в резервуарах производится только до температуры, обеспечивающей выкачку нефти с заданной производительностью, а не до начальной температуры перекачки. Это связано с тем, что при более высоких температурах подогрева в резервуарах будут происходить большие потери тепла в окружающую среду и увеличатся потери легких фракций нефти. Разогретая в резервуарах нефть забирается подпорными насосами и подается в дополнительные подогреватели или в основные насосы, которые прокачивают нефть через подогреватели в магистральный трубопровод.

Через подогреватели можно пропустить весь поток транспортируемой нефти или только ее часть. В первом случае вся нефть нагревается до заданной температуры перекачки, во втором - часть нефти нагревается до значительно более высокой температуры, а на входе в трубопровод смешивается с холодным потоком.

Рассмотрим схему трубопровода с предварительным подогревом (рисунок 5) [4].



Р

П – резервуарный парк с подогреваемыми резервуарами; ПН – подпорные насосы; П – подогреватель; МН – магистральные насосы; ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция; СПН – станция подогрева нефти; ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция.

Рисунок 5 – Принципиальная схема НП

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Высоковязкая нефть подогревается вначале на станции подогрева нефти, совмещённой с головной нефтеперекачивающей станцией, а затем на остальных станциях подогрева нефти, которые могут быть совмещены с промежуточной нефтеперекачивающей станцией или располагаться отдельно на трассе нефтепровода. На станции подогрева нефти располагается несколько подогревателей, а также оборудование, обеспечивающее их работу. Резервуары на трассе «горячего» нефтепровода оборудуются дополнительным подогревом.

Расстояние между станциями подогрева нефти определяется теплогидравлическим расчётом и зависит от физико-химических свойств высоковязкой нефти, температуры подогрева (после станции подогрева нефти), расхода перекачки. Зачастую пункт подогрева располагают через каждые 25 – 80 км.

Максимально возможная температура подогрева определяется термостойкостью изоляции труб, деструкцией молекул нефти и возможностью коксования нефти в подогревателях. Нефть подогревают в диапазоне от 70 до 120°C. Начальную температуру потока выбирают таким образом, чтобы в конце трубопровода поддерживалась температура на 3-5°C выше температуры застывания нефти [12].

Для подогрева нефти используют подогреватели двух типов: паровые и огневые. Рассмотрим принципиальную схему радиально-конвекционной печи Г9П02В(Рисунок 6).

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

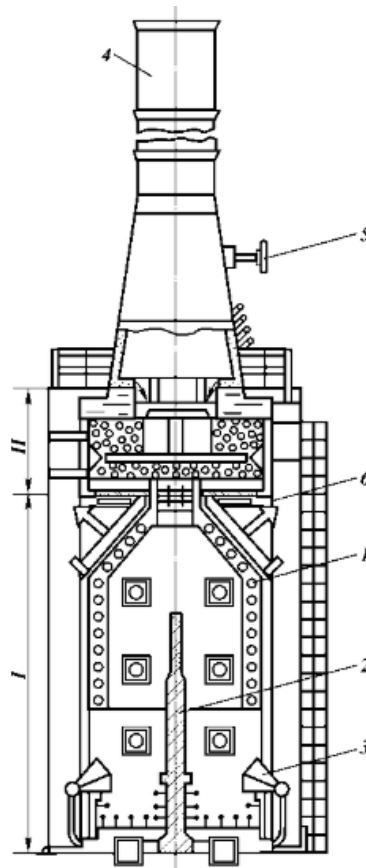


Рисунок 6 – Принципиальная схема радиально-конвекционной печи Г9П02В

Все пространство печи, смонтированной в металлическом каркасе 6, разделено на две зоны: радиальную I и конвекционную II.

Радиальная зона, в свою очередь, поделена на две части стенкой 2 из огнеупорного кирпича. В нижней части печи установлены по шесть форсунок 3 с воздушным распылением топлива — нефти или газа. В радиальной зоне печи на кронштейнах уложены трубы змеевика 1, по которому течет нефть. Нагрев нефти в этой зоне печи осуществляется в основном за счет лучистой энергии факела.

Продукты сгорания затем проходят в конвективную зону печи, в которой передача тепла к текущей по трубкам теплообменника нефти осуществляется за счет конвекции. Из конвективной зоны печи продукты сгорания через дымовую трубу 4 выбрасываются в атмосферу. Регулирование тяги в печи осуществляется с помощью шибера 5. Стены печи выложены изнутри огнеупорной обмуровкой, а снаружи тепловой изоляцией.

Высота печи без дымовой трубы достигает 10,5 м. Пропускная способность — 600 м³/ч. Нефть нагревается от 35 до 65 °С. Максимальное рабочее давление в потоке нефти на входе в змеевик не должно превышать 6,5 МПа. Теплопроизводительность печи составляет 10500 кВт, а КПД достигает 0,77 (фактическое значение 0,5).

Особенностью печей объемно-настильного пламени (Г9ПО2В) является метод сжигания топлива в объеме топки с последующим настилом на стену. Топливо сгорает до настильной стены, затем пламя настиляется на стену, которая, нагреваясь, излучает тепло трубному змеевику» по которому циркулирует нефть(передача тепла радиацией). В камере конвекции горячие газы омывают трубный змеевик печи, отдавая тепло (передача тепла конвекцией). Также печь, должна быть снабжена сигнализацией, срабатывающей при прекращении подачи топлива к форсункам или при падении давления ниже установленных норм [13].

Особенностью работы «горячего» нефтепровода является переменная температура по длине участка между тепловыми станциями. Температура нефти в трубе меняется вследствие теплообмена с окружающей средой и попутным подогревом за счет тепла трения потока и скрытой теплоты кристаллизации потока. При некоторых температурах возможно выпадение твердых фракций, а также застывание нефти в трубопроводе, приводящее к полной остановке перекачки и значительным затратам на ее возобновление.

"Горячая" перекачка высоkozастывающей нефти нашла наибольшее применение во всем мире. Однако этой технологии присущи серьезные недостатки: сжигание части перекачиваемой нефти в печах нагрева, загрязнение воздушного бассейна продуктами сгорания, невозможность использования этого способа на подводных трубопроводах без специальной дорогостоящей теплоизоляции, большие потери тепла и низкий КПД. Выделяющаяся теплота может оказывать негативное воздействие на окружающую среду. Применение данной технологии для подземной или

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

наземной прокладки трубопровода в районах распространения мерзлых грунтов ограничивается по причине оттаивания почвенной влаги и потери несущей способности породы. Использование «горячей» перекачки при наземной прокладке нецелесообразно из-за внушительных потерь тепловой энергии.

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.1.1 Путевой электроподогрев

Для коротких (чаще нефтегазовых) трубопроводов используют методы электроподогрева:

- путем пропуска электрического тока по телу трубы;
- применением электронагревательных элементов в виде специальных кабелей и лент.

Прямой электроподогрев трубы заключается в подсоединении источника переменного тока напряжением не выше 50 В к изолированному участку трубопровода. При прохождении по нему электрического тока согласно эффекту Джоуля, выделяется тепло и происходит равномерный нагрев стенок трубопровода и находящегося в нем продукта. В качестве источника питания, как правило, применяются однофазные трансформаторы. С учетом требований техники безопасности и незначительного сопротивления труб напряжение источника питания составляет 12-36 В. Максимальная длина трубопровода, обогреваемого от одного источника питания, равна 1200 м. При большей длине обогреваемый трубопровод разбивается на несколько самостоятельных участков и питание подводится к каждому из них в отдельности. В этом случае стоимость электрической системы подогрева значительно возрастает за счет большого числа пунктов питания и длины соединительных проводов. Использование данного метода на магистральных трубопроводах сдерживается и по техническим причинам: нагреваемый участок должен быть электрически изолирован от грунта, чтобы предотвратить большие утечки тока.

Более распространены электронагревательные элементы в виде кабелей и лент. Кабели высокого сопротивления имеют термостойкую электроизоляцию и защиту от механических повреждений. Монтируются в основном с наружной поверхности трубы (Рисунок 7). Энергопотребление нагревательного кабеля составляет около 100 Вт на 1 м трубы. Прокладка нагреваемого кабеля внутри трубы более эффективна, чем снаружи, так как все тепло идет на разогрев нефти. Недостатком греющих кабелей является неравномерность нагрева трубы

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

по периметру, что приводит к необходимости поддерживать на кабеле высокую температуру. Мощность, потребляемая греющим кабелем, достигает 4000 кВт, а обогреваемая длина 13,2 км.

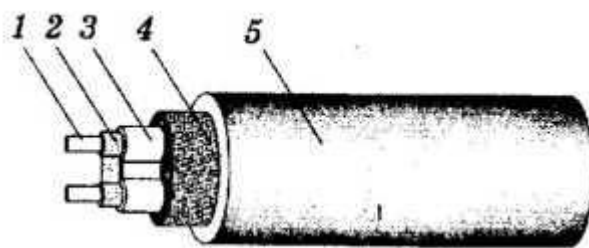


Рисунок 7 – Гибкий электронагревательный кабель:

1 — токоподводящие жилы; 2 — греющий элемент; 3 — изоляция из фторполимера; 4 — луженая медная оплетка; 5 — наружная оболочка

Большее распространение для подогрева труб получили электронагревательные ленты шириной 25-80 мм, с длиной активной части от 3 до 40 м и толщиной 1,5 мм. Лента наматывается на трубопровод и его фасонные части. (Рисунок 8) Для сокращения теплопотерь трубопровод с гибкой лентой покрывается тепловой изоляцией.

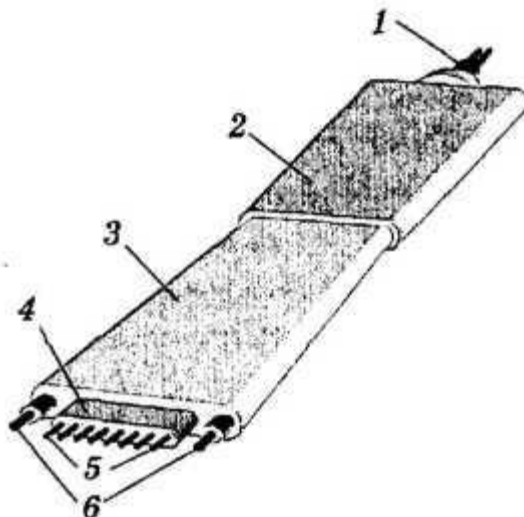


Рисунок 8 – Конструкция гибкой электронагревательной ленты ЭНГЛ-180:

1 — штепсельный разъем; 2 — концевая заделка; 3 — герметизирующая оболочка из кремнийорганической резины; 4 — стекловолоконная основа; 5 — нагревательные нихромовые жилы; 6 — токоведущие провода

Электроподогрев имеет ряд преимуществ перед нагревом теплоносителями: более высокий КПД, возможность регулирования

температуры в широких пределах, легкость монтажа, компактность, возможность работы обогревателя по любому временному графику. Возможно использование электроподогрева в комбинации с другими методами улучшения реологических свойств.

Один из методов уменьшения затрат на подогрев перекачиваемой нефти и потерь тепла — применение тепловой изоляции.

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2 Применение теплоизоляции

Применение тепловой изоляции на магистральных трубопроводах позволяет сократить число пунктов подогрева и, следовательно, снизить затраты на их сооружение и эксплуатацию, т.к. сводит к минимуму возможность временного выхода из строя нефтепровода из-за влияния низких температур на нефть (особенно в случаях высокой парафинизации). При использовании тепловой изоляции вначале выбирают материал, толщину и конструкцию тепловой изоляции.

Материалы, применяемые для тепловой изоляции, должны обладать следующими свойствами: малым коэффициентом теплопроводности; низкой влагоемкостью и гигроскопичностью; малой плотностью; негорючестью; биологической инертностью по отношению к плесени, паразитам и грызунам; термостойкостью; способностью многократно выдерживать охлаждение и нагрев; прочностью и долговечностью; а также должны быть дешевыми и недефицитными.

Этим требованиям в основном удовлетворяют пенополиуретан, пенополистирол, минеральная вата, стекловолокно, вермикулит, газобетон и другие материалы.

Наибольшее распространение при изоляции «горячих» магистральных трубопроводов в нашей стране и за рубежом получили пенополиуретановые покрытия фирмы K-flex. Пенополиуретан стоек к нефти и нефтепродуктам всех видов, надежно работает в интервале температур от 80 до 400 К, обладает высокими теплоизоляционными свойствами и механической прочностью, малой водо- и паропроницаемостью, повышенной адгезией к различным материалам. Соответствующая пенополиуретану конструкция тепловой изоляции представляет собой концентрическую оболочку теплоизоляционного материала, покрытую защитным кожухом из полиэтилена, рубероида, бризола, экструдированного пластика, листовой стали и алюминия. Для нашего случая можно выбрать тепловую изоляцию K-FLEX ST (Рисунок 9).

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 9 – Тепловая изоляция

Данная изоляция с покрытием AL CLAD, которая состоит из комбинированного материала: полипропилена толщиной 270 мм, алюминия 3 мм, пленки ПЭТФ 19 мм. Диапазон применения: минус 60 до плюс 120 °С, коэффициент теплопроводности 0,044 Вт/(м·К), плотность 130 кг/м³, пожарная безопасность Г1, коррозионная безопасность DIN 1988/7.

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3 Перекачка термически обработанной нефти

Практика «горячей» перекачки показала, что можно снизить вязкость высокопарафинистой нефти путем ее термообработки, которая подразумевает, нагрев нефти до определенной температуры выше температуры плавления парафина (порядка 363 К) с последующим охлаждением в динамическом и статистическом режимах с заданной скоростью (10 – 20 К/ч) [4].

Первые опыты по термообработке парафинистой нефти и нефтепродуктов в нашей стране были выполнены еще в 30-х годах. Так, термическая обработка нефти Ромашкинского месторождения позволила снизить ее вязкость более чем в 2 раза и уменьшить температуру застывания на 20 °С.

Термообработка позволяет улучшить реологические свойства только той парафинистой нефти, в которых имеются асфальтосмолистые вещества. При нагреве нефти в процессе термообработки твердые парафиновые углеводороды растворяются. При ее охлаждении начинают образовываться кристаллы парафинов, которые вступают в контакт с асфальтосмолистыми веществами. При этом изменяется форма парафиновых кристаллов, и в результате этого уменьшается температура застывания нефти. Скорость охлаждения при термообработке имеет существенное значение. Изменяя темп охлаждения, можно изменять соотношение между скоростью роста образовавшихся кристаллов и скоростью возникновения новых центров кристаллизации. Для каждой высокопарафинистой нефти существует определенный темп охлаждения, при котором температура застывания, эффективная вязкость и статистическое напряжение сдвига оказываются минимальными.

Для большинства схем термообработки первоначальное охлаждение рекомендуется производить в движении, перекачивая горячую нефть через теплообменники. Последующее охлаждение ведется в статистических условиях с заданной скоростью. Магистральный трубопровод для перекачки термообработанной нефти отличается от обычного изотермического только

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

наличием пункта термообработки на головной насосной станции. Основные недостатки этого метода состоят в том, что повторный нагрев термообработанной нефти (до 300 – 320 К) в значительной степени снижает эффект термообработки. Кроме того, реологические характеристики термообработанной нефти ухудшаются при ее хранении.

Поскольку у разной нефти состав парафинов различен, то оптимальную температуру термообработки определяют экспериментально для каждой парафинистой нефти.

Рассмотрим влияние температуры термообработки на реологические параметры Жетыбайской нефти (Рисунок 10). Из него видно, что при температуре термообработки $t_{т.о.}$ около 50 °С температура застывания этой нефти не только не снижается, а, наоборот, возрастает. Дальнейшее увеличение температуры термообработки ведет к снижению $t_{заст.}$. А начиная со значений $t_{т.о.} \approx 105^\circ\text{C}$ температура застывания термообработанной нефти снова растет.

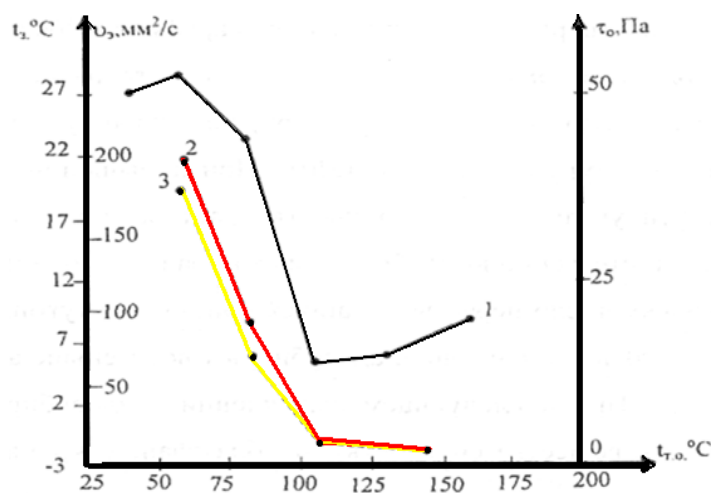


Рисунок 10 – Влияние температуры термообработки на реологические параметры Жетыбайской нефти

1 - температура застывания; 2 - эффективная кинематическая вязкость; 3 - начальное напряжение сдвига

Здесь же показан характер зависимости эффективной вязкости $\nu_{э}$ и начального напряжения сдвига τ_0 Жетыбайской нефти от температуры термообработки. Видно, что резкое уменьшение $\nu_{э}$ и τ_0 имеет место лишь при

$t_{т.о.} \leq 105 \text{ }^\circ\text{C}$, дальнейшее увеличение последней практически не дает эффекта. На этом основании оптимальной температурой термообработки Жетыбайской нефти является $105 \text{ }^\circ\text{C}$.

Скорость охлаждения нефти влияет на процесс роста кристаллов парафина. При оптимальной температуре охлаждения образуются крупные конгломераты парафиносмолистых веществ, которые неравномерно распространяются по всему объему. В нефти, не подвергавшейся термообработке или термообработанной при неоптимальных температурах и охлажденной с неоптимальной скоростью кристаллы парафина мельче, число их больше, они более равномерно распределены по всему объему нефти и в отсутствие движения могут соединяться между собой, образуя достаточно прочную структурную решетку, в ячейках которой располагается жидкая нефть.

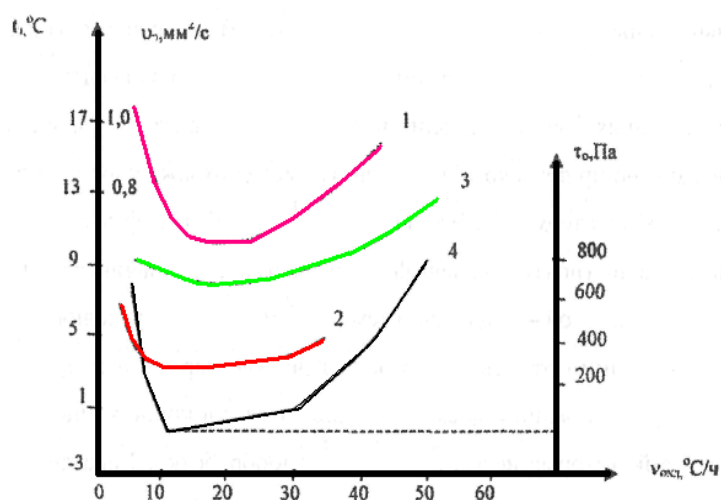


Рисунок 11 – Изменение реологических параметров высокопарафинистых нефтей в зависимости от скорости охлаждения:

1 - температура застывания узеньской нефти; 2 - температура застывания жетыбайской нефти; 3 - эффективная кинематическая вязкость; 4 - начальное напряжение сдвига

Рассмотрим характер зависимости температуры застывания и начального напряжения сдвига узеньской и жетыбайской нефтей от скорости их охлаждения при термообработке(Рисунок 11). Видно, что оптимальной для этих нефтей является скорость охлаждения $10 - 15 \text{ }^\circ\text{C}$ в час.

На результаты термообработки оказывает влияние также состояние

нефти в процессе охлаждения. Если нефть охлаждать в движении (например, подогретую до оптимальной температуры нефть сразу закачивать в трубопровод), то ее реологические свойства хотя и улучшаются, но значительно меньше, чем при охлаждении в покое. В то же время охлаждение в динамике дешевле. Вместе с тем, исходя из того, что охлаждение в статических условиях призвано повлиять на структуру кристаллизующегося парафина, можно принять комбинированный метод охлаждения: от оптимальной температуры термообработки 90 °С до 40 – 60 °С нефть можно охлаждать в движении (почти весь парафин еще растворен), а начиная с 40 – 60 °С до эксплуатационной — с заданным темпом в статических условиях.

Необходимо отметить, что реологические параметры термообработанной нефти с течением времени ухудшаются и, в конце концов, достигают значений, которые нефть имела до термообработки. Характер изменения эффективной вязкости озексуатской и жетыбайской нефти после термообработки (Рисунок 12). Озексуатская нефть восстанавливает свои свойства за 3 суток, а жетыбайская за 45. Так что не всегда достаточно термически обработать нефть один раз для решения проблемы ее трубопроводного транспорта.

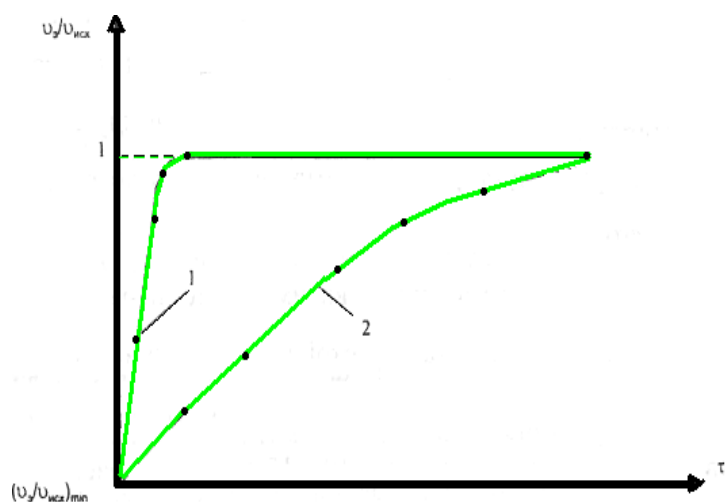


Рисунок 12 – Восстановление эффективной вязкости озексуатской (1) и жетыбайской (2) нефти во времени после термообработки

Рассмотрим стандартную схему перекачки термообработанной нефти,

которая содержит 11,5% парафина и имеет температуру застывания 32 °С. Благодаря термообработке при 87 – 102 °С, транспортируют её при 18 °С (минимальная температура на глубине заложения трубопровода) (Рисунок 13).

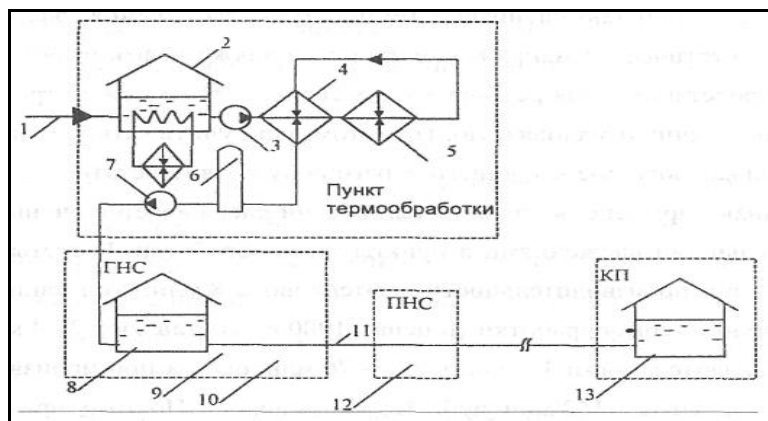


Рисунок 13 – Принципиальная технологическая схема перекачки термообработанной нефти по нефтепроводу

1 - подводный трубопровод; 2, 8, 13 - резервуары; 3, 7 - технологические насосы; 4 - теплообменник типа «труба в трубе»; 5 - печь подогрева; 6 - колонны статического охлаждения; 7 - подпорный насос; 10, 12 - основные насосы; 11 - магистральный нефтепровод; ГНС - головная насосная станция; ПНС - промежуточная насосная станция; КП - конечный пункт

Нефть, имеющая температуру 37 – 52 °С, поступает с промысла по трубопроводу 1 в резервуарный парк 2 сырой нефти. Для обеспечения всасывающей способности насосов в резервуарах ее температура поддерживается на уровне 37 – 42°С. Далее насосами 3 нефть прокачивается через теплообменник 4 типа «труба в трубе», где частично нагревается нефтью, уже прошедшей термообработку, и поступает в печь подогрева 5. Здесь ее нагревают до 87 – 102 °С. После печи горячая нефть, выполнив роль теплоносителя в теплообменнике 4, поступает в колонны статического охлаждения 6, количество которых равно 30. В колоннах нефть охлаждается с заданной скоростью и далее насосами 7 закачивается в резервуары 8 головной перекачивающей станции. В дальнейшем осуществляется изотермическая перекачка нефти.

Если термообработка высокопарафинистой нефти дает хорошие

										Лист
Способы перекачки высоковязкой нефти										
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

результаты, т.е. получаются низкие температуры застывания, эффективная вязкость и статическое напряжение сдвига, а также нефть имеет длительный срок восстановления реологических свойств, то ее можно транспортировать как обычную маловязкую. При этом надо учитывать, что потери на трение для каждого последующего перегона будут возрастать.

Однако применение данной технологии сдерживается очень высокими капитальными вложениями в пункты термообработки. При технико-экономическом сравнении вариантов транспорта высокопарафинистой нефти способ термообработки, как правило, проигрывает.

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.4 Применение присадок для перекачки высоковязкой нефти

3.4.1 Депрессионные присадки

Одним из перспективных способов транспортировки высоковязких и высокозастывающей нефти является применение депрессорных присадок – веществ, уменьшающих температуру застывания, вязкость и предельное напряжение сдвига высокозастывающих парафинистой нефти [14, 15]. Введение присадки существенно изменяет процесс кристаллизации в парафинистой нефти. Это выражается в повышении степени дисперсности, изменении формы и уменьшении слипаемости парафиновых кристаллов. Улучшение реологических свойств нефти под влиянием присадки позволяет решить практические задачи трубопроводного транспорта: снизить энергозатраты на перекачку, способствует увеличению производительности нефтепроводов, гарантирует надежность пуска нефтепровода после длительных остановок, а также снижает отложения парафина на стенках трубопровода и в резервуарах и т.д. [14, 15 - 18]. Основным же достоинством применения присадок является стабильность улучшения реологических свойств нефти на всем пути движения нефти по трубопроводу, даже в сложных природно-климатических условиях.

Концентрация вводимого депрессора зависит от цели, с которой он применяется. Для обеспечения перекачки высокопарафинистой нефти по магистральному трубопроводу нефть достаточно обработать 0,05 – 0,2 % (по массе) присадки. Для уменьшения парафинизации внутренней поверхности оборудования и исключения ручной зачистки резервуаров, танкеров и других объектов в нефть достаточно ввести присадку в количестве 0,02 – 0,05 % (по массе).

Типичным природным депрессатором являются асфальтосмолистые вещества, содержащиеся в нефти. Поэтому одним из способов улучшения реологических свойств высокопарафинистой нефти является добавка к ним продуктов, богатых асфальтосмолистыми веществами – гудрона, битума и др.

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Значительно больший эффект улучшения реологических свойств достигается при применении специально полученных присадок. Для высокопарафинистой нефти эффективными депрессорами являются созданные присадки ДН-1 и ВЭС-503, представляющие собой полимерные поверхностно-активные вещества. За рубежом получили распространение присадки типа «Paramins», разработанные фирмой «Exxo Chemical». Их добавляют к нефти в количестве 0,02 – 0,15 % масс. По внешнему виду они представляют собой парафинообразную массу, приобретающую подвижность лишь при 50 – 60 °С.

Механизм действия депрессорной присадки, приводящей к заметному снижению температуры застывания (почти на 20 °С), состоит в том, что присадка изменяет размеры, форму и строение частиц дисперсной фазы высокозастывающей нефти таким образом, что возникающая при низких температурах структура оказывается менее прочной и не мешает течению подвижной части нефти.

Степень снижения температуры застывания и улучшения реологических свойств (статистического и предельного напряжения сдвига) нефти зависит от концентрации депрессора, содержания в нефти естественных ПАВ (смола и асфальтенов), парафиновых углеводородов и их молекулярной массы.

Наибольший эффект от обработки нефти присадкой наблюдается там, где соотношение процентных содержаний смол к парафинам меньше 2. Для обеспечения работы магистрального трубопровода при перекачке высокопарафинистой нефти достаточно обработать депрессорной присадкой ее объем один раз, например, на головной насосной станции.

Полимерные присадки вводятся в нефть при температуре 60 – 70 °С, когда основная масса твердых парафинов находится в растворенном состоянии. Если это сделать при температурах ниже температуры кристаллизации парафина, то эффект от обработки нефти присадкой будет низким. Однако

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

последующий нагрев нефти до температуры выше температуры плавления парафинов вновь повышает эффективность депрессатора.

В местах, где возникает ламинарный режим течения высокозастывающей нефти, присадку следует вводить только в пристенный слой жидкости, нагретый до нужной температуры. Разогрев кольцевого слоя нефти может осуществляться как с помощью паровой рубашки, смонтированной вокруг трубы, так и гибкими (ленточными) электрическими нагревателями. Такая технология применения депрессорной присадки позволяет в 7 – 10 раз сократить ее расход при той же гидравлической эффективности и снизить энергозатраты на нагрев нефти. Однако она эффективна на трубопроводах с одной насосной станцией. На трубопроводах с несколькими насосными станциями присадку необходимо вводить после каждой из них, так как при прохождении насосных агрегатов пристенный слой нефти с депрессором разрушается.

Замечено, что на эффективность действия присадок существенно влияют также интенсивность перемешивания и темп охлаждения нефти. Если охлаждение обработанной депрессатором нефти происходит при турбулентном режиме течения, ее реологические свойства несколько хуже, чем при охлаждении в ламинарном режиме. Влияние условий охлаждения связано, по-видимому, с эффектом термообработки, а не с действием присадки.

Механизм действия присадок (депрессаторов) в настоящее время не совсем ясен. Предполагается, что молекулы присадок адсорбируются на поверхности выпадающих из нефти кристаллов парафина, мешая их росту. В результате образуется текучая суспензия кристаллов парафина в нефти.

Положительный опыт применения депрессаторной присадки ДПН-1 накоплен в АО «Северные магистральные нефтепроводы». Благодаря ее введению в диапазоне температур перекачки предельное напряжение сдвига уменьшается в 10 раз. В целом по своему воздействию на перекачиваемую нефть ДНП-1 превосходит зарубежные аналоги и стоит значительно дешевле.

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Уменьшение затрат на обработку присадкой достигается тем, что она вводится в еще неостывшую нефть, поступающую с УПН в НГДУ.

Положительно сказалось применение присадки и на величине давления, необходимого для возобновления перекачки после остановок нефтепровода. Так, до обработки присадкой, пуск трубопровода после остановки зимой на 2 – 3 суток происходил при значении пускового давления, в 1,8 – 2 раза превышающем рабочее давление при стационарной перекачке, а выход его на прежний режим составлял 1 – 2 суток. Пуск же нефтепровода, заполненного обработанной нефтью, происходит при давлении, практически равном рабочему давлению стационарного режима, а выход трубопровода на режим происходит всего за 2 – 3 часа. Это говорит о том, что высокозастывающая нефть обработанная депрессорной присадкой, становится ньютоновской жидкостью, длительное время сохраняет эффект обработки и при остановке нефтепровода в ней не образуется кристаллическая решетка [3].

Благодаря введению присадок в количестве 0,12 – 0,15 % масс., удалось снизить величину динамической вязкости в 2 – 4 раза и динамическое напряжение сдвига в 50 – 70 раз (при температуре перекачки 277 – 283 К). Наличие в нефти присадок существенно облегчает пуск нефтепровода после остановок.

При введении присадок в нефть, в основном, стараются обеспечить их равномерное распределение по всему объему. Однако при этом расход присадок велик и затраты на них значительны. Известны разработки, когда в целях удешевления транспортировки высокопарафинистой нефти присадкой обрабатывают не всю нефть, а только кольцевой пристенный слой, устойчивость которого необходимо поддерживать. Это позволяет уменьшить расход присадки и расход нагреваемой при ее введении нефти в 10 раз.

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.4.2 Противотурбулентные присадки

При транспортировке нефти по «горячим» нефтепроводам течение нефти происходит в турбулентном режиме. В турбулентном потоке возникают пульсации скорости и давления, вследствие чего частицы нефти, движущиеся в осевом направлении, получают еще и поперечные перемещения, вызывающие перемешивание соседних слоев. Движение нефти в турбулентном режиме всегда происходит с большей затратой энергии, чем ламинарном, поскольку энергия затрачивается не только на преодоление сил внутреннего трения между движущимися с различной скоростью соседними слоями жидкости, но и на процесс перемешивания, вызывающего в жидкости дополнительное касательное напряжение. Одним из эффективных способов снижения гидравлического сопротивления турбулентного течения в трубе является введение в поток противотурбулентной присадки [18].

Противотурбулентные присадки представляют собой линейные полимеры с высокой молекулярной массой, длинные нитевидные молекулы которых располагаются вдоль движения жидкости и сглаживают пульсации давления. Обычно эти высокомолекулярные карбоцепные соединения представлены: полиметилакрилаты, полиакрилаты, полиизобутилен, полистирол и полиолефины молекулярной массой $M = 0,3 \cdot 10^6 - 10^6$. Товарные формы этих присадок представляют 5-10%- ный раствор названных соединений в углеводородных растворителях, например в керосине, бензине и др. Они вводятся в поток в количестве до 0,002 - 0,05 мас. %.

Эффект снижения сопротивления турбулентного течения при введении в поток перекачиваемой жидкости полимерных добавок был установлен английским химиком Б.А. Томсом в 1946 г. [14]. Введение полимерных соединений в небольших количествах (ppm - миллионная доля) позволяет снизить гидравлическое сопротивление потока при турбулентном режиме течения на десятки процентов. Крупные молекулы полимера при движении

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

потока по трубопроводу смещаются к стенке, образуя специфический флуктуационный слой гидродинамического активного полимера, который подавляет пристенные пульсации и способствует снижению потерь напора в трубопроводе. Этот слой является составной частью движущегося потока, но в то же время имеет определенные размеры, и при полностью заполненном слое наблюдается максимальное снижение сопротивления.

Недостаток этого способа добавки состоит в том, что противотурбулентные присадки эффективны только при турбулентном режиме течения. С прекращением ввода этой присадки в турбулентный поток эффект от ее действия пропадает. [19]

Эффективность действия присадки зависит от ее типа и концентрации в потоке углеводородов. Так как параметры перекачки при постоянных расходах неизменны, то целесообразно эффект снижения потерь напора количественно оценивать изменением коэффициента гидравлических сопротивлений ζ . Для оценки эффективности использования противотурбулентной присадки применяется следующая формула:

$$\psi(c) = \zeta S - \zeta P \zeta S \cdot 100\%$$

где ζS и ζP – коэффициенты гидравлического сопротивления растворителя и полимерного раствора.

Эффект снижения гидравлического сопротивления на магистральных нефтепроводах наблюдается не сразу после ввода присадки, а только после того, как нефть, содержащая присадку, заполнит весь трубопровод.

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4.3 Способ «двойной» присадки

Для уменьшения энергозатрат при перекачке высоковязкой нефти по всей его длине рассматривают способ «двойной» присадки.

Способ относится к транспорту нефти одного месторождения или смеси нефтей нескольких месторождений, нефтепродуктов и газового конденсата трубопроводам. Способ транспортирования нефти по трубопроводу с использованием двойной присадки заключается в использовании одновременно депрессионной и противотурбулентной присадки. В начало трубопровода в предварительно нагретую нефть подают депрессорную присадку. Подача осуществляется в течении времени, необходимого для заполнения участка трубопровода с ламинарным режимом течения жидкости, после чего в начало трубопровода дополнительно производят подачу противотурбулентной присадки и перекачку ведут в присутствии обеих присадок. Количество противотурбулентной присадки выбираем в зависимости от массы жидкости, заполняющей участок трубопровода с турбулентным режимом течения жидкости, а количество депрессорной присадки – в зависимости от массы жидкости, заполняющей весь трубопровод.

Способ позволяет оптимизировать количество вводимых присадок, снизить гидравлическое сопротивление при перекачке нефти по трубопроводу.

В трубопроводе, по которому перекачивают нагретую неньютоновскую парафинсодержащую углеводородную жидкость, наблюдаются различные режимы движения жидкости. В области температур от начальной t_n до $t_{кр}$ (критическая температура перехода турбулентного режима в ламинарный) имеет место турбулентное течение, а от $t_{кр}$ до конечной температуры t_k - ламинарное. Потери напора на трение определяются в этом случае как сумма потерь по каждому из названных участков.

Депрессорную присадку вводят через форсунку в начало трубопровода. В качестве депрессорной присадки могут быть использованы известные высокомолекулярные соединения, например, сополимер этилена с

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

винилацетатом с $M = 27 \cdot 10^3$. Температура потока в месте ввода присадки должна быть 40-60°C. Нефть при этом нагревается до этих температур в процессе подготовки ее к транспорту или же в специальных печах подогрева.

Депрессорную присадку вводят в течение времени, необходимого для обработки массы нефти, заполняющей участок трубопровода с ламинарным течением потока. Затем в начало трубопровода начинают подачу противотурбулентной присадки, и процесс перекачки в дальнейшем ведут в присутствии обеих присадок.

В качестве противотурбулентной присадки могут быть использованы добавки на основе таких высокомолекулярных соединений, как полиметилакрилаты, полиакрилаты, полиизобутилен, полистирол и полиолефины молекулярной массой $M = 0,3-10 \cdot 10^6$. Предпочтительной является присадка на основе полиизобутилена с $M = 1,2 \cdot 10^6$. Депрессорную и противотурбулентную присадки используют в виде растворов в углеводородном растворителе.

Количество депрессорной присадки выбирают в зависимости от массы жидкости, перекачиваемой по всему трубопроводу, а количество противотурбулентной присадки - в зависимости от массы жидкости, заполняющей участок трубопровода с турбулентным движением потока, тем самым достигается ее экономия. Уменьшение количества вводимой противотурбулентной присадки по предлагаемому способу пропорционально отношению времени заполнения участка с ламинарным режимом движения жидкости в присутствии депрессорной присадки к времени, в течение которого трубопровод эксплуатируют с депрессорной и противотурбулентной присадками [28].

Количество вводимой в поток противотурбулентной присадки определяется по формуле:

$$M_n = C_n M T \left[1 - \frac{T_n}{T} \right], \text{ т.}$$

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Суммарное количество вводимых в поток присадок определяется по формуле:

$$M_{\text{прис}} = M T \left\{ C_{\text{п}} + C_{\text{д}} \left[1 - \frac{T_{\text{л}}}{T} \right] \right\}, \text{ т.}$$

Уменьшение количества вводимой противотурбулентной присадки определяется по формуле:

$$\Delta M = \frac{M_0 - M_{\text{п}}}{M_{\text{п}}} = \frac{C_{\text{л}} M T - C_{\text{п}} M T \left[1 - \frac{T_{\text{л}}}{T} \right]}{C_{\text{п}} M T} = \frac{T_{\text{л}}}{T} \cdot 100\% ,$$

где $T_{\text{л}} = L_{\text{л}}/w$;

$L_{\text{л}}$ – длина ламинарного участка потока в трубопроводе, м;

M – массовый расход нефтяной системы, т/ч;

$D^{\text{л}}$ – диаметр трубопровода на ламинарном участке, м;

$C_{\text{д}}$ – концентрация депрессорной присадки, т/т;

$C_{\text{п}}$ – концентрация противотурбулентной присадки, т/т;

T – время работы трубопровода с вводом присадок, ч;

$T_{\text{л}}$ – время заполнения участка трубопровода с ламинарным режимом движения жидкости, ч;

w – скорость потока на ламинарном участке трубопровода, м/с;

– плотность углеводородной жидкости, т/м³;

M_0 – количества противотурбулентной присадки при обработке всей массы перекачиваемой жидкости, т.

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5 Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефти

Сущность данного метода перекачки состоит в том, что высокопарафинистую нефть охлаждают до образования в ней парафиновой структуры, а затем механическим путем разрушают последнюю. Содержащиеся в нефти смолы и асфальтены обволакивают «осколки» парафиновой структуры, препятствуя их повторному соединению. Обычных скоростей перекачки достаточно, чтобы полученная суспензия парафина в нефти сравнительно длительное время сохраняла необходимую подвижность [14].

Разрушение парафиновых структур может выполняться с помощью специальных мешалок, путем виброобработки, диафрагмами.

Устройства для виброобработки нефтей (Рисунок 14) состоят из сита, которое контактирует с нефтью, вибратора, приводящего сито в колебательное движение, и трубопроводов. В отдельных случаях вибратор может воздействовать на трубопровод без применения сит.

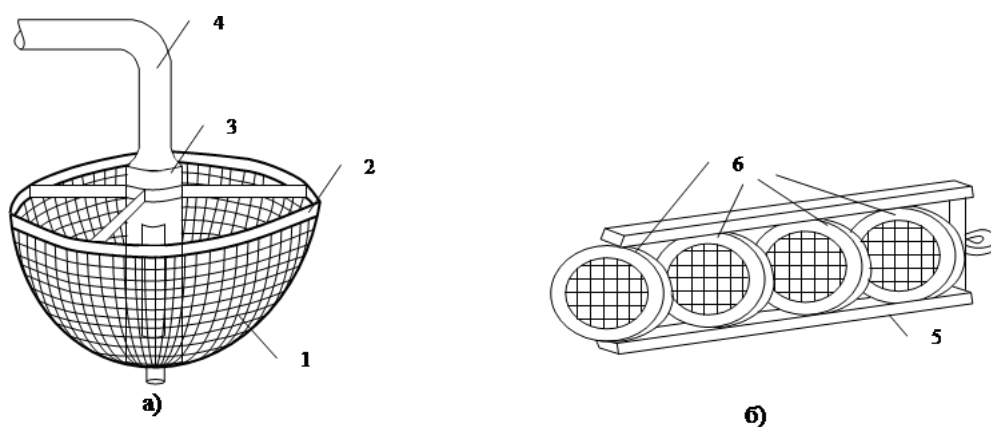


Рисунок 14 – Устройство для виброобработки нефтей:

а) в резервуарах и земляных амбарах, б) в трубопроводе

1 – сито, 2 – пояс, 3 - вибратор, 4 - трубопровод для откачки суспензии, 5 – каркас,
6 - кольца с сетками

Устройство для откачки вязких высокопарафинистых нефтей из резервуаров (земляных амбаров) состоит (рисунок 1.9 а) из сита 1 в виде полу

сферы, которое жестко, с помощью пояса 2 укрепляется на вибраторе 3. Вибратор 3 трубопроводом 4 соединяется с насосом для откачки суспензии.

Виброобработка производится виброситом с размером ячеек от 1,5 до 8 мм в течение 1 – 5 минут при частоте колебаний 20 – 250 Гц. Объясняется это тем, что при частотах колебаний менее 20 Гц разрушение структуры парафина в нефти до мелкодисперсного состояния не происходит, а при частотах свыше 250 Гц вибросито вырывает застывшую нефть кусками и разбрасывает по поверхности, не успевая разрушить ее структуру.

Устройство работает следующим образом. Включают вибратор 3 и при температуре нефти на 5 – 10 градусов ниже температуры застывания погружают его в нефть. Нефть проходит через ячейки вибросита, парафиновая структура в ней разрушается, и образующаяся суспензия через отверстия 7 в корпусе вибратора попадает во всасывающий трубопровод 4.

Разрушение парафиновой структуры нефти можно производить и непосредственно в трубопроводе. Для этой цели используется устройство (Рисунок 14 б), состоящее из каркаса 1, внутри которого укреплены кольца с сетками (плоскими или вогнутыми) 2. Размеры ячеек и частота виброобработки та же, что и в устройстве, рассмотренном ранее. Разрушение формирующейся структуры происходит в результате возвратно-поступательного движения каркаса вдоль направления движения потока.

Об эффективности данного метода улучшения реологических параметров парафинистых нефтей говорит следующий факт: вязкость мангышлакской нефти при температуре на 5 – 10 0С меньшей температуры ее застывания после обработки ее виброситами при градиентах скорости сдвига 280 – 3200 с⁻¹ уменьшилась с 18 – 20 до 0,5 – 1 Па·с.

Однако с течением времени структура парафина в нефти восстанавливается (в зависимости от состава нефти для этого требуется от нескольких

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

часов до нескольких суток). Установлено, что высокопарафинистые нефти, не содержащие асфальтенов, практически не изменяют своих свойств после механического разрушения, т.к. решетка парафина после прекращения ее разрушения восстанавливается очень быстро. По мере увеличения содержания асфальтенов в высокопарафинистой нефти продолжительность восстановления структуры увеличивается. Это связано с тем, что молекулы асфальтенов адсорбируются на поверхности кристаллов парафина и препятствуют образованию прочной парафиновой структуры. Вместе с тем превышение некоторого оптимального содержания асфальтенов в нефти настолько загущает ее, что вязкость снова начинает расти.

Метод виброобработки используется в незначительных масштабах, т.к. установки малопроизводительны. Основная область его применения — это откачка застывшей нефти из резервуаров и технологических трубопроводов.

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.6 Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями

Одним из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких нефтей и нефтепродуктов является применение углеводородных разбавителей-конденсатов и маловязких нефтей.

Использование разбавителей позволяет довольно существенно снизить вязкость и температуру застывания нефти. Во-первых, понижается концентрация парафина в смеси, т.к. часть его растворяется легкими фракциями разбавителя. Во-вторых, если в маловязкой жидкости, используемой в качестве разбавителя, содержатся асфальтосмолистые вещества, последние, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют образованию прочной структурированной решетки [6].

Разбавление высоковязких нефти и нефтепродуктов бензинами и керосинами для облегчения перекачки практически не осуществляется, т.к. их доставка на месторождения требует больших капитальных и эксплуатационных затрат. Для мазутов и гудронов такие разбавители также нецелесообразны, поскольку на конечных пунктах нужны установки по разгонке смеси.

Целесообразнее всего в качестве разбавителей использовать маловязкие нефти. Если на месторождении добываются нефти разных свойств – высоковязкие, высокопарафинистые и маловязкие, то разбавляя вязкие нефти маловязкими, можно добиться резкого снижения вязкости и температуры застывания смеси и, таким образом, облегчить их перекачку.

В общем случае выбор типа разбавителя производится путем сравнения для конкурирующих вариантов суммарных затрат на получение, доставку и смешение разбавителя, а также транспортировку смеси. Кроме того, следует учитывать, что смешением высокопарафинистой нефти с маловязкими можно получить смеси заранее определенного состава и тем самым стабилизировать работу нефтепровода и установок нефтеперерабатывающих заводов, увеличить выход продуктов переработки нефти.

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Интересен также такой факт: на реологические свойства нефтяной смеси оказывает влияние температура смешиваемых компонентов. Гомогенная смесь получается, если смешение производится при температуре на 3–5 °С выше температуры застывания вязкого компонента. При неблагоприятных условиях смешения эффективность разбавителя в значительной степени уменьшается и может произойти даже расслоение смеси.

При применении разбавителей существенно изменяется вязкость смеси, что требует пересчета характеристик насосов. Поэтому, строго говоря, при перекачке высоковязкой нефти с разбавителем, заранее неизвестно даже какие насосы необходимо использовать.

В связи с вышесказанным, проектные расчеты в данном случае необходимо выполнять не только для разных концентраций смеси, но и для разных типов насосов.

При перекачке высоковязкой нефти с разбавителем на головной насосной станции должны быть резервуары для его хранения.

При эксплуатации действующих нефтепроводов применением разбавителей может решаться одна из следующих задач:

- увеличение объема перекачиваемой нефти;
- уменьшение напора, развиваемого НПС, с целью предотвращения аварий на длительно эксплуатируемом нефтепроводе;
- уменьшение затрат электроэнергии на перекачку.

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.7 Заполнение трубопровода высоковязкой нефтью

Заполнение вновь построенного трубопровода горячей высоковязкой нефтью – одна из самых ответственных операций при эксплуатации «горячих» трубопроводов. Перед началом закачки высоковязкой нефти в трубопровод он заполнен холодной водой после опрессовки. Если эту воду вытеснить горячей высоковязкой нефтью, для перекачки которой предназначен трубопровод, нефть будет быстро остывать, вследствие чего вязкость ее сильно повысится, и она может застыть и закупорить нефтепровод. Вновь построенный трубопровод, предназначенный для перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей или нефтепродуктов с предварительным подогревом, можно пустить в работу двумя способами: предварительным подогревом трубопровода и окружающего грунта маловязким низкозастывающим нефтепродуктом или водой; заполнением трубопровода без его предварительного подогрева [10].

МН пускают в эксплуатацию, как правило, с предварительным подогревом. Наиболее целесообразно прогревать систему трубопровод – грунт водой, так как это требует в 3-4 раза меньше времени, чем при прогреве системы нефтью или нефтепродуктами (у воды больше теплоемкость и выше скорость течения). Систему трубопровод-грунт прогревают до такой температуры, при которой напора, развиваемого насосами, будет достаточно, чтобы высоковязкая нефть дошла до следующей насосной станции. При прогреве трубопровода необходимо стремиться поддерживать температуру греющей жидкости на выходе из тепловой станции, равной, или если позволяют теплообменники несколько большей, чем планируемая начальная температура нефти. Это дает возможность проверить технологическое оборудование на термическое напряжение и своевременно устранить возможные неисправности на стадии прогрева.

Рассмотрим различные способы прогрева системы трубопровод – грунт, представленные на нижеприведенных рисунках.

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

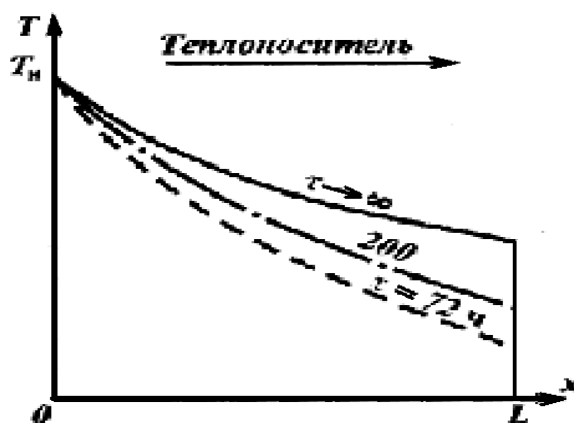


Рисунок 15 – Графики изменения температуры T теплоносителя по длине D участка трубопровода и во времени τ при прямом прогреве

При прямом прогреве нагретая до необходимой температуры маловязкая жидкость закачивается в трубопровод насосами ГНПС. Температура трубы и окружающего грунта постепенно повышается. В результате новые порции маловязкой жидкости приходят на конечный пункт со все более высокой температурой. По истечении некоторого времени температура системы трубопровод-грунт станет достаточной для закачки высоковязкой нефти в трубопровод без опасения его замораживания. При таком способе прогрева требуется значительное количество маловязкой жидкости на ГНПС.

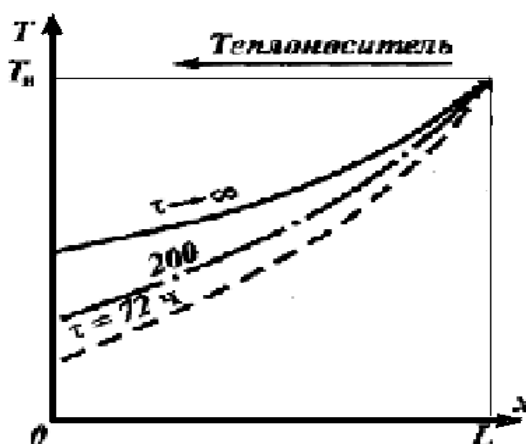


Рисунок 16 – Графики изменения температуры T теплоносителя по длине D участка трубопровода и во времени τ при обратном прогреве

Обратный прогрев применяют в тех случаях, когда в начале трубопровода отсутствуют источники воды или другой маловязкой жидкости, а также тогда, когда технологическая обвязка насосных станций позволяет вести перекачку с конечного пункта на головную станцию. В этом случае конечные

участки трубопровода будут иметь более высокую температуру, чем начальные. При последующей закачке в трубопровод горячей высоковязкой жидкости могут возникнуть значительные термические напряжения, способные привести к авариям на технологических трубопроводах перекачивающих станций и линейной части трубопровода. Объем греющей жидкости и темп прогрева системы при обратном прогреве примерно такие же, как и при прямом прогреве.

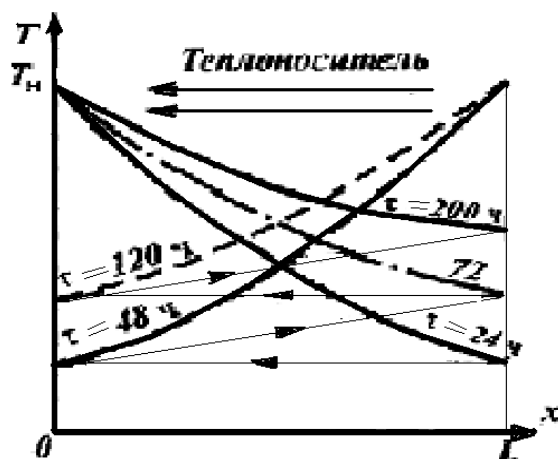


Рисунок 17– Графики изменения температуры T теплоносителя по длине D участка трубопровода и во времени τ при челночном прогреве

Челночный прогрев заключается в том, что греющую жидкость закачивают сначала в прямом, затем в обратном направлениях, снова в прямом и т.д. При таком способе прогрева объем греющей жидкости составляет около двух объемов прогреваемого участка трубопровода (между тепловыми или насосными станциями). Время челночного пробега больше, чем прямого, на значение обратных перекачек, но средняя по длине температура системы получается значительно выше, чем при прямом прогреве.

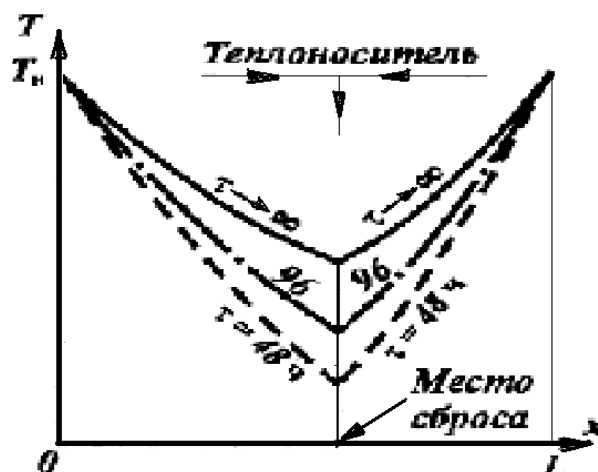


Рисунок 18 – Графики изменения температуры T теплоносителя по длине D участка трубопровода и во времени τ при встречном прогреве

Встречный прогрев заключается в том, что греющую жидкость закачивают одновременно с двух сторон – с начала и с конца прогреваемого участка трубопровода. Около середины трубопровода проводят сброс греющей жидкости в специальный резервуар. Если это вода, то ее можно сбрасывать на грунт, в водоем.

Выбор того или иного способа прогрева системы трубопровод-грунт должен быть обоснован технико-экономическими расчетами и технической возможностью его осуществления. При всех выбранных способах прогрева последним этапом, завершающим прогрев трубопровода, должен быть прямой прогрев, за который следует вытеснение греющей жидкости непосредственно разогретой высоковязкой нефтью.

При заполнении трубопровода высоковязкой нефтью необходимо обеспечить такую подачу, при которой к моменту полного вытеснения теплоносителя из трубы потери на трение не превышали бы возможности насосных станций.

3.8 Особенности последовательной перекачки нефтепродуктов

В результате добычи нефти в той или иной нефтяной провинции в резервуарах накапливаются нефти различных сортов, которые закачивают последовательно в один нефтепровод. При этом каждая партия нефти вытесняет предыдущую и в свою очередь вытесняется последующей. Получается так, что нефтепровод по всей своей протяженности заполнен партиями различной нефти, вытянутых в цепочку и контактирующих друг с другом в местах, где кончается одна партия и начинается другая [4].

Рассмотрим схему последовательной перекачки нефти (Рисунок 19).

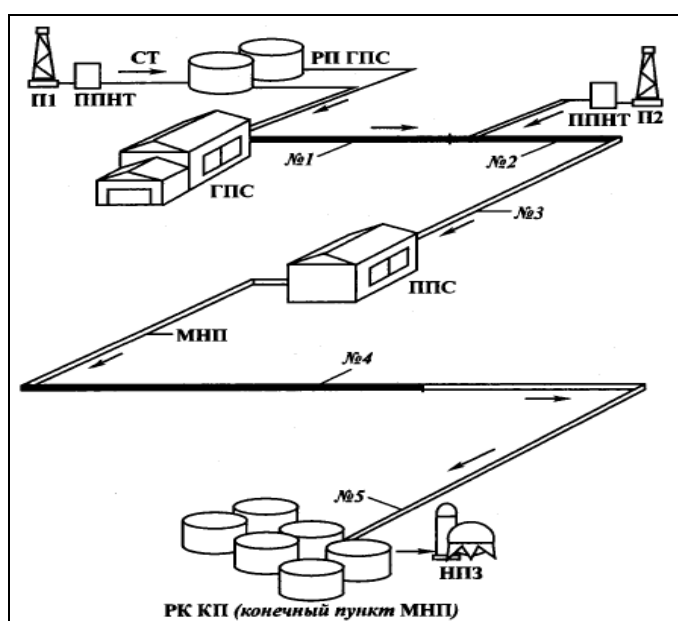


Рисунок 19 – Принципиальная схема системы для последовательной перекачки нефти

На данной схеме последовательно движутся в МН партии нефти №1, 2, 3, 4, 5, вытесняющие предыдущие партии и в свою очередь вытесняемые последующими, а также нефтепромыслы (П1) и (П2) с пунктами подготовки нефти к транспорту (ППНТ) резервуарные парки (РП) головной перекачивающей станции (ГПС), резервуарные парки промежуточной перекачивающей станции (ППС) и резервуарные парки конечного пункта (КП), на котором происходит прием нефти в резервуары нефтеперерабатывающего

завода (НПЗ) или перевалочной нефтебазы для перевалки на др. виды транспорта.

Применение последовательной перекачки нефти и нефтепродуктов позволяет использовать трубопровод большого диаметра при меньшей себестоимости транспорта. Раздельное поступление нефти на переработку приводит к значительному удешевлению их переработки, что позволяет компенсировать дополнительные затраты на организацию последовательной перекачки. Дополнительные затраты связаны с необходимостью увеличения резервуарных парков на ГНПС и в конечном пункте с образованием смеси. Необходимый объем резервуарного парка зависит от периодичности смены нефтепродуктов в трубопроводе – от числа циклов Ц. Чем больше число циклов, тем меньше объем резервуарного парка. Увеличение числа циклов приводит к пропорциональному увеличению числа контактов между нефтепродуктами и к увеличению объема смеси, что ведет к убыткам от пересортицы нефтепродуктов.

Объем смеси, образующейся при контакте нефтепродуктов, сильно зависит от гидравлического режима их течения. При ламинарном режиме объем смеси достигает 4 – 5 объемов трубопровода. При турбулентном режиме он составляет только 0,005 – 0,01 объемов трубопровода. Исходя из этого, трубопроводы для последовательной перекачки нефтепродуктов работают при числах Рейнольдса более 10000.

Благодаря тому, что нефтепродукты выпускаются с запасом качества, имеется возможность часть смеси принять в резервуары для чистых продуктов и тем свести к минимуму объем не кондиционного продукта, а иногда и исключить его полностью. Для достижения минимального объема некондиционной смеси контактирующие пары нефтепродуктов в цикле подбирают с близкими потребительскими качествами.

Для избежания образования дополнительной смеси следует избегать остановок трубопровода при замещении одного нефтепродукта другим.

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В целях сокращения объема смеси находят применение разделители нефтепродуктов. Используются разделители твердые (шаровые), гелеобразные (водный раствор полиакриламида) и жидкие (промежуточный нефтепродукт или смесь контактирующих нефтепродуктов).

При контроле за последовательной перекачкой, помимо обычных для нефтепровода измерений Q , P , t производится определение вида проходящего через данное сечение трубопровода продукта. Для идентификации продукта и определения концентрации продукта в смеси используется измерение плотности, диэлектрической постоянной, вязкости, скорости распространения нефтепродукта и других констант. В настоящее время наиболее распространенным является метод измерения плотности. Перспективным считается метод измерения скорости распространения ультразвука.

Наиболее сложными и ответственными операциями при эксплуатации «горячих» трубопроводов являются заполнение трубопроводов, их остановка и последующий пуск.

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.9 Остановка перекачки

При эксплуатации «горячего» нефтепровода неминуемы его остановки, которые могут быть вызваны аварией на одном из участков, необходимостью выполнения ремонтных работ, перебоями в подаче нефти на ГНПС. Остановки перекачки могут быть связаны с характером эксплуатации «горячего» нефтепровода [20].

При «горячей» перекачке пропускная способность не может быть меньше некоторого минимального значения. Отсюда вытекает необходимость циклической эксплуатации «горячих» трубопроводов, при которой часть времени нефтепровод работает с полной загрузкой, а на остальное время перекачка прекращается. С одной стороны, чем больше число циклов перекачки, тем меньше должен быть объем резервуаров для накапливания нефти на головных сооружениях и конечном пункте нефтепровода, а значит потребуются меньше затрат на них. С другой стороны, больше будут затраты, связанные с повторным пуском нефтепровода (вытеснение остывшей нефти и прогрев системы трубопровод-грунт). Оптимальным является число циклов, соответствующее минимуму суммарных затрат.

При остановках перекачки высоковязкая нефть, оставленная в трубопроводе, постепенно остывает, вязкость ее повышается, а потери напора при возобновлении перекачки резко возрастают. Они максимальны в момент пуска трубопровода, когда весь он заполнен остывшей нефтью. По мере замещения остывшей нефти разогретым продуктом потери на трение в трубопроводе быстро уменьшаются. После вытеснения из трубы всей остывшей нефти темп снижения потерь напора на трение снижается, а уменьшение потерь связано с прогревом системы трубопровод-грунт горячей нефтью.

Продолжительность остановки «горячего» нефтепровода должна быть такой, чтобы максимальные потери напора при пуске не превышали напора, развиваемого насосными агрегатами, а давление вначале трубопровода было меньше, предельно допустимого, которое может выдержать труба. В противном

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

случае произойдет замораживание трубопровода, ликвидация которого связана со значительными потерями нефти и большими денежными затратами. Время, по истечении которого возобновление перекачки высоковязкой нефти происходит без осложнений, т.е. потери на трение не превышают возможностей насосной станции, называется безопасным временем остановки «горячего» трубопровода. Если фактическое время остановки превышает безопасное, то вязкая нефть должна быть вытеснена из трубопровода маловязкой жидкостью (нефтью, водой).

					Способы перекачки высоковязкой нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.10 Оборудование применяемое для перекачки вязкой нефти

Оборудование насосных станций «горячего» трубопровода такое же, как и обычного. Это объясняется тем, что температура транспортируемой жидкости (нефти или нефтепродукта), с одной стороны, достаточно высока, чтобы среда была текучей, а с другой – не превышает 100 °С [1].

Для «горячей» перекачки высоковязкой нефти и нефтепродуктов применяют поршневые, центробежные и винтовые насосы.

Поршневые насосы (Рисунок 20) имеют большую высоту всасывания (6 – 7,5 м), достаточно высокий коэффициент полезного действия при перекачке высоковязких жидкостей и постоянную подачу. Однако они конструктивно сложны, дороги, малопроизводительны, их подача неравномерна.

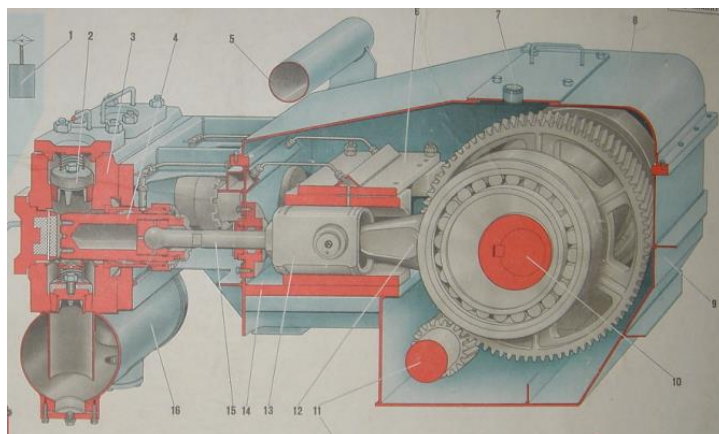


Рисунок 20 – Поршневой насос

Наиболее широко применяются поршневые насосы марки НТ-45. Этот насос имеет 3 цилиндра двойного действия, подачу — 160 м³/ч при 75 об/мин; давление нагнетания при нормальной эксплуатации 6,0 МПа; максимальное рабочее давление, которое насос может выдержать кратковременно (до 40 мин) - 7,5 МПа. Насос приводится в действие от электродвигателя или двигателя внутреннего сгорания. Он используется для проталкивания застывшей нефти в трубопроводе.

Преимущественное распространение на магистральных трубопроводах получили центробежные насосы(Рисунок 21) КПД которых при перекачке подогретых жидкостей составляет 75-80%.



Рисунок 21 – Центробежный насос

Как и при транспортировке обычной нефти при «горячей» перекачке наилучшей схемой технологической обвязки насосных станций является последовательная установка 2-3 рабочих и одного резервного агрегатов.

Известно, что с увеличением вязкости перекачиваемой жидкости напор и КПД центробежного насоса снижаются, а потребляемая мощность возрастает. Поэтому центробежный насос лучше устанавливать после теплообменных агрегатов. Однако такое расположение в ряде случаев оказывается неосуществимым, т.к. гидравлическое сопротивление коммуникаций на всасывающей линии оказывается очень большим. В результате насосу не хватает подпора, и он начинает работать с кавитацией. В связи с этим на крупных нефтепроводах подпорные и основные насосы устанавливаются перед теплообменными аппаратами и перекачивают охлажденную нефть повышенной вязкости.

Винтовые насосы отвечают последнему уровню техники и изготавливаются из высокопрочных и малоизнашивающихся материалов (Рисунок 22). Благодаря использованию при изготовлении насосов соответствующих материалов, допускается перекачка и агрессивных сред H_2SO_4 , H_3PO_4 . Насосы работают непрерывно без пульсаций и являются самовсасывающимися.

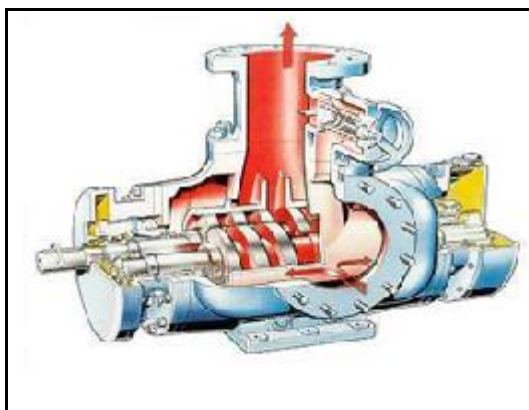


Рисунок 22 – Винтовой насос

Винтовые элементы не соприкасаются друг с другом, благодаря чему в насосах исключается сухое трение. Мощные подшипники качения валов смазываются автономно вне корпуса насоса. Две пары винтов гидравлически уравновешены. Возможно обратимое направление потока при использовании реверсивного привода. Насосы выпускаются от 2,1 до 10,1 типоразмера, производительность от 3 до 3000 об/мин, давление на всасывающем патрубке до 0,87 атм, максимальная высота всасывания 8,7 м, вязкость до 40000 мм²/сек, температурный интервал от 0 до максимальной 450 °С, не чувствительны к содержанию АСПО и механическим примесям, максимальное давление до 60 атм.

При перекачке жидкостей повышенной вязкости насос не может обеспечить паспортную подачу и напор, которые указываются для случая работы насоса на воде. Чтобы получить характеристику насоса при работе на вязкой нефти или нефтепродукте, производится пересчет характеристик.

Подогрев нефти перед закачкой в трубопровод можно производить как в резервуарах, так и в специальных теплообменных аппаратах. Однако подогрев в резервуарах производится только до температуры, обеспечивающей выкачку нефти с заданной производительностью. Дело в том, что, нагрев нефти в резервуарах до начальной температуры перекачки нецелесообразен из-за больших потерь тепла в окружающую среду и увеличения потерь легких (наиболее ценных) фракций нефти. Нефть в резервуарах нагревается с помощью трубчатых теплообменников. В качестве теплоносителя используется

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Способы перекачки высоковязкой нефти						

водяной пар, иногда горячая вода или горячая нефть. Применяются стационарные (змеевиковые или секционные) подогреватели, располагающиеся над днищем резервуара с уклоном по ходу теплоносителя для удаления конденсата и обеспечивающие общий подогрев всей массы нефти в резервуаре.

Разогретая в резервуарах нефть забирается подпорными насосами и подается в дополнительные подогреватели (если позволяет величина подпора) или в основные насосы, которые прокачивают нефть через подогреватели в магистральный трубопровод. С точки зрения безопасности эксплуатации подогревателей и повышения эффективности работы основных насосов их надо устанавливать после подогревателей. На промежуточных насосно-тепловых станциях при перекачке по системе «из насоса в насос» подогреватели должны устанавливаться только на всасывающих линиях. В этом случае нефть поступает в насосы с высокой температурой, т.е. к.п.д. насосов будет высоким.

					<i>Способы перекачки высоковязкой нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4. ГЕОПОЛИТИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА В СТРАНЕ

Казахстан – крупная нефтяная держава. По геологическим запасам он занимает второе место в СНГ и десятое в мире. В настоящее время минерально-сырьевой комплекс Казахстана и его важнейшая составляющая - нефтегазовая индустрия вызывают со стороны отечественных и зарубежных инвесторов повышенный интерес. И это не случайно - по разведанным запасам углеводородного сырья республика входит в десятку крупнейших нефтяных держав мира. Доля Казахстана в общемировых разведанных запасах углеводородов составляет по нефти 3,2% (4,8 млрд. т), а по газу - 1,5% (2,2 трлн. м³). Роль нефтегазовой отрасли в жизни нашей страны последние годы остается очень важной, и всегда будет определять дальнейшее развитие экономики Казахстана.

Распад СССР изменил геополитическую обстановку не только на постсоветском пространстве, но и во всем мире. При этом географическое положение Казахстана оказалось одновременно и удачным с геоэкономической, и рискованным с геополитической точки зрения. С момента провозглашения государственной независимости Казахстан ведет многовекторную внешнюю политику.

Казахстан стремится поддерживать равноудаленные дипломатические отношения как с мировыми гигантами - Россией, Китаем, США, Японией, Индией, европейскими державами, так и с региональными гигантами (т. н. странами среднего уровня) - Турцией, Ираном, Пакистаном, Саудовской Аравией, Египтом, Израилем, Южной Кореей, Таиландом, Австралией. Такая многовекторная политика имеет свои позитивные моменты, главным из которых является привлечение всевозможных иностранных инвестиций для

					<i>Геополитическая обстановка в стране</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Амирбекова			<i>Основная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					66	133
<i>Руководитель ООП</i>		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б5А		

развития экономики страны. Так как, Казахстан граничит с двумя мировыми гигантами - Россией и Китаем, каждый из них рассматривает Казахстан как «лакомый кусок». Многовекторная политика, проводимая руководством современного Казахстана, это – необходимость, диктуемая географическим расположением и геополитической ситуацией.

Географически Казахстан находится в геополитическом треугольнике - Россия - Китай - Исламский мир. Однако верховенство западного мира во главе с США превратило этот треугольник в геополитический четырехугольник, который сформировался благодаря научно-техническому прогрессу и технологическому развитию. Практически ни один из этих четырех геополитических субъектов не имеет какого-либо желания придать Казахстану нейтральный статус. Главной причиной такого нежелания является физическая география и геологическая карта Казахстана. Казахская земля богата всеми химическими элементами таблицы Менделеева. Другой причиной является историческое предназначение Казахстана как главного отрезка огромной артерии Великого Шелкового пути [23].

США и европейские державы видят свои интересы в овладении ими углеводородными и минеральными ресурсами на территории Казахстана. Причем они стремятся делать это открыто, на экономической основе сотрудничества. Китай, дабы завладеть природными ресурсами Казахстана, равно как и всей Центральной Азии, не только активизирует свою экономическую деятельность(скупка акций нефтяных и газовых компаний, приобретение месторождений) и торговую экспансию(поставка ширпотреба в обмен на сырье), но и в своей образовательнойидеологической политике внушает населению, что территория Казахстана и других центральноазиатских стран являются либо временно незаселенными, либо исконно китайскими землями. Российский экономист М. Хазин отметил, что Китаю нужна только нефть Казахстана, и голос Астаны в Пекине не будет услышан [24]. Тем не

					<i>Геополитическая обстановка в стране</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

менее, российские политологи характеризуют нашу страну как: "дружелюбный, но очень независимый Казахстан" [25].

В социально-экономическом развитии Казахстан – наиболее продвинутое государство в регионе Центральной Азии, которое является региональным лидером. В каспийском вопросе, стремясь к равноправному сотрудничеству с Россией и Ираном, Казахстан показывает свое стремление к региональному лидерству в качестве геополитического субъекта. Ведь, чтобы быть державой, необязательно иметь огромные территории и население. Главное здесь - внешнеполитическая и геополитическая активность, подкрепленная сильной экономикой, вооруженными и интеллектуальными силами.

Власти Казахстана проявляют толерантность по отношению к немусульманскому населению, чем лишают всех внешних геополитических игроков поводов для вмешательства во внутренние дела страны. Центральное место среди среднеазиатских стран - партнеров Казахстана занимает Иран. Здесь также задействованы интересы таких стран, как Турция, Саудовская Аравия, Египет, ОАЭ, Пакистан, Афганистан и Индия. Казахстан соединяется с Ираном через Каспийское море. Другие исламские страны географически более отдалены, что не только не затрудняет, но и балансирует отношения Казахстана с Ираном. Иран в своей геополитике не может достаточно доминировать над Казахстаном, поскольку у него - довольно непростые отношения с Россией и Европой, и, тем более, враждебные отношения с США. Основной стратегией партнерства Казахстана с Ираном является транспортное сотрудничество и транспортировка казахской нефти через Иран.

Трансазиатская железнодорожная магистраль соединила Иран с Китаем через территорию Центральной Азии. В целом, отношения с исламскими странами имеет не только перспективу, происходит углубление отношений во всех сферах, в частности, с нефтедобывающими государствами Персидского залива. При этом следует отметить, что для США становится важным не только

					<i>Геополитическая обстановка в стране</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

наблюдение за поведением Казахстана и других центральноазиатских стран в отношениях с Ираном. Иран, объявленный США одной из стран "оси зла", с точки зрения американской геостратегии, является одним из препятствий на пути утверждения главенства Америки в регионе Каспия. Поэтому американо-иранское, равно как и американо-китайское противостояние самым негативным образом отражается на Казахстане, усиливая нестабильность вокруг него. Естественногеографический и геополитический треугольник Россия - Китай - Исламский мир представляет для Казахстана опасность кольцевой нестабильности. Тем не менее, следует учитывать влияние современного мирового экономического кризиса, который отодвинул интересы США и европейских стран в Центральной Азии на более отдаленное место, отдав первенство России и Китаю.

Казахстан, как преуспевшая в рыночно-экономических реформах страна, вполне способен, как локомотив, повести за собой остальные страны. В Казахстане существуют внутренние условия политической стабильности - как основополагающей базы для добрососедских и инвестиционных отношений. Кроме того, проявления этнического и религиозного национализма ограничены государством. В то же время, Казахстан должен наработать стратегию национальной безопасности (комплекс экономической, политической, военной и образовательной безопасности) и региональной политики. Что в свою очередь дает Казахстану возможность приобрести субъектную геополитическую роль.

В такой обстановке Казахстану остается рассчитывать только на собственные силы, имея дипломатические, интеллектуальные, технологические и финансово-экономические ресурсы - для того, чтобы противостоять геополитическим притязаниям более сильных игроков, и самому стать самостоятельным игроком, постепенно трансформируясь из геополитического объекта в геополитического субъекта. В конечном итоге геополитика рано или поздно станет внешней политикой Казахстана.

					<i>Геополитическая обстановка в стране</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Расчет прочностных свойств нефтепровода

Исходные данные:

- Труба $D=720$ мм, ВМЗ по ТУ 1390-001-00186654-99 из стали 13Г1С-У;
- $\sigma_{вр} = 540$ МПа, $\sigma_{тек} = 390$ МПа, коэффициент надежности по материалу $K_1 = 1,40$;
- Изоляция трубопровода в два слоя лентой и оберткой типа «Полилен» толщиной $\delta = 0,635$ мм; плотность ленты $\rho_{ил} = 1046$ кг/м³; плотность обертки $\rho_{об} = 1028$ кг/м³;
- Грунт – гравелистый песок;
- $n_{се} = 0,95$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;
- $R_{раб} = 6$ МПа;
- температура замыкания сварного стыка $t_{зам} = -26^\circ\text{C}$;
- плотность перекачиваемого продукта $\rho_{н} = 0,910$ кг/м³;
- глубина заложения трубопровода до верхней образующей $h_0 = 0.8$ м;
- радиус изгиба $\rho_{и} = 750$ м;
- температура эксплуатации $t_3 = 20^\circ\text{C}$
- категория участка – I.

					Расчет прочностных свойств нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Амирбекова			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					70	133
Руководи- тель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б5А		

Расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений определим по формуле (5.1) [21]:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n} = \frac{540 \cdot 0,75}{1,40 \cdot 1,00} = 289 \text{ МПа}, \quad (5.1)$$

где, $m = 0,75$ коэффициент условий работы трубопровода (СНиП 2.05.06-85* табл. 1);

$k_1 = 1,40$ коэффициент надежности по материалу (СНиП 2.05.06-85* табл. 9);

$k_n = 1$ коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопровода $D < 1000$ мм (СНиП 2.05.06-85* табл. 11); R_1^H нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности $\sigma_{вр} = 540$ МПа.

Расчетную толщину стенки нефтепровода, определим по формуле (1.2):

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1 \cdot 6 \cdot 720}{2(289 + 1 \cdot 6)} = 7,3 \text{ мм} \approx 8, \quad (5.2)$$

Принимаем толщину стенки 8 мм.

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

$p = 6$ МПа рабочее давление в трубопроводе;

$D_n = 720$ мм наружный диаметр трубы;

$R_1 = 289$ МПа расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений – 289 МПа.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки определяем из условия (1.3):

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (5.3)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряжение состояния труб, определим по формуле (1.4);

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (5.4)$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет прочностных свойств нефтепровода					

где σ_{npN} – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб по формуле (5.5);

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n}, \quad (5.5)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа модуль упругости металла, (модуль Юнга);

$\mu = 0,3$ переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

Δt - расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимальных положительных или отрицательных перепадов температур, определим по формулам (5.6, 5.7):

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 289}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 35,07 \text{ град}, \quad (5.6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 289}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 81,84 \text{ град}, \quad (5.7)$$

Дальнейший расчет производим с большим перепадом температуры.

Определим продольное осевое сжимающее усилие, по формуле (5.8):

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 81,84 + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 6 \cdot 704}{2 \cdot 8} = -24,77 \text{ МПа}, \quad (5.8)$$

В данном случае σ_{npN} отрицательное, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, вычислим по формуле (5.9):

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-24,77|}{289} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-24,77|}{289} = 0,985, \quad (5.9)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При наличии продольных напряжений расчетная толщина стенки, определится по формуле (5.10):

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1 \cdot 6 \cdot 720}{2(289 \cdot 1,04 + 1 \cdot 6)} = 7,43 \text{ мм}, \quad (5.10)$$

Полученное расчетное значение округляем до большего равного 8 мм.

Проверка трубопровода на прочность в продольном направлении.

Проверку на прочность подземного трубопровода в продольном направлении производим из условия (5.11):

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (5.11)$$

где, σ_{npN} – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, найдем из формулы (5.12);

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 81,84 + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 6 \cdot 704}{2 \cdot 8} = -113,5 \text{ МПа}, \quad (5.12)$$

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное состояние металла трубы при сжимающих продольных напряжениях определяется по формуле (5.13):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{270}{289}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{270}{289} = 0,122, \quad (5.13)$$

где, $\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления, МПа найдем из формулы (5.14):

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1 \cdot 6 \cdot 704}{2 \cdot 8} = 270 \text{ МПа}, \quad (5.14)$$

Проверяем условие прочности (5.15):

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (5.15)$$

$$|-113,5| \leq 0,122 \cdot 289; \quad |-113,5| \leq 35,25$$

Условие прочности не выполняется, следовательно, увеличиваем толщину стенки трубопровода и принимаем ее 20 мм, производим пересчет условия прочности в продольном направлении.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий (5.16):

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 81,84 + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 6 \cdot 704}{2 \cdot 20} = -169,9 \text{ МПа}, \quad (5.16)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное состояние металла трубы, найдем из формулы (5.17):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{98,6}{289}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{98,6}{289} = 0,82, \quad (5.17)$$

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа определим из формулы (5.18):

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1 \cdot 56 \cdot 704}{2 \cdot 20} = 98,6 \text{ МПа}, \quad (5.18)$$

Проверяем условие прочности (5.19):

$$\begin{aligned} |\sigma_{npN}| &\leq \psi_2 \cdot R_1 \\ |-169,9| &\leq 0,82 \cdot 289; \quad |-169,9| \leq 236, \quad (5.19) \end{aligned}$$

Условие прочности выполняется.

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций (по 2 условиям).

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов выполним проверку их по условиям (5.20), (5.21):

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H, \quad (5.20)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H, \quad (5.21)$$

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

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб определим по формуле (5.22);

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H}, \quad (5.22)$$

где, R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла труб, принимается равным значению предела текучести,

$\sigma_{\text{тек}} = 390$ МПа;

$\sigma_{\text{кц}}^H$ – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа, найдем из формулы (5.23)

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{6 \cdot 704}{2 \cdot 20} = 105,6 \text{ МПа}, \quad (5.23)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}}^H$ определяются от всех нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. Максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определим по формулам (5.24, 5.25):

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho} = 0,3 \cdot 105,6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 81,84 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 750} = -87,01 \text{ МПа}, \quad (5.24)$$

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho} = 0,3 \cdot 105,6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 81,84 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 750} = -261,51 \text{ МПа}, \quad (5.25)$$

где $\rho = 750$, м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{\text{пр}1,2}^H = -261,51$ МПа.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, найдем из формулы (5.26):

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{105,6}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{105,6}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 390} = 0,844; \quad (5.26)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Находим условие предотвращения пластических деформаций, по условиям (5.27, 5.28):

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (5.27)$$

$$|-261,51| \leq 0,844 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 390$$

$$|-261,51| \leq 274,3$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (5.28)$$

$$105,6 \leq \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 390$$

$$105,6 \leq 325$$

Условие прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия [22]

:

$$S \leq m_0 \cdot N_{кр}$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;

m_0 – 0,75 коэффициент условий работы трубопровода;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, Н.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определим от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. Для прямолинейных участков S определяется по формуле (5.29):

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S = 100[(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\kappa\kappa} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F = 100 \left[(0,5 - 0,3) \cdot 93,5 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 46 \right] \cdot 0,04396 = 5,82 \text{ МН}, \quad (5.29)$$

где, $\Delta T = t_3 - t_{\text{зам}} = 20 - (-26) = 46$ град,

F – площадь поперечного сечения трубы, найдем из условия (5.30):

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{\text{вн}}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,5184 - 0,4956) = 0,0179 \text{ м}^2, \quad (5.30)$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находим по формуле (5.31):

$$N_{\text{кр}} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{34538,7^2 \cdot 15057,21^4 \cdot 0,0179^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,00266^3} = 14,16 \text{ МН}, \quad (5.31)$$

где – P_0 сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J – осевой момент инерции металла трубы, определим по формуле (5.32):

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (0,268 - 0,246) = 0,0173 \text{ м}^4, \quad (5.32)$$

$q_{\text{верт}}$ – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины (5.33):

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{\text{тр}} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 0,72 \cdot \left(0,8 + \frac{0,72}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,72}{8} \right) + 6579,14 = 15057,21 \text{ Н / м}, \quad (1.33)$$

где $n_{\text{гр}} = 0,8$ коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{\text{гр}} = 25,5 \text{ кН/м}^3$ удельный вес гравелистого песка;

$h_0 = 0,8 \text{ м}$ высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{\text{тр}}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, находится из формулы (5.34):

$$q_{\text{тр}} = q_m + q_u + q_{\text{пр}} = 3278,32 + 63,82 + 3237 = 6579,14, \quad (5.34)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нагрузка от собственного веса металла трубы, найдем из формулы (5.35):

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot 0,04396 = 3278,32 \text{ Н / м} \quad , \quad (5.35)$$

где $n_{св}$ коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения, 0,95;

γ_m - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали, 78500 Н/м³.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов находится из формулы (5.36), выбираем изоляцию импортную Поликен 980-25 (США):

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}) = 0,95 \cdot 3,14 \cdot 0,72 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot (0,635/10)^3 \cdot 1046 + 2,3 \cdot (0,635/10)^3 \cdot 1028) = 63,82 \text{ Н / м}, (1.36)$$

где $K_{ин}$, $K_{об}$ – коэффициент учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции, 2,30;

$\delta_{ин}=0,635$ мм, $\rho_{ин}=1046$ кг/м³ – соответственно толщина и плотность изоляции;

$\delta_{об}=0,635$ мм, $\rho_{об}=1028$ кг/м³ – соответственно толщина и плотность оберточного материала.

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины (5.37):

$$q_{np} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 910 \cdot 9,8 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 0,704^2}{4} \right) = 3470 \text{ Н / м} \quad , \quad (5.37)$$

Величину P_0 определим по формуле (5.38):

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{зп} + P_{зп} \cdot tg \varphi_{зп}) = 3,14 \cdot 0,72 \cdot (2000 + 18274,5 \cdot tg 36^\circ) = 34538,7 \text{ Па} \quad , \quad (5.38)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.1.

Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов

Грунт	$\varphi_{сп}$, градус	$f_{сп} = tg \varphi_{сп}$	$c_{сп}$, кПа
Гравелистый песок	36÷40	0,7÷0,8	0÷2
Песок средней крупности	33÷38	0,65÷0,75	1÷3
Мелкий песок	30÷36	0,6÷0,7	2÷5
Пылеватый песок	28÷34	0,55÷0,65	2÷7
Супеси	21÷25	0,35÷0,45	4÷12
Суглинки	17÷22	0,3÷0,4	6÷20
Глины	15÷18	0,25÷0,35	12÷40
Торф	16÷30	0,3÷0,5	0,5÷4

Таблица 5.2.

Коэффициент постели грунта при сжатии

Грунт	k_0 , МН/м ³	Грунт	k_0 , МН/м ³
Торф влажный	0,5÷1,0	Песок слежавшийся	5÷30
Плывун	1÷5	Глина тугопластичная	5÷50
Глина размягченная	1÷5	Гравий	10÷50
Песок свеженасыпанный	2÷5		

Величина среднего удельного давления на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом вычисляется по формуле (5.39):

$$P_{сп} = \frac{2 \cdot n_{сп} \cdot \gamma_{сп} \cdot D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{сп}}{2} \right) \right] + q_{мп}}{\pi \cdot D_n} =$$

$$\frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 0,72 \left[\left(0,8 + \frac{0,72}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{0,72}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{36}{2} \right) \right] + 6579,14}{3,14 \cdot 0,72} = 18274,5 \text{ Па} \quad ,(5.39)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проверяем условие общей устойчивости трубопровода по формуле (5.40):

$$S < m_0 \cdot N_{кр}, МН, \quad (5.40)$$

$$5,82 < 0,75 \cdot 14,16 МН$$

$$5,82 < 10,62 МН$$

В случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи с грунтом, найдем по формуле (5.41):

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{(5 \cdot 10^6) \cdot 0,72 \cdot (2,06 \cdot 10)^{11} \cdot 0,0173} = 88,82 МН, \quad (5.42)$$

где k_0 – 5 МН/м³ – коэффициент нормального сопротивления грунта или коэффициент постели грунта при сжатии;

Проверяем условие устойчивости прямолинейного участка нефтепровода (5.43):

$$S < m_0 \cdot N_{кр}, МН, \quad (5.43)$$

$$5,82 < 0,75 \cdot 88,82 МН$$

$$5,82 < 66,62 МН$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

Проверяем общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом. Вычислим параметры (5.44, 5.45):

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{850 \cdot \sqrt[3]{\frac{15057,21}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0173}}} = 0,039, \quad (5.44)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{34538,7 \cdot 0,0179}{15057,21 \cdot 0,0173}}}{\sqrt[3]{\frac{15057,21}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0173}}} = \frac{7,826}{0,03} = 204,03, \quad (5.45)$$

По номограмме определяем коэффициент B_N – 24.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие рассчитывается по 2 условиям:

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 24 \cdot \sqrt[3]{15057,21^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0173} = 11,98 \text{ МН} , \quad (5.46)$$

Проверим устойчивость криволинейных участков трубопровода:

$$S < m_0 \cdot N_{кр}^3, \text{ МН}$$

$$5,82 < 0,75 \cdot 11,98, \text{ МН}$$

$$5,82 < 8,98, \text{ МН}$$

Условие устойчивости криволинейного участка выполняется.

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho, = 0,375 \cdot 15057,21 \cdot 910 = 4,80 \text{ МН} , \quad (5.47)$$

$$S > m_0 \cdot N_{кр}^4, \text{ МН} , \text{ то условие устойчивости}$$

для криволинейных участков не выполняется.

Увеличение толщины стенки трубы, и пересчет всех параметров, зависящих от толщины стенки трубы, привело к еще большему увеличению разницы между фактическим эквивалентным продольным усилием в сечении трубы (S) и критическим усилием ($N_{кр}^4$). Исходя из необходимости выполнения всех вышеприведенных условий устойчивости трубопровода, можно увеличить устойчивость криволинейных участков, увеличив радиус изгиба трубопровода, найдем по формуле (5.48):

$$R_{\beta \min} = \frac{S}{0,375 \cdot m_0 \cdot q_{верт}} = \frac{5,82 \cdot 10^6}{0,375 \cdot 0,75 \cdot 15057,21} = 1374,31 \text{ м}, \quad (5.48)$$

Тогда в случае упругой связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении будет обеспечена.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Гидравлический расчет нефтепровода

В качестве исходных данных при выполнении гидравлических расчетов должны использоваться:

- координаты начального, конечного пунктов нефтепровода, ответвлений к промежуточным пунктам приема и сдачи нефти;
- сжатый профиль и план трассы нефтепровода;
- заданная годовая пропускная способность нефтепровода по участкам нефтепровода и по этапам развития;
- расчетная вязкость и плотность нефти по участкам нефтепровода при расчетной температуре нефти ежемесячно;
- технические характеристики основного технологического оборудования (трубы, насосы, резервуары, запорная арматура, регулирующая арматура и т.д.) допустимого к применению.

Таблица 5.3.

Исходные данные:

Q_r , млн.т/год	14,9
Длина трассы L , км	1500
Разность отметок начала и конца трубопровода $AZ=Z_2-Z_1$, м	207,45
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода ν_p , м ² /сек	0,0056
Средняя плотность при данном диапазоне измерения температур ρ , т/м ³	0, 910
Давление, развиваемое насосной станцией P_1 кгс/см ²	55
Остаточное давление в конце перегона P_2 , кгс/см ²	21
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации e , мм	0,2
Толщина стенки трубы δ , мм (принимается из определения толщины стенки трубопровода)	8
Наружный диаметр трубопровода D , мм	720
Высота грунта над верхней образующей трубы h , м	0,8

Определим секундный расход нефти по формуле (5.49):

$$Q_c = \frac{Q_2}{N_2 \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600} = \frac{14,9 \cdot 10^6}{350 \cdot 24 \cdot 0,91 \cdot 3600} = 0,53, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (5.49)$$

где $N_2 = 350$ дней - расчетное число рабочих дней для магистрального нефтепровода диаметром до 820 мм и длиной до 250 км. [2, табл 5.1]

Внутренний диаметр трубопровода определим по формуле (5.50):

$$d = D - 2\delta = 720 - 2 \cdot 8 = 704 \text{ мм} - 0,704 \text{ м}, \quad (5.50)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле (5.51):

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,53}{3,14 \cdot 0,704^2} = 1,36, \text{ м/с}, \quad (5.51)$$

Проверка режима течения по условию (1.52):

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{1,46 \cdot 0,704}{0,0056} = 183,54, \quad (5.52)$$

Из данного расчета видно, что режим течения получается ламинарный.

Определим относительную шероховатость труб по условию (5.53):

$$\varepsilon = \frac{e}{d} = \frac{0,2}{704} = 0,000284, \quad (5.53)$$

где e - абсолютная шероховатость труб.

Определяем зону и режим течения трубопровода.

($Re < Re_{кр}$) $Re_{кр} = 2320$ имеет место *ламинарный режим*

Находим коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от параметра Рейнольдса по условию (5.54):

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{183,54} = 0,35, \quad (5.54)$$

Гидравлический уклон находим по формуле (5.55):

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,35 \cdot 1,36^2}{0,704 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,058, \quad (5.55)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Потери напора на трение в трубопроводе определим по формуле (5.56):

$$h_{mp} = i \cdot L = 0,058 \cdot 1500000 = 87000 \text{ м}, \quad (5.56)$$

Потери напора на местные сопротивления по условию (5.57):

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 87000 = 1740 \text{ м}, \quad (5.57)$$

Полные потери напора в трубопроводе определим по формуле (5.58):

$$H = h_{mp} + h_{mc} - \Delta z = 87000 + 1740 - 207,45 = 88533 \text{ м}, \quad (5.58)$$

Определим скорость течения по условию (5.59):

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,5299}{3,14 \cdot 0,704^2} = 1,30 \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (5.59)$$

Потери давления в трубопроводе найдем по формуле (5.60):

$$\Delta P = \frac{32 \cdot \mu \cdot l \cdot v}{d^2} = \frac{32 \cdot 0,0061 \cdot 1500000 \cdot 1,30}{0,704^2} = 0,768 \text{ МПа}, \quad (5.60)$$

Напор, развиваемый одной насосной станцией, определим по формуле (5.61):

$$H_{cm} = \frac{P_1 - P_2}{\rho} = \frac{5,5 - 2,1}{910} = \frac{3,4 \cdot 10^6 \text{ Па}}{910 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}} = 3736,3 \text{ м}, \quad (5.61)$$

Необходимое число насосных станций найдем из условия (5.62):

$$n = \frac{H}{H_{cm}} = \frac{88533}{3736,3} = 23,7 \text{ шт.}, \quad (5.62)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2 Расчет потерь тепла в результате расширения жидкости

При проведении тепловых расчетов магистральных нефтепроводов наряду с учетом теплопередачи в окружающую среду и тепла трения в линейной части трубопровода необходимо принимать во внимание тепло, выделяемое в процессе расширения жидкости в результате диссипации механической энергии, т.е. потери давления, обусловленные действием сил трения жидкости [2].

В общем виде уравнение первого начала термодинамики применительно к системе жидкость – нефтепровод – окружающая среда можно представить следующим образом (П.И. Тугунов, А.Л. Самсонов, 1970 г.):

$$q = u_1 - u_2 + p_2 \cdot v_2 - p_1 \cdot v_1 + l_t + \frac{W_2^2}{2} - \frac{W_1^2}{2} + g(H_2 - H_1), \quad (5.63)$$

где q – тепло, полученное жидкостью за счет сил трения при перемещении ее по линейной части трубопровода за вычетом тепла, передаваемого в окружающую среду;

u_1, u_2 – внутренняя энергия жидкости соответственно на входе и на выходе рассматриваемого участка трубопровода;

p_1, p_2 – давление соответственно на входе и на выходе участка трубопровода;

l_t – техническая работа, совершаемая насосом над потоком жидкости в пределах рассматриваемого участка трубопровода;

W_1, W_2 – работа жидкости соответственно на входе и выходе участка трубопровода;

$g(H_1 - H_2)$ – разность потенциальных энергий жидкости соответственно на входе и выходе участка трубопровода.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для упрощения, пренебрегая изменением потенциальной и кинетической энергии потока, а также полагая $L_t=0$, с учетом термодинамического соотношения $u+pv=i$ запишем (5.64):

$$q = i_2 - i_1, (5.64)$$

где: i_1, i_2 – энтальпия жидкости соответственно на входе и выходе трубопровода.

Выражая параметр q как разность тепла, получаемого за счет диссипации механической энергии, и тепла, отдаваемого жидкостью в окружающую среду, будем иметь

$$M \cdot g \cdot J \cdot dL - k \cdot \pi \cdot D (t - t_0) dL = (i - i_1) M, (5.65)$$

где: M – массовый расход жидкости;

J – гидравлический уклон трубопровода;

dL – элементарная длина трубопровода,

k – полный коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду;

t_0 – температура окружающей среды.

Используя известное термодинамическое соотношение для энтальпии

$$di = c_p \cdot dT - [T(dv/dt)_p v] dp = c_p \cdot dT - c_p \cdot D_i \cdot dp, (5.66)$$

выражение(мдиджи) можно записать как

$$M \cdot g \cdot J \cdot dL - k \cdot \pi \cdot D (t - t_0) dL = [c_p \cdot dT - c_p \cdot D_i \cdot dp] \cdot M, (5.67)$$

где c_p – удельная массовая теплоемкость нефти, D_i – коэффициент Джоуля Томпсона.

Уравнение (5.67) можно представить в виде, удобном для интегрирования,

$$\frac{k \cdot \pi \cdot D}{c_p \cdot M} \cdot dL = \frac{dt}{\left[-(t - t_0) + \frac{M \cdot g \cdot J}{k \cdot \pi \cdot D} + \frac{M \cdot c_p}{k \cdot \pi \cdot D} \cdot \frac{dp}{dl} \cdot D_i \right]}, (5.68)$$

Введем следующие обозначения:

$$a = \frac{k \cdot \pi \cdot D}{c_p \cdot M}, \quad b = \frac{M \cdot g \cdot j}{k \cdot \pi \cdot D}, \quad c = \frac{M \cdot c_p}{k \cdot \pi \cdot D} \cdot \frac{dp}{dl} \cdot D_i$$

3 Определим интересующий нас множитель по зависимости (5.75)

$$(1+c/b)=1+1997 \cdot (-116,9) \cdot (-0,045 \cdot 10^{-5}) \cdot 1 / (9,81 \cdot 12,9 \cdot 10^{-3})=1+0,83=1,83, (5.75)$$

Из результатов расчета видно, что прирост температуры за счет адиабатического расширения нефти такого же порядка, что и прирост температуры за счет трения потока нефти при движении по трубопроводу. Следовательно, при определении закона распределения температуры по длине нефтепровода необходимо учитывать не только теплоту трения, но и теплоту, обусловленную процессом расширения нефти при ее движении по трубопроводу.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.3 Определение тепловой изоляции и технологических характеристик нефтепровода

По трубопроводу перекачивается высоковязкая нефть с подогревом. Технические данные надземного трубопровода и характеристика нефти следующие:

Расход нефти - $Q=0,5299 \text{ м}^3/\text{с}$; наружный диаметр трубопровода - $D_H=720 \text{ мм}$; толщина стенки - $\delta_{CT}=8 \text{ мм}$; длина участка - $L=1500 \text{ км}$; температура на начальном участке - $T_H=340 \text{ К}$; температура в конце участка - $T_K=280 \text{ К}$; температура окружающей среды - $T_0=263 \text{ К}$; кинематическая вязкость при 288 К - $\nu_{288}=0,0056 \text{ м}^2/\text{с}$; крутизна вискограммы по Шухову - $u=0,08 \text{ 1/К}$; коэффициент теплопроводности нефти - $\lambda_n=0,122 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$; удельная теплоемкость - $c_p=1997 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$; плотность при 293 К - $\rho_{293}=910 \text{ кг/м}^3$; объемный коэффициент нефти - $\beta=0,000657 \text{ 1/К}$; коэффициент теплопроводности стали - $\lambda_{cm}=58,15 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$; коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности изоляции - $a_2=14,54 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$.

Необходимо определить возможность работы трубопровода при данных условиях и толщину тепловой изоляции(если она необходима).

Решение:

По формуле (1.76) определим критическую температуру [3]:

$$T_{кр} = T_0 + \frac{1}{u} \cdot \ln \frac{\nu_0 \cdot \pi \cdot d \cdot \text{Re}_{кр}}{4Q} = 288 + \left(\frac{1}{0,08}\right) \cdot \ln\left(\frac{0,0056 \cdot 3,14 \cdot 0,704 \cdot 2320}{4 \cdot 0,5299}\right) = 304,27 \text{ К}, \quad (5.76)$$

Так как $T_H > T_{кр} > T_K$, то в трубопроводе есть и ламинарный и турбулентный участки.

Определяем внутренние коэффициенты теплоотдачи $a_{1ст}$.

Турбулентный участок

Средняя температура потока определяется по отношению (5.77):

$$T_n = 0,5 \cdot (T_H + T_{кр}) = 0,5 \cdot (304,27 + 34) = 322,13 \text{ К}, \quad (5.77) \text{ принимаем } 323 \text{ К}.$$

Среднюю температуру стенки принимаем 310 К .

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяем кинематическую вязкость, параметры Re, Pr и Gr при средних температурах потока и стенки по следующим формулам (5.78 – 5.83):

$$\nu_{322} = \nu_0 \exp[-u(T - T_0)] = 0,0056 \cdot \exp(-0,08 \cdot (322 - 288)) = 0,00036 \text{ м}^2 / \text{с}, \quad (5.78)$$

$$\nu_{310} = \nu_0 \exp[-u(T - T_0)] = 0,0056 \cdot \exp(-0,08 \cdot (310 - 288)) = 0,00096 \text{ м}^2 / \text{с}, \quad (5.79)$$

$$\text{Re}_n = \frac{4Q}{\pi d \nu_p} = \frac{4 \cdot 0,5299}{3,14 \cdot 0,704 \cdot 0,00036} = 2720,47, \quad (5.80)$$

$$\text{Pr}_n = \frac{0,00036 \cdot 1997 \cdot 910}{0,122} = 5435,89, \quad (5.81)$$

$$\text{Pr}_{cm} = \frac{0,00096 \cdot 1997 \cdot 910}{0,122} = 14351,24, \quad (5.82)$$

$$\text{Gr}_n = \frac{l_k^3 \cdot g \cdot \beta_p \cdot (T_n - T_{кр})}{\nu^2} = \frac{0,68^3 \cdot 9,81 \cdot 0,000657 \cdot (322 - 304,27)}{0,00036^2} = 285015,89, \quad (5.83)$$

Поскольку $2000 < \text{Re}_n < 10^4$, то внутренний коэффициент теплоотдачи определяем с помощью интерполяции, по формулам (5.84 , 5.85):

$$a_{1cm} = 0,17 \cdot \frac{\lambda_n}{d} \cdot \text{Re}_n^{0,33} \cdot \text{Pr}_n^{0,43} \cdot \text{Gr}_n^{0,1} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_n}{\text{Pr}_{cm}}\right)^{0,25} = 0,17 \cdot \frac{0,122}{0,68} \cdot 2720,46^{0,33} \cdot 5435,89^{0,43} \cdot 285015,89^{0,1} \cdot \left(\frac{5435,89}{14351,24}\right)^{0,25} = 46,13 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), (1.84)$$

$$a_{2cm} = 0,021 \cdot \frac{\lambda_n}{d} \cdot \text{Re}_n^{0,8} \cdot \text{Pr}_n^{0,43} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_n}{\text{Pr}_{cm}}\right)^{0,25} = 0,021 \cdot \frac{0,122}{0,68} \cdot 2720,46^{0,8} \cdot 5435,89^{0,43} \cdot \left(\frac{5435,89}{14351,24}\right)^{0,25} = 667,65 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), (1.85)$$

Тогда по формуле (5.86)

$$a_1 = a_{1cm} + (a_{2cm} - a_{1cm}) \cdot \frac{\text{Re}_n - \text{Re}_{кр}}{\text{Re}_{ii} - \text{Re}_{кр}} = 46,13 + 621,52 \cdot \frac{2720,46 - 2320}{10000 - 2320} = 102,10 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (5.86)$$

Проверяем правильность выбора температуры стенки по уравнению теплового баланса (5.87):

$$T_{cm} = \frac{T_0 + \frac{a_1}{a_2} \cdot T_n}{1 + \frac{a_1}{a_2}} = \frac{263 + \left(\frac{46,13}{667,65}\right) \cdot 323}{1 + \frac{46,13}{667,65}} = 315 \text{ К}, \quad (5.87)$$

По предварительному сравнению полученной температуры с принятой, продолжаем дальнейшие расчеты.

Ламинарный участок

Средняя температура потока определяется по формуле (5.88):

$$T_n = 0,5 \cdot (T_{\kappa} + T_{\kappa p}) = 0,5 \cdot (304,27 + 280) = 292,13 \text{ K}, \text{ принимаем } 293 \text{ K}, \quad (5.88)$$

Среднюю температуру стенки трубы принимаем равной 290 К.

Определяем кинематическую вязкость, параметры Рейнольдса, Прандтля и Грасгофа при средних температурах потока и стенки по следующим формулам (5.89 – 5.94):

$$\nu_{293} = \nu_0 \exp[-u(T - T_0)] = 0,0056 \cdot \exp(-0,08 \cdot (293 - 288)) = 0,00375 \text{ м}^2 / \text{с}, (1.89)$$

$$\nu_{290} = \nu_0 \exp[-u(T - T_0)] = 0,0056 \cdot \exp(-0,08 \cdot (290 - 288)) = 0,00477 \text{ м}^2 / \text{с}, (1.90)$$

$$\text{Re}_n = \frac{4Q}{\pi d \nu_p} = \frac{4 \cdot 0,5299}{3,14 \cdot 0,704 \cdot 0,00375} = 264,48, (1.91)$$

$$\text{Pr}_n = \frac{0,00375 \cdot 1997 \cdot 910}{0,122} = 55915,20, (1.92)$$

$$\text{Pr}_{cm} = \frac{0,00477 \cdot 1997 \cdot 910}{0,122} = 71082,15, (1.93)$$

$$\text{Gr}_n = \frac{l_{\kappa}^3 \cdot g \cdot \beta_p \cdot (T_n - T_{\kappa p})}{\nu^2} = \frac{0,68^3 \cdot 9,81 \cdot 0,000657 \cdot (293 - 290)}{0,00375^2} = 431,46, (1.94)$$

По формуле (5.95) будем иметь

$$a_{1cm} = 0,17 \cdot \frac{\lambda_n}{d} \cdot \text{Re}_n^{0,33} \cdot \text{Pr}^{0,43} \cdot \text{Gr}^{0,1} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_n}{\text{Pr}_{cm}}\right)^{0,25} = 0,17 \cdot \frac{0,122}{0,704} \cdot 264,48^{0,33} \cdot 55915,20^{0,43} \cdot 431,46^{0,1} \cdot \left(\frac{55915,20}{71082,15}\right)^{0,25} = 41,18 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}), (1.94)$$

Проверяем правильность выбора температуры стенки (5.95)

$$T_{cm} = \frac{T_0 + \frac{a_1}{a_2} \cdot T_n}{1 + \frac{a_1}{a_2}} = \frac{263 + \left(\frac{55915,20}{71082,15}\right) \cdot 293}{1 + \frac{55915,20}{71082,15}} = 286 \text{ K}, (1.95)$$

По предварительному сравнению полученной температуры с принятой, продолжаем дальнейшие расчеты.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По формуле (5.86) определяем коэффициенты теплопередачи

а) для турбулентного участка (1.96)

$$\frac{1}{K \cdot d} = \frac{1}{a_1 \cdot d} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{D_i}{d_i} + \frac{1}{a_2 \cdot D_n}, \quad (5.96)$$

$$\frac{1}{K \cdot 0,704} = \frac{1}{102,10 \cdot 0,68} + \sum \frac{1}{2 \cdot 58,15} \cdot \ln \frac{0,72}{0,704} + \frac{1}{14,54 \cdot 0,72} = 6,16 \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

б) для ламинарного участка

$$\frac{1}{K \cdot 0,704} = \frac{1}{41,18 \cdot 0,704} + \sum \frac{1}{2 \cdot 58,15} \cdot \ln \frac{0,72}{0,704} + \frac{1}{14,54 \cdot 0,72} = 5,98 \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (5.97)$$

Длина турбулентного участка по формуле (5.89)

$$Lm = \frac{Q \cdot \rho \cdot c_p}{k_m \cdot \pi \cdot d} \cdot \ln \frac{T_n - T_0}{T_{кр} - T_0}, \quad (5.98)$$

$$Lm = \frac{Q \cdot \rho \cdot c_p}{k_m \cdot \pi \cdot d} \cdot \ln \frac{T_n - T_0}{T_{кр} - T_0} = \frac{0,5299 \cdot 910 \cdot 1997}{6,16 \cdot 3,14 \cdot 0,704} \cdot \ln \frac{340 - 263}{304,27 - 263} = 7,708 \text{км}$$

Длина ламинарного участка по формуле (5.99)

$$Lm = \frac{Q \cdot \rho \cdot c_p}{k_m \cdot \pi \cdot d} \cdot \ln \frac{T_k - T_0}{T_{кр} - T_0} = \frac{0,5299 \cdot 910 \cdot 1997}{5,98 \cdot 3,14 \cdot 0,704} \cdot \ln \frac{280 - 263}{304,27 - 263} = 5,177 \text{км}, \quad (5.99)$$

Как видим без тепловой изоляции температура нефти равная 280 К, в конце трубопровода не обеспечивается.

Определим необходимую толщину тепловой изоляции, которая позволит обеспечить заданную температуру в конце трубопровода. Так как T_n , T_k и a_2 заданы, а $T_{кр}$ не зависит от толщины тепловой изоляции, то $a_{1т}$ и $a_{1л}$ останутся без изменения. Тогда определим параметр Шухова по формуле (5.100):

$$Шу = \ln \frac{T_n - T_0}{T_k - T_0} = \ln \frac{340 - 263}{280 - 263} = 1,51, \quad (5.100)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В качестве теплоизоляционного материала взяли стекловату, для которой $\lambda_{из} = 0,058$ Вт/(м·К). Найдем отношение (5.101):

$$\frac{D_{из}}{D_n} = \frac{\exp\left[2\lambda_{из}\left(\frac{\pi l}{Q\rho c_p Шy} - \frac{1}{a_2 D_n}\right)\right]}{\left(\frac{D_n}{d}\right)^{\frac{\lambda_{из}}{\lambda_{ст}}}\left[\frac{(T_n - T_0)}{(T_{кр} - T_0)}\left(\frac{T_{кр} - T_0}{T_k - T_0}\right)^{\frac{a_{1м}}{a_{1л}}}\right]^{\frac{2\lambda_{из}}{a_{1м}Шy}}}, \quad (5.101)$$

$$\frac{D_{из}}{D_n} = \frac{\exp\left[2 \cdot 0,058\left(\frac{3,14 \cdot 78000}{0,5299 \cdot 910 \cdot 1997 \cdot 1,51} - \frac{1}{14,54 \cdot 0,72}\right)\right]}{\left(\frac{0,72}{0,68}\right)^{\frac{0,058}{58,15}}\left[\frac{(340 - 263)}{(304 - 263)}\left(\frac{304 - 263}{280 - 263}\right)^{\frac{102,10}{41,17}}\right]^{\frac{2 \cdot 0,058}{102,10 \cdot 1,51}}} = 1,006$$

Диаметр изоляции в нашем случае будет составлять, формула (5.102):

$$D_{из} = \lambda_{из} \cdot D_n = 1,006 \cdot 720 = 724,4 \text{ мм}, \quad (5.102)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.4 Определение тепловых и насосных станций нефтепровода

Определить число насосных и тепловых станций трубопровода для перекачки высоковязкой нефти с предварительным подогревом при следующих данных: наружный диаметр трубопровода - $D_n=720$ мм; толщина стенки - $\delta_{ст}=8$ мм; длина участка - $L=1500$ км; разность нивелирных отметок $\Delta z=207,45$ м; расход нефти - $Q=0,1059$ м³/с; плотность нефти - $\rho=910$ кг/м³; удельная теплоемкость - $c_p=1997$ Дж/(кг·К); кинематическая вязкость при 288 К - $\nu_{288}=0,0056$ м²/с; кинематическая вязкость при 345 К - $\nu_{345}=0,0012$ м²/с, давление, развиваемое насосной станцией 5,5 МПа. По условиям предупреждения закоксовывания теплообменников и сохранения легких фракций нефти температура подогрева должна быть не выше 350-360 К; для обеспечения нормальной работы насосов (всасывания) температура нефти на подходе к промежуточной насосной станции (на приеме насосов) должна быть не ниже 303-308 К. Расчет провести для периода года, когда температура грунта на глубине заложения трубопровода имеет наименьшее значение, а именно $T_0=273$ К. Коэффициенты теплопередачи и теплоотдачи на турбулентном участке $K_T=2,1$ Вт/(м²·К), $a_{1T}=53,3$ Вт/(м²·К), на ламинарном $K_L=1,8$ Вт/(м²·К), $a_{1L}=21,3$ Вт/(м²·К).

Решение.

Принимаем значения температуры начальной $T_n=356$ К, конечной $T_k=318$ К, температура окружающей среды $T_0=273$ К. [1]

Определим коэффициент крутизны вискограммы по формуле (5.103)

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1} = \frac{1}{345 - 288} \ln \frac{0,0056}{0,0012} = 0,0270 \text{ 1/К.} \quad (5.103)$$

Критическая температура по формуле (5.104)

$$T_{кр} = T_0 + \frac{1}{u} \cdot \ln \frac{\nu_0 \cdot \pi \cdot d \cdot \text{Re}_{кр}}{4Q} = 273 + \frac{1}{0,0270} \cdot \ln \frac{0,0056 \cdot 3,14 \cdot 0,68 \cdot 2320}{4 \cdot 0,1059} = 352 \text{ К,} \quad (5.104)$$

Так как $T_n > T_{кр} > T_k$, то в трубопроводе имеют место два режима.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Из формул (5.105, 5.106) следует, что

- для ламинарного режима:

$$Шу_l = \ln \frac{T_{кр} - T_0}{T_{к} - T_0} + \frac{K_l}{K_m} \cdot \ln \frac{T_n - T_0}{T_{кр} - T_0} = \ln \frac{352 - 273}{318 - 273} + \frac{1,8}{2,1} \cdot \ln \frac{356 - 273}{352 - 273} = 0,6066, \quad (5.105)$$

- для турбулентного режима:

$$Шу_m = Шу_l \cdot \frac{K_m}{K_l} = 0,6066 \cdot \frac{2,1}{1,8} = 0,7077, \quad (5.06)$$

Расстояние между пунктами подогрева определим из формулы (5.107)

$$L_n = \frac{Q \cdot \rho \cdot c_p \cdot Шу_l}{K_m \cdot \pi \cdot d} = \frac{0,1059 \cdot 910 \cdot 1997 \cdot 0,6066}{1,8 \cdot 3,14 \cdot 0,704} = 30383, \quad (5.107)$$

Длина турбулентного участка на перегоне 1 между тепловыми станциями по формуле (5.108)

$$L_m = \frac{Q \cdot \rho \cdot c_p}{k_m \cdot \pi \cdot d} \cdot \ln \frac{T_n - T_0}{T_{кр} - T_0} = \frac{0,1059 \cdot 910 \cdot 1997}{1,8 \cdot 3,14 \cdot 0,704} \cdot \ln \frac{356 - 273}{352 - 273} = 1967, \quad (5.108)$$

На оставшийся длине (30383-1967=28415) нефть будет течь при ламинарном режиме.

Кинематическая вязкость нефти при начальной температуре по формуле (5.109)

$$v = v_0 \exp[-u(T - T_0)] = 0,056 \cdot \exp[-0,0270(356 - 288)] = 0,00089 \text{ м}^2/\text{сек}, \quad (5.109)$$

Определим потери напора на трение в трубопроводе между тепловыми станциями при наличии двух режимов по формулам (5.110 – 5.111)

$$h_{н.м} = \frac{0,241}{g} \cdot \frac{Q^{1,75} \cdot v_n^{0,25} \cdot l}{d^{4,75}} = \frac{0,241}{9,8} \cdot \frac{0,1059^{1,75} \cdot 0,00089^{0,25} \cdot 30383}{0,68^{4,75}} = 156, \quad (5.110)$$

$$h_{н.л} = \frac{128 \cdot Q \cdot v_n \cdot l}{\pi \cdot d^4 \cdot g} = \frac{128 \cdot 0,1059 \cdot 0,00089 \cdot 30383}{3,14 \cdot 0,68^4 \cdot 9,8} = 55, \quad (5.111)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поправка на неизотермичность трубопровода при ламинарном и турбулентном режиме определяется по формулам (5.112 – 5.113)

$$\Delta_m = \frac{e^{0,25u(T_n - T_0)}}{Шу_m} \left(E_i \cdot (-u \cdot (0,25 - \frac{1}{3} \cdot \frac{K_m}{a_{1m}})) \cdot (T_n - T_0) - E_i \cdot (-u \cdot (0,25 - \frac{1}{3} \cdot \frac{K_m}{a_{1m}})) \cdot (T_{кр} - T_0) \right) \quad (5.112)$$

$$\Delta_m = \frac{e^{0,25 \cdot 0,0270(356-273)}}{0,7077} \left((-0,0270 \cdot (0,25 - \frac{1}{3} \cdot \frac{2,1}{53,3})) \cdot (352 - 273) - (-0,0270 \cdot (0,25 - \frac{1}{3} \cdot \frac{2,1}{53,3})) \cdot (352 - 273) \right) = 2,98$$

$$\Delta_l = \frac{e^{0,25u(T_n - T_0)}}{Шу_l} \left(E_i \cdot (-u \cdot (1 - \frac{1}{3} \cdot \frac{K_l}{a_{1l}})) \cdot (T_{кр} - T_0) - E_i \cdot (-u \cdot (1 - \frac{1}{3} \cdot \frac{K_l}{a_{1l}})) \cdot (T_{кр} - T_0) \right), \quad (5.113)$$

$$\Delta_m = \frac{e^{0,25 \cdot 0,0270(356-273)}}{0,6065} \left((-0,0270 \cdot (1 - \frac{1}{3} \cdot \frac{1,8}{21,3})) \cdot (352 - 273) - (-0,0270 \cdot (1 - \frac{1}{3} \cdot \frac{1,8}{21,3})) \cdot (352 - 273) \right) = 0,41$$

Потери напора на трение при наличии двух режимов, найдем из соотношения (5.114)

$$h_i = h_{н.м} \cdot \Delta_m + h_{н.л} \cdot \Delta_l, \quad (5.114)$$

$$h_i = 158 \cdot 2,98 + 55,73 \cdot 0,41 = 496,55 м,$$

Необходимое число тепловых станций, по формуле (5.115)

$$n_{м.с.} = \frac{L}{l_{м.с.}} = \frac{1500000}{30383,012} = 49,37 \approx 50 шт, \quad (5.116)$$

Необходимое число насосных станций – 24 штуки, рассчитали по формуле 5.62.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.5 Определение концентрации депрессорной присадки

Определить концентрацию депрессорной присадки плотностью $\rho = 790$ кг/м³, при перекачке $q = 14$ млн.т. высоковязкой нефти по трубопроводу диаметром 630 мм ($\delta_{CT} = 8$ мм) на расстояние 1500 км. Кинематическая вязкость перекачиваемой нефти при расчетной температуре равна 720 мм²/с, плотность $\rho_n = 940$ кг/м³, коэффициент, $a=6$.

Примем разность нивелирных отметок $\Delta z = 207,45$ м, $H_{кпп} = 85$ м, $e_{nc} = 0,12$ 1/год, нормативные отчисления на амортизацию и ремонт насосов $\xi_{nc} = 0,098$ 1/год, $e_p = 0,12$ 1/год, нормативные отчисления на амортизацию и ремонт резервуаров $\xi_p = 0,108$ 1/год, удельные затраты на перекачку $c_p = 1000$ руб/м³, стоимость электроэнергии за час $\sigma_s = 1500$ руб/кВт·ч, стоимость установленной мощности $\sigma_{\text{до}} = 240$ руб/кВт·ч.

Решение:

Расчетное число суток перекачки для проектируемого нефтепровода составляет 356 суток.

Задаем концентрацию депрессорной присадки (сополимер в углеводородном разбавителе) $K = 0,2$.

Плотность смеси определим по формуле (5.121)

$$\rho_{см} = \rho_n \cdot (1 - k) + \rho_p \cdot k = 940 \cdot (1 - 0,2) + 790 \cdot 0,2 = 910 \text{ кг/м}^3; \quad (5.121)$$

Кинематическая вязкость смеси рассчитывается по формуле (5.122)

$$v_{см} = v_n \cdot e^{-ak} = 720 \cdot \exp^{-6 \cdot 0,2} = 216,86 \text{ мм}^2/\text{с}; \quad (5.122)$$

Часовая производительность по высоковязкой нефти с использованием формулы (5.123)

$$Q_{\text{час}} = \frac{q}{\tau \cdot t \cdot \rho} = \frac{14 \cdot 10^9}{24 \cdot 356 \cdot 940} = 1700 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (5.123)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а секундная производительность, по формуле (5.124)

$$Q_{сек} = \frac{Q_{час}}{t} = \frac{1700}{3600} = 0,4723 м^3 / с; \quad (5.124)$$

Соответствующие расходы смеси с применением присадки по формулам (5.125 – 5.126)

$$Q_{час} = \frac{Q_{час}}{1-0,2} = \frac{1700}{1-0,2} = 2125,23 м^3 / ч; \quad (5.125)$$

$$Q_{сек} = \frac{Q_{сек}}{1-0,2} = \frac{0,4723}{1-0,2} = 0,5903 м^3 / с; \quad (5.126)$$

По расходу $Q_{см}$ предварительно выбираем насосы: основные типа НМ 1800-240, с частотой 3000 об/мин, кавитационный запас 25 м, КПД -83 %, диаметр ротора $D=380$ мм, $b=7,83 \cdot 10^{-6}$ ч²/м⁵, $H_0=270$ м, с частотой $n_s=101$, и подпорные типа НМП 2500-74, с частотой 960 об/мин, кавитационный запас 3 м, КПД 72 %, диаметр ротора $D=820$ мм, $b=5,36 \cdot 10^{-6}$ ч²/м⁵, $H_0=101,3$ м, с частотой $n_s=110$.

Найдем коэффициенты пересчета характеристики основных насосов

Число Рейнольдса по формуле (5.127)

$$Re = 0,527 \cdot \frac{Q_{6.онм}}{v \cdot \sqrt{D_2 \cdot b_2}} = 0,527 \cdot \frac{2125,23}{216,86 \cdot \sqrt{(0,38 \cdot 7,89 \cdot 10^{-6})}} = 2982,68; \quad (5.127)$$

Переходное число Рейнольдса, по формуле (5.128)

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 102^{-0,305} = 77101,71; \quad (5.128)$$

Так как $Re < Re_n$, то пересчет напорной характеристики необходим. По формулам (5.119 – 5.120) коэффициент пересчета напора для основных насосов

$$k_n = 1 - 0,128 \cdot \lg\left(\frac{Re}{Re_n}\right) = 1 - 0,128 \cdot \lg\left(\frac{2982,68}{77101,71}\right) = 0,8192; \quad (5.129)$$

а коэффициент пересчета подачи

$$k_q = k_n^{1,5} = 0,8192^{1,5} = 0,7415, \quad (5.130)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для подпорных насосов

Число Рейнольдса по формуле (5.131)

$$Re = 0,527 \cdot \frac{Q_{ном}}{v \cdot \sqrt{D_2 \cdot b_2}} = 0,527 \cdot \frac{2125,23}{216,86 \cdot \sqrt{(0,82 \cdot 5,36 \cdot 10^{-6})}} = 2463,48; \quad (5.131)$$

Переходное число Рейнольдса, по формуле (5.132)

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 118^{-0,305} = 73750,18; \quad (5.132)$$

Так как $Re < Re_n$, то пересчет напорной характеристики необходим. По формулам (5.133 – 5.134) коэффициент пересчета напора для основных насосов

$$k_n = 1 - 0,128 \cdot \lg\left(\frac{Re}{Re_n}\right) = 1 - 0,128 \cdot \lg\left(\frac{2463,48}{73750,18}\right) = 0,8110; \quad (5.133)$$

а коэффициент пересчета подачи

$$k_q = k_n^{1,5} = 0,8110^{1,5} = 0,7304, \quad (5.134)$$

Проверяем правильность предварительного выбора насосов:

Для основных насосов, по формулам (5.135 – 5.136)

$$0,8 \cdot K_Q \cdot Q_{ном} = 0,8 \cdot 0,7415 \cdot 2125,23 = 1260,23 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (5.135)$$

$$1,4 \cdot K_Q \cdot Q_{ном} = 1,4 \cdot 0,7415 \cdot 2125,23 = 2206,91 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (5.136)$$

Так как $1260,23 < 2125,23 < 2206,91$ то тип подпорных насосов выбран правильно.

Для подпорных насосов (5.137 – 5.138)

$$0,8 \cdot K_Q \cdot Q_{ном} = 0,8 \cdot 0,7304 \cdot 2125,23 = 1241,83 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (5.137)$$

$$1,4 \cdot K_Q \cdot Q_{ном} = 1,4 \cdot 0,7304 \cdot 2125,23 = 2219,76 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (5.138)$$

Так как $1241,83 < 2125,23 < 2219,76$ то тип подпорных насосов выбран правильно.

Коэффициенты напорных характеристик насосов НМ 1800-240 рассчитаем по формулам (5.139 – 5.140)

$$H_{ов} = k_n \cdot H_{ог} = 270 \cdot 0,8192 = 221,19 \text{ м}; \quad (5.139)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$b_v = b_B \cdot \frac{k_H}{k_Q^2} = 7,89 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{0,8192}{0,7415} = 1,18 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^2 / \text{м}^5; \quad (5.140)$$

Коэффициенты напорных характеристик для насосов НМ 2500-74, найдем из соотношения (5.141 – 5.142)

$$H_{ov} = k_n \cdot H_{ог} = 101,3 \cdot 0,8110 = 82,16 \text{ м}; \quad (5.141)$$

$$b_v = b_B \cdot \frac{k_H}{k_Q^2} = 5,36 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{0,8110}{0,7304} = 8,15 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^2 / \text{м}^5; \quad (5.142)$$

Напоры насосов при перекачке смеси, найдем по формулам (5.143 – 5.144)

$$H_{нм} = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2 = 221,19 - 1,18 \cdot 10^{-5} \cdot 2125,23^2 = 168,08 \text{ м}; \quad (5.143)$$

$$H_{нн} = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2 = 82,16 - 8,15 \cdot 10^{-6} \cdot 2125,23^2 = 45,36 \text{ м}; \quad (5.144)$$

Рабочее давление головной насосной станции при перекачке смеси по формуле (5.145) при $m_{мн}=3$

$$P = \rho_p g \cdot (m_{мн} H_{нн} + H_{нм}) = 910 \cdot 9,81 \cdot (3 \cdot 168,08 + 45,36) = 4,9 \text{ МПа}, \quad (5.145)$$

Так как $P < 6,4 \text{ МПа}$, то количество основных насосов на станциях выбрано правильно.

Напор основной насосной станции по формуле (5.146)

$$H_{ст.см} = m_{мн} \cdot H_{нм} = 3 \cdot 168,08 = 504,25 \text{ м}; \quad (5.146)$$

Так как течение соответствует зоне смешанного трения турбулентного режима

Коэффициенты $b=0,0043$ и $m=0,102$

Так как основные затраты электроэнергии на перекачку связаны с работой насосов НМ 1800-240, то произведем его перерасчет с воды на высоковязкую нефть. Для НМ 1800-240 коэффициенты в формуле (5.153) - $c_0=0,0386$; $c_1=0,000951 \text{ ч}/\text{м}^3$; $c_2=-2,85 \cdot 10^{-7} \text{ ч}/\text{м}^3$;

По формуле (5.153)

$$Re_{cp} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 101^{0,384} = 131797; \quad (5.153)$$

$$\text{Коэффициент } a_\eta = 1,33 \cdot n_s^{-0,326} = 1,33 \cdot 101^{-0,326} = 0,295;$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициенты пересчета КПД по формуле (5.154)

$$K_{\eta} = 1 - a_{\eta} \lg \frac{Re_{zp}}{Re_n} = 1 - 0,295 \lg \frac{131797}{2982} = 0,51; \quad (5.154)$$

Для насосов НМП 2500-74 коэффициенты рассчитаем по формулам (5.155–5.156)

$$c_{0v} = k_{\eta} \cdot c_{он} = 0,51 \cdot 0,0386 = 0,0198; \quad (4.155)$$

$$c_{0v} = c_{1\theta} \cdot \frac{K_{\eta}}{K_Q} = 0,000951 \cdot \frac{0,5139}{0,7115} = 0,000659 \text{ ч/м}^3; \quad (5.156)$$

$$c_{0v} = c_{2\theta} \cdot \frac{K_{\eta}}{K_Q} = -2,85 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{0,5139}{0,7414} = -2,67 \cdot 10^{-7}; \quad (5.157)$$

Величина КПД основных насосов при перекачке смеси найдем по формуле (5.158)

$$\eta_n = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2 = 0,0198 + 0,000659 \cdot 2125,23 + (-2,67 \cdot 10^{-7}) \cdot 2125,23^2 = 0,24 \quad (5.158)$$

Мощность, потребляемая при перекачке смеси, определим по формуле (5.159)

$$N_3 = \frac{\rho_{см} \cdot g \cdot Q_{см} \cdot H_{см}}{\eta_{всм}} = \frac{9,81 \cdot 910 \cdot 0,5903 \cdot 8740}{0,24} = 214 \cdot 10^6 \text{ Вт}; \quad (5.159)$$

Суточный объем перекачки высоковязкой нефти рассчитаем по формуле (5.160)

$$V_{см} = 24 \cdot Q_{час} = 24 \cdot 1700 = 40804 \text{ м}^3; \quad (5.160)$$

Объем резервуарного парка ГНПС для высоковязкой нефти определим по формуле (5.161)

$$V_0 = 24 \cdot V_{см} = 24 \cdot 40804 = 122413 \text{ м}^3; \quad (5.161)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

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

6.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Проанализируем три метода перекачки вязкой нефти: изотермическая перекачка с разбавителем (3), горячая перекачка (2) и горячая перекачка с присадками (1). Оценочная карта, в которой отображены результаты анализа, представлена в виде таблицы 6.1. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Амирбекова</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>						103	133
<i>Руководи- тель ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б5А			
					<i>Финансовый менеджмент</i>			

шкале. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i B_i, \quad (6.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;
 V_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Таблица 6.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес Ошибка!	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б ₁	Б ₂	Б ₃	К ₁	К ₂	К ₃
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.	0,12	5	3	4	0,60	0,36	0,48
2. роста строительства	0,08	3	2	5	0,24	0,16	0,40
3. эксплуатации	0,05	4	4	5	0,20	0,20	0,25
4.	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
5. применения	0,10	3	3	4	0,30	0,30	0,40
6. Надежность	0,08	4	4	5	0,32	0,32	0,40
7. Эффективность уменьшения вязкости	0,07	4	5	3	0,28	0,35	0,21
Экономические критерии оценки эффективности							
1. конкурентоспособность	0,08	5	5	3	0,40	0,40	0,24
2.	0,11	5	4	2	0,55	0,44	0,22
3. использования	0,09	5	5	5	0,45	0,45	0,45
4. срок эксплуатации	0,08	5	5	5	0,40	0,40	0,40
5. внедрения	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
Итого:	1	52	49	50	4,37	4,04	4,08

По таблице 6.1 видно, что наиболее эффективным способом перекачка является горячая перекачка с присадками.

					Социальная ответственность		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Амирбекова			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				66	133
					Социальная ответственность		
Руководи-		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б5А		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

6.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats(угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта , в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Большая перспектива развития С2. Востребованность для вязких нефтей С3. Высокая производительность С4. Долгий срок эксплуатации С5. Существующий уровень технического оснащения на объектах нефтетранспорта</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Необходимый первоначальный взнос для реализации Сл2. Необходимость модернизации существующих объектов Сл3. Ограниченность использования</p>
<p>Возможности: В1. Эксплуатация вязких нефтей В2. Развитие технологий в нефтеперекачивающей отрасли В3. Обмен опытом разработки с другими конструкторами и исследовательскими заведениями В4. Выгодная экономическая позиция для стран с запасами вязкой нефти</p>	<p>1. Привлечение средств государства для реализации данного проекта 2. Обмен опытом разработок помогает создавать продукт с наилучшими параметрами.</p>	<p>1. Оптимизация технологии эксплуатации вязкого сырья 2. Отбор высококвалифицированных специалистов 3. Сотрудничество с иностранными компаниями</p>

<p style="text-align: center;">Угрозы:</p> <p>У1. Рост стоимости импортных комплектующих; У2. Угрозы санкций; У3. Экономическая ситуация между странами, влияющая на спрос углеводородного сырья.</p>	<p>1. Страны, заинтересованные в добыче высоковязких нефтей, поддержат их разработку. 2. Страны, заинтересованные в данной разработке, могут использовать представленное техническое решение для разработки и эксплуатации своих запасов.</p>	<p>1. Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования 2. Развитие исследования для возможности применения новых технических решений 3. Развитие отечественных технологий и производства</p>
--	--	---

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, дипломник
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Литературный обзор по вопросам перекачки вязкого сырья.	Дипломник
	7	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Дипломник
	8	Анализ существующих методик, предложение технического решения по перекачке вязкой нефти.	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник
	10	Определение целесообразности проведения ОКР	Дипломник
Проведение ОКР			
Разработка технической документации и проектирование	11	Разработка принципиальной схемы перекачки углеводородов.	Дипломник
	12	Выбор и расчет конструкции	Дипломник
	13	Оценка эффективности производства и применения проектируемого решения.	Дипломник
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Подготовка ВКР	Дипломник

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (6.2)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 $t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;
 $t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Также вычисляется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{р\ i} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (6.3)$$

где $T_{р\ i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{к\ i} = T_{р\ i} \cdot k_{кал}, \quad (6.4)$$

где $T_{к\ i}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 $T_{р\ i}$ – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48, \quad (6.5)$$

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители	Длительность в рабочих днях T_{pi}			Длительность в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел-дни			t_{max} , чел-дни			t_{oi} , чел-дни				Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3							
Составление и утверждение технического задания	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	12	13	12	20	22	21	15	17	16	Дипломник	15	17	16	22	25	24
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	1	1	1	1	1	2	1	1	1	Руководитель, дипломник	1	1	1	1	1	2
Выбор направления исследований	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	1	1
Календарное планирование работ по теме	1	1	1	1	2	1	1	1	1	Руководитель, дипломник	1	1	1	1	2	1
Литературный обзор по вопросам перекачки вязкого сырья	4	5	5	12	12	15	7	8	9	Дипломник	7	8	9	10	12	13
Проведение теоретических расчетов и обоснований	3	4	3	8	9	8	5	6	5	Дипломник	5	6	5	7	9	7
Анализ существующих методик, предложение технического решения по перекачке вязкой нефти	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Дипломник	1	1	1	1	1	1

Продолжение таблицы 6.4

Оценка эффективности полученных результатов	1	2	2	1	3	3	1	2	2	Руководитель, дипломник	1	2	2	1	4	4
Определение целесообразности проведения ОКР	2	2	3	3	3	4	2	2	3	Руководитель, дипломник	1	1	2	1	1	3
Разработка принципиальной схемы перекачки углеводородов	10	12	11	18	18	20	13	14	15	Дипломник	13	14	15	19	21	22
Выбор и расчет конструкции	10	12	11	18	18	20	13	14	15	Дипломник	13	14	15	19	21	22
Оценка эффективности производства и применения проектируемого изделия	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Дипломник	1	1	1	1	1	1
Подготовка ВКР	25	27	26	38	42	40	30	33	32	Дипломник	30	33	32	44	49	47

Основываясь на полученной таблице, строим календарный план-график для первого варианта исполнения (таблица 6.5).

Таблица 6.5 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ раб	Содержание работ	Исполнители	T _{ки}													
				февр.		март			апрель			май			июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания	Ошибка!	1													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	22													
3	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель, Ошибка!	1													
4	Выбор направления исследований	Ошибка!	1													
5	Календарное планирование работ по теме	Ошибка! , Ошибка!	1													

6.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- оборудование: теплообменник, печь подогрева, присадка.
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет материальных затрат НТИ

Для проведения научного исследования необходим компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением.

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i N_{\text{расх } i} = 30000 \cdot 1 + 1500 \cdot 1 = 31500 \text{ руб.}, \quad (6.6)$$

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

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты пришлись на компьютер и программное обеспечение. Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Таблица 6.6 – Материальные затраты и затраты на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Теплообменник	шт	10	20	0	12000			120000	240000	0
Печь подогрева	шт	50	70	0	12000			600000	840000	0
Присадка	л	200	0	1000	700			140000	0	7000000
Итого								860000	1080000	7000000

Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Ошибка! по Ошибка!	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Ошибка!	6	10	12	1450	1450	1450	8700	14500	17400
2	Ошибка!	127	147	147	559	559	559	70993	82173	82173
Итого								79693	96673	99573

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (6.7)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;
 T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;
 $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Для руководителя: $Z_{осн} = 1450 \cdot 6 = 8700$ руб.

Для дипломника: $Z_{осн} = 559 \cdot 127 = 70993$ руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}, \quad (6.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;
 M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;
 k_p – районный коэффициент;
 F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Для руководителя: $Z_{дн} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450$ руб.

Для дипломника: $Z_{дн} = \frac{9489 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 559$ руб.

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (6.9)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 8700 \cdot 0,12 = 1044$ руб.

Для дипломника: $Z_{\text{доп}} = 70993 \cdot 0,12 = 8519$ руб.

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Руководитель	1044	1740	2088
2	Дипломник	8519	9861	9861
Итого		9563	11601	11949

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.10)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Для руководителя: $Z_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (8700 + 1044) = 2641$ руб.

Для дипломника: $Z_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (70993 + 8519) = 21548$ руб.

Таблица 6.9 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	8700	14500	17400	1044	1740	2088
Дипломник	70993	82173	82173	8519	9861	9861
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1 %					
Итого:	24188	29342	30222			

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}})k_{\text{нр}}, \quad (6.11)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$Z_{\text{накл}} = (31500 + 8700 + 70993 + 1044 + 8519 + 24188) \cdot 0,16 = 23191 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НИИ	860000	1080000	7000000
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	79693	96673	99573
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9563	11601	11949
4. Отчисления во внебюджетные фонды	24188	29342	30222
5. Накладные расходы	23191	27059	27719
6. Бюджет затрат НИИ	996635	1244675	7169463

Таким образом, общий бюджет затрат НИИ составил 996635 руб.

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

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (6.12)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{996635 \text{ руб.}}{1244675 \text{ руб.}} = 0,8, \quad (6.13)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;
 Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;
 Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Для оценки интегрального показателя ресурсоэффективности вариантов реализации научного исследования используется формула:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.14)$$

где I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта реализации научного исследования;
 a_i - весовой коэффициент i -го варианта реализации научного исследования;
 b_i - бальная оценка i -го варианта реализации научного исследования/

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации(соответствует требованиям потребителей)	0,1	4	3	3
3. Безопасность	0,2	5	5	5
4. Энергосбережение	0,2	4	3	4
5. Надежность	0,3	5	4	4
Итого	1	23	20	20

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущего проекта и двух других исполнений следующие:

$$I_{p-исп.1} = 4,7; I_{p-исп.2} = 4,1; I_{p-исп.3} = 4,1.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}} \quad (6.15)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 6.12).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}. \quad (6.16)$$

Таблица 6.12 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,8	0,98	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	4,1	4,1
3	Интегральный показатель эффективности	5,6	4,2	4,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,4	1,2	1,1

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта(гидротранспорт с присадками) выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Суть бакалаврской работы состоит в безопасном функционировании опасного производственного объекта, в данном случае магистральных и промысловых трубопроводов и их объектов.

Деятельность, связанная с социальной ответственностью, регулируются на государственном уровне. Специалист обязан знать и следовать законодательству в данной области, это позволит минимизировать негативное воздействие производства и проектируемых разработок.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Правовые нормы трудового законодательства

Согласно трудовому кодексу: рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя; внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы(должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

По результатам специальной оценки условий труда (СОУТ) определяются ряд компенсаций и льгот для работников, выполняющих свои трудовые обязанности во вредных условиях, а именно: повышенный размер оплаты труда; сокращенная рабочая неделя; льготная пенсия; ежегодный

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность			
Разраб.		Амирбекова			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					118	133
Руководи- тель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б5А		

дополнительный оплачиваемый отпуск; лечебно-профилактическое питание.

Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Большую часть смены проводит за пультом ЭВМ в помещении операторной. Рабочее место: пульт управления ЭВМ в операторной.

Рабочее место оператора для обеспечения производственной деятельности оборудуется креслом с регулируемым наклоном спинки и высотой сиденья. Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [Ошибка! Источник ссылки не найден.0].

7.2 Производственная безопасность

С точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы в работе оператора товарного, а также разработку мероприятий по снижению воздействия этих факторов.

7.2.1 Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте

Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов был выполнен в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [31].

7.2.2 Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

Воздушная среда

Воздействие химического вредного фактора связано с утечкой опасного вещества из трубопроводов или оборудования. Пары нефти и углеводородные газы действуют на центральную нервную систему. Класс условий труда по воздушной среде соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [33].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Виброакустические колебания

Шум и вибрации от работающего оборудования, персональных ЭВМ в помещениях операторной не превышает допустимых значений. Класс условий труда по вибрации соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [33].

Таблица 7.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы

Источник фактора	Этапы работ			Нормативные документы
	Контроль и наблюдение	Отбор проб	Пульт ЭВМ	
Утечка опасного вещества (реактента, газа, паров нефти) из трубопроводов или оборудования	+	+	+	ГН 2.2.5.3532-18 [32]
Движущиеся части машин и механизмов в технологическом оборудовании	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [34]
Нагрев поверхностей технологического оборудования	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [46];
Движущиеся части машин и механизмов в технологическом оборудовании	+	+	-	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [36]
Неудовлетворительное освещение	+	-	+	СП 52.13330.2011 [37]
Ведение технологического процесса на объектах трубопроводного транспорта	-	+	+	Р 2.2.2006-05 [35]
Ведение технологического процесса на объектах трубопроводного транспорта	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [38]

Таблица 7.2 – Опасные вещества нефти

Газ	Описание	ПДК
Метан	Входит в состав нефтяного и природного газа	300 мг/м ³ [32] Ошибка! Источник ссылки не найден.
Сероводород	Бесцветный ядовитый газ с характерным запахом	- в воздухе 10 мг/м ³ ; - в смеси с углеводородами – 3 мг/м ³ [32]

Микроклимат

Рабочая зона, согласно санитарным нормам, ограничивается высотой 2,2 м над уровнем пола. При этом нормируются: температура, относительная влажность и скорость движения воздуха [46].

Для нормализации параметров микроклимата осуществляются следующие мероприятия: использование СИЗ – сезонной спецодежды. Кроме этого, спроектирована система вентиляции для поддержания допустимых параметров микроклимата в диспетчерской. Класс условий труда по микроклимату соответствует допустимому(класс условий труда – 2) [33].

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками повышенного уровня шума, воздействующего на оператора товарного являются движущиеся части машин и механизмов в технологическом оборудовании.

Таблица 7.3 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Применяемые средства защиты от шума на объекте:

Контроль уровня шума (на слух) и динамическая балансировка механизмов оборудования, применение звукоизолирующих ограждений – кожухов оборудования. По вредному фактору «Шум» присвоен класс 2 – допустимые условия труда [33].

Освещенность

Применяется совмещенное освещение, одностороннее-боковое освещение на рабочем месте оператора товарного. Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений [37] приведены в таблице 5.4. Класс условий труда по освещенности соответствует допустимому(класс условий труда – 2) [33].

Таблица 7.4 – Нормы по освещению рабочей зоны

Искусственное освещение					Естественное освещение		Совмещенное освещение	
Осв., лк			Сочетание		КЕО, $e_{н}$, %		КЕО, $e_{н}$, %	
Комб. осв.		Общ. осв.	М, не более	$K_{п}$, %, не более	В / комб. осв.	Б осв.	В / комб. осв.	Б осв.
Всего	От общего							
600	400	500	40	10	4,0	1,5	2,4	0,9

Примечание: КЕО – коэффициент естественной осв., Сочетание – сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации, Осв – освещенность, Комб – комбинированное, Общ – общее, В – верхнее, Б – боковое, М – показатель дискомфорта, $K_{п}$ – коэффициент пульсации

Неионизирующее излучение

Источником неионизирующего излучения в помещении операторной является блок персональной ЭВМ. Согласно [47], параметры напряженности электростатического поля, индукции магнитного поля, плотности магнитного поля и электростатического потенциала монитора находятся в пределах нормы. Облучение персонала ионизирующим излучением не предполагается. Тем самым, условия труда при действии неионизирующих электромагнитных полей и излучений на персонал, относятся к допустимому классу условий труда (класс условий труда – 2).

Тяжесть трудового процесса

Тяжесть трудового процесса работы оператора блока резервуарного парка характеризуется числом перемещения работника в пространстве, как по вертикали, так и по горизонтали.

Таблица 7.5 – Перемещения в пространстве, обусловленные технологическим процессом в течение смены

Класс (подкласс) условий труда			
Оптимальный	допустимый	вредный	
1	2	3.1	3.2
По горизонтали, км:			
до 4	до 8	до 12	более 12
По вертикали, км:			
до 1	до 2,5	до 5	более 5

Данный показатель находится в пределах допустимых значений. Класс условий труда по тяжести трудового процесса соответствует допустимому (класс условий труда – 2) [33].

Электробезопасность

Основные непосредственные причины электротравматизма: контакт с токоведущими частями под напряжением при повреждении изоляции кабелей, проводов или электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями; контакт с металлоконструкциями в случае пробоя на корпус оборудования; шаговое напряжение.

Для предотвращения поражения электрическим током оборудование операторной должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации.

Рабочий процесс при исправных технических средствах сводит электротравматизм к минимуму.

7.3 Экологическая безопасность

7.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Санитарно-защитная зона объекта

Здание рассматриваемой операторной относится к объектам 1-го класса с нормативной санитарно-защитной зоной 1000 м [48].

Защита атмосферы

Операторная не производит вредных выбросов в окружающую среду. Однако площадка резервуарного парка товарной нефти имеет параметры малого и большого дыхания посредством дыхательных клапанов. Выбросы в атмосферу представлены в основном углеводородами $C_1 - C_{10}$. Метод обезвреживания – рассеивание в атмосфере. Выбросы в атмосферу производятся в пределах ПДВ, установленного в проектной документации. Так как производственный процесс в нормальном состоянии герметизированный, то воздействие на атмосферу минимально.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.6 – Нормирование углеводородов [32 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**]

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/м ³)		Класс опасности
	максимальная разовая	Ошибка!	
Смесь предельных углеводородов C ₁ – C ₅	200,0	50,0	4
Смесь предельных углеводородов C ₆ – C ₁₀	50,0	5,0	4
Бензол	15	5	2
Ксилол	50	–	3
Толуол	50	–	3

Защита гидросферы

Очищенная вода с территории УПН резервуарного парка подается в систему поддержания пластового давления на блок кустовых насосных станций. Следовательно, воздействие на поверхностные и подземные водные объекты отсутствует. Шламосодержащие стоки производственных сточных вод от промывки сбрасываются в инвентарные емкости и вывозятся на полигон по сбору и утилизации промтоходов. Нормативная массовая концентрация нефти в стоках не более 50 мг/л, механических примесей – не более 50 мг/л. Воздействие на гидросферу минимальное.

Защита литосферы

Блок операторной производит следующие виды отходов: мусор от бытовых помещений; мусор от уборки территорий; отходы бумаги и картона; лом черных металлов в кусковой форме незагрязненный (огнетушители).

Блок резервуарного парка производит следующие виды отходов: шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти; обтирочный материал, загрязненный маслами, в количестве менее 15 %.

Сбор отходов 3 и 4 класса опасности осуществляется в герметичной, механически прочной, коррозионно-устойчивой таре и передается в сервисную организацию по обращению с отходами. Остальные отходы вывозятся на полигон по сбору и утилизации промтоходов. Воздействие на литосферу минимальное.

7.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Процесс исследования представляет из себя работу с информацией, такой как технологическая литература, статьи, ГОСТы и нормативно-техническая документация, а также оценка рисков ЧС и разработка мероприятий по снижению риска ЧС. Таким образом, процесс исследования не имеет влияния негативных факторов на окружающую среду.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

7.3.3 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

На территории резервуарного парка могут произойти ЧС, связанные со взрывом, пожаром, загрязнением территории, распространением токсических продуктов горения в атмосфере. Основные поражающие факторы – тепловое излучение, открытое пламя, ударная волна и осколки разрушенного оборудования, интоксикация персонала продуктами сгорания нефти.

Причины возникновения аварий: разрушение (разгерметизация) технологического оборудования, трубопроводов и арматуры; ошибки персонала ; внешние воздействия природного и техногенного характера.

Таблица 7.7 – Взрывопожароопасные и токсические свойства сырья, продукции, обращающихся в технологическом процессе подготовки нефти

Вещество	Класс опасности	Температура, °С			НКПР %	ВКПР, %
		всп	воспл	Ошибка		
Нефтяная эмульсия	3	21	–	Ошибка	5	15
Попутный нефтяной газ	4	–	–	356	5	15
Асфальтосмолопарафиновые отложения	3	–	–	–	Не регламентировано	
Реагент-деэмульгатор	4	47	–	340	5,5	44
Реагент-ингибитор коррозии	3	–	–	320	Не регламентировано	

Согласно СП 12.13130.2009 [44] блок резервуарного парка относится к категории А – повышенная взрывопожароопасность.

Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты. На проведение работ во

взрывоопасных зонах оформляется наряд-допуск, разрабатываются меры, обеспечивающие безопасность организации работ.

Действия персонала по локализации и ликвидации аварии

Лицо, обнаружившее происшествие: предупреждает об опасности людей в опасной зоне; оповещает центральную инженерно-технологическую службу (ЦИТС); оповещает начальника смены УПН.

Начальник смены: получив сообщение об аварии или визуальный и звуковой сигнал в операторной оценивает ситуацию. Сообщает диспетчеру пожарной охраны, начальнику (заместителю начальника), начальнику смены ЦИТС и далее по схеме оповещения; объявляет на объекте аварийное положение; дает указание: всему персоналу использовать СИЗ, противогазы; подготовить первичные средства пожаротушения; при возгорании на небольшой площади разлива использовать первичные средства пожаротушения ; развернуть пожарно-техническое вооружение от ближайшего блока пожарных гидрантов и контролировать работу штатной системы пожаротушения; отключить аварийный участок; проводит переключение всех необходимых задвижек посредством АРМ оператора.

7.3.4 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте проведения исследований

При проведении исследований наиболее вероятной ЧС является возникновение пожара в помещении. Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты , в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Основные причины пожара: неработоспособное электрооборудование, неисправности в проводке, розетках и выключателях. Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неполадки, а также проводить плановый осмотр электрооборудования; электрические приборы с дефектами. Профилактика пожара включает в себя своевременный и качественный ремонт

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

электроприборов; короткое замыкание. Необходимо скрыть электропроводку для уменьшения вероятности короткого замыкания.

В соответствии с техническим регламентом «О требованиях пожарной безопасности» для административного жилого здания требуется устройство внутреннего противопожарного водопровода.

Согласно СП 3.13130.2009 [45] для оповещения о возникновении пожара в каждом помещении должны быть установлены дымовые оптико-электронные автономные пожарные извещатели, а оповещение о пожаре должно осуществляться подачей звуковых и световых сигналов во все помещения с постоянным или временным пребыванием людей.

Также помещения должны быть оснащены средствами пожаротушения, а именно огнетушителями типа ОУ-2, ОУ-5 или ОП-5.

Согласно СП 12.13130.2009 [46] помещение, предназначенное для проектирования и использования результатов проекта, относится к типу В1 – пожароопасное.

Согласно статье 8 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности [42] класс пожара в помещении места проведения исследований – А (пожары твердых горючих веществ и материалов).

Результаты

В разделе «Социальная ответственность» рассматривалась рабочая зона оператора товарного блока резервуарного парка. Исследовались вредные и опасные факторы, существующие при работе в помещении операторной. Установлено, что рабочее место по результатам СОУТ относится к классу 2 – допустимые условия труда.

По результатам анализа вредных и опасных факторов был определен комплекс применяемых средств коллективной защиты и индивидуальной защиты, меры по контролю загазованности рабочей зоны.

При анализе влияния блока резервуарного парка на окружающую среду затрагивались вопросы защиты селитебной зоны, защиты атмосферы,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гидросферы, литосферы. Было определено, что для всего предприятия необходимо обустроить санитарно-защитную зону в 1000 м. Установлено, что воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу минимально благодаря герметизированному процессу производства, не превышению нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу, отлаженной системе обращения с отходами.

При анализе вероятных ЧС было определено начальное событие ЧС – утечка нефти в результате разрушения резервуара или подводящего трубопровода. Определены мероприятия по предотвращению пожароопасных ЧС, а также действия персонала по локализации и ликвидации ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в результате выпускной квалификационной работы автором были рассмотрены и освещены следующие пункты: основные понятия вязкости нефти, ее свойства и расположения на территории страны, методы и способы улучшения реологических свойств высоковязкой нефти, способы перекачки высоковязкой нефти, современное оборудование применяемое для перекачки нефти.

Автором были выполнены аналитические расчеты: трубопровода на прочность и устойчивость, гидравлический расчет, определение концентрации депрессорной присадки, определение тепловой изоляции и технологических характеристик нефтепровода, расчет потерь тепла в результате расширения жидкости.

В данной работе теоретически описано и аналитически доказано, что перекачка вязкой нефти без специальных технологий, которые описаны выше не имеет смысла, т.к. это невыгодно, трудозатратно и неэффективно. В расчете депрессорной присадки для разбавления вязкой нефти была принята концентрация депрессора 0,2, с точки зрения экономической и технологической составляющей. Принято расчетное количество тепловых станций для рассматриваемого участка в количестве 50 штук. В качестве теплоизоляции взяли изоляцию K-FLEX ST, с температурой применения от минус 60 до плюс 120 °С, коэффициент теплопроводности 0,044 Вт/(м·К). С точки зрения наиболее эффективного способа транспортировки нефти, наиболее подходящий был путём улучшения реологических свойств нефти: применение депрессоров, горячая перекачка, применение способов попутного подогрева.

					<i>Заключение</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Амирбекова</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Крец В.Г.</i>					129	133
<i>Руководи- тель ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б5А		
<i>Заключение</i>							

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тугунов П. И. Новоселов В. Ф. Коршак А. А., «Типовые расчеты по проектированию и эксплуатации нефтебаз и нефтегазопроводов» – Т 1, 2, 2002.
2. Мукук К.В., «О реологических моделях высоковязких нефтей» – Транспорт и хранения нефти и нефтепродуктов, №8, 1999.
3. Иктисанов В.А. Сахабутдинов К.Г., «Реологические исследования парафинистой нефти при различных температурах» – Коллоидный журнал. Т6, 2005.
4. Вайншток С. М., «Трубопроводный транспорт нефти» Т 1, 2, 2002.
5. А.А. Шутов, П.М. Бондаренко, В.Г. Рябуха., «Трубопроводный транспорт высоковязких и застывающих нефтей по теплоизолируемым трубопроводам с электроподогревом» – М: ВНИИОЭНГ, 1988.
6. В. Д. Черняев [и др.], Трубопроводный транспорт нефти в сложных условиях эксплуатации — М.: Недра, 1990. — 232 с.
7. 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.
8. Маслобаев Б.Н. Дмитриев Т.В. Мовсумадзе Э.М., «Депрессорные присадки для трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей и тяжелых нефтепродуктов» – Транспорт и хранение нефтепродуктов, № 5, 2000.
9. Уэнг С.Л. Фламберг А. П. Кикабхай Т., «Выбор оптимальной депрессорной присадки» – Нефтегазовые технологии, №3, 2006.
10. Смит С.Л. Сمارт Дж.С., Применение поршней и химических реагентов в трубопроводном транспорте нефти и газа» – Нефть, газ за рубежом, №8, 1991.

					<i>Список использованных источников</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Амирбекова			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					130	133
<i>Руководитель ООП</i>		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б5А			

11. Чурикова, Л. А. Эксплуатационные проблемы магистральных нефтепроводов Западного Казахстана / Л. А. Чурикова, А. К. Сулейменов.— Москва : Буки-Веди, 2016. — С. 45-49.
12. В.И.Черникин. Перекачка вязких и застывающих нефтей. М.: Гостоптехиздат, 1958).
13. Куспанов, А. Б. Повышение энергоэффективности трубопроводной системы в случае горячей перекачки высоковязких нефтей / А. Б. Куспанов, А. Н. Тюрин, Л. А. Чурикова. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 18 (152). — С. 45-48.
14. Махмотов Е.С., Сигитов В.Б., Боранбаева Л.Е., Дидух А.Г., Алексеев С.Е. Нефтьесмеси, транспортируемые по магистральным нефтепроводам АО «КазТрансОйл». Справочник на 3-х языках (казахский, русский и английский). Ч.2 – Алматы: Жибек жолы, 2009. – 532 с.
15. Жумагулов Б.Т., Смагулов Ш.С., Евсеева А.У., Нестеренкова Л.А. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей. – Алматы: ҒЫЛЫМ, 2002. – 287 с.
16. Сюняев З.И., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. Нефтяные дисперсные системы. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
17. Коршак А.А., Шманов Н.Н., Мамонов Ф.А., Пирогов А.Г., Махмотов Е.С., Нечваль А.М. Магистральные трубопроводы. - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2008. – 447 с.
18. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. – М.: Химия, 1990. – 237 с.
19. Ю.П.Белоусов. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. Новосибирск: Наука, 1986, с. 49-79.
20. ФГУП «Всероссийский нефтяной научно исследовательский институт» (ВНИГРИ).
21. СНиП 2.05.06-85* «Строительные нормы Магистральные трубопроводы».

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. СНИП 2.01.07-85* «Строительные нормы и правила Нагрузки и воздействия».
23. Евразийская интеграционная политика Республики Казахстан. - Алматы, 1998. - С.39.
24. Фокус. - 2010, 3 апреля. - С.10.
25. Комсомольская правда. - 2015, 13 мая.
26. https://ru.wikipedia.org/wiki/Западный_Казахстан#Экономика
27. <http://discoverrussia.interfax.ru/wiki/36/>
28. <https://findpatent.ru/patent/212/2124160.html>
29. IC CSR26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования.
30. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
31. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
32. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
33. Результаты специальной оценки условий труда в ПАО «Роснефть». URL: <http://www.rosneft-aero.ru/about/rezultaty-provedeniya-spetsialnoy-otsenki-usloviy-truda/> (дата обращения 01.05.2020).
34. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
35. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
36. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

37. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
38. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
39. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями № 1, 2).
40. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). URL: <https://www.elec.ru/library/direction/pue.html> (дата обращения 01.05.2020).
41. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. – Энергоатомиздат, 1984.
42. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ.
43. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
44. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N1).
45. СП 3.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности (утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 № 173).
46. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
47. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
48. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

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