

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<u>«Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера»</u>

УДК 622.692.4:536.7.

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Букреева А.Г.		19.05.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		19.05.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И.В.	к.э.н, доцент		19.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крепша Н.В.	к.г.-м.н, доцент		19.05.2016

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Айкина Т.Ю.	к.ф.н, доцент		19.05.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		19.05.2016

Планируемые результаты обучения по ОПП

Код результата	Результат
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы—в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования</i> , <i>рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работ</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

Рудаченко А.В.

(Подпись) _____ (Дата) _____ (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Букреевой Александре Геннадьевне

Тема работы:

«Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 28.04.2016 г. №3284/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.05.2016г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Данные о протяженности и диаметре участка трубопровода НПС _____ - НПС _____ и НПС _____ - НПС _____ вязкостно-температурная характеристика перекачиваемой среды; сведения о марке и количестве насосных агрегатов; ставки тарифов на транспорт.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения перспектив добычи и развития транспорта для высоковязкой нефти, обобщение опыта использования технологии перекачки нефти с подогревом. Обзор основ гидравлического и теплового расчета трубопровода перекачивающего подогретую

	нефть. Моделирование участка нефтепровода. Оценка влияния изменения различных параметров системы. Вывод о значимости рассмотренных параметров для выбора оптимальной температуры подогрева.. Разработка рекомендации о разработке перспективных путей повышения эффективности транспорта нефти при повышенных температурах. Обсуждение результатов выполненной работы. Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность» и раздел на английском языке. Заключение по работе.
--	--

Перечень графического материала

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., к.э.н, доцент
«Социальная ответственность»	Крепша Н.В., к.г.-м.н, доцент

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

1 Обзор литературы:
 1.1 Перспективы добычи высоковязких нефтей; 1.2 Перспективы развития транспорта высоковязких нефтей; 1.3 Опыт применения транспорта нефти с предварительным подогревом; 1.4 Основы теплового и гидравлического расчета «горячих» трубопроводов.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	4.09.2015 г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н, доцент		4.09.2015

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Букреева Александра Геннадьевна		4.09.2015

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 с., 17 рис., 8 табл., 72 источника, 2 прил.

Ключевые слова: транспорт нефти, высоковязкая нефть, подогрев нефти, расчет, термодинамические параметры, экономическая эффективность, охрана труда.

Объектом исследования является магистральный трубопровод для транспорта нефти при повышенной температуре.

Цель работы – определение влияния термодинамических характеристик трубопроводного транспорта нефти в условиях Севера на эффективность технологии перекачки нефти с предварительным подогревом.

Методы и методология, использованные в магистерской диссертации: проведен детерминированный факторный анализ; использован прием цепных подстановок и прием выявления изолированного влияния факторов; проведен расчёт тепловой расчет нефтепровода при установившемся режиме перекачки по РД 39-30-139-79.

Полученные результаты и их новизна: получены значения оптимальной температуры транспорта для рассматриваемых участков магистрального нефтепровода; расчет экономической эффективности использования технологии транспорта с подогревом; в результате исследования на математических моделях участков нефтепроводов были получены зависимости падения температуры по длине, расхода и экономических показателей от термодинамических параметров системы; были выявлены три фактора оказывающих наибольшее влияние на изменение показателей эффективности транспорта: теплоизоляция, теплоизолирующее действие слоя снега над трубопроводом и температура грунта; для расчета «горячего» нефтепровода показана необходимость более полного описания вязкостно-температурной характеристики, чем позволяет использование зависимости Филонова-Рейнольдса.

Основные конструктивные характеристики. Участок магистрального нефтепровода с пунктом подогрева нефти для транспорта нефти с повышенной температурой.

Область применения. Нефтяные месторождения высоковязкой нефти в природно-климатических условиях Севера.

Экономический эффект при применении технологии транспорта нефти в указанных условиях экономический эффект достигает 3% от общей выручки при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования.

Оглавление

Введение	2
1 Обзор литературы	4
1.1 Перспективы добычи высоковязких нефтей.....	4
1.2 Перспективы развития транспорта высоковязких нефтей.....	8
1.3 Опыт применения транспорта нефти с предварительным подогревом.	13
1.4 Основы теплового и гидравлического расчета «горячих» трубопроводов	14
2 Объект и методы исследования.....	27
2.1 Методы анализа.....	27
2.2 Объект и предмет исследования.....	30
3 Анализ влияния термодинамических параметров на эффективность транспорта	37
4.1 Исходные данные для расчета экономического эффекта от перекачки нефти с подогревом.....	47
4.2 Расчет экономической эффективности применения предварительного подогрева нефти при трубопроводном транспорте.....	48
4.3 Расчет снижения потребления электроэнергии.....	51
5 Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной температурой в условиях севера	53
5.1 Профессиональная социальная безопасность.....	54
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению ..	55
5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению.....	65
5.1 Экологическая безопасность	69
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70
5.4 Законодательное регулирование проектных решений.....	72
Список литературы	75

					<i>Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Букреева А.Г.			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					1	82
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ4А		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

Ведение

Актуальность работы: в настоящее время, ввиду активного роста потребления углеводородов, возникает необходимость увеличения объемов добычи. Поэтому современные технологии добычи транспорта и хранения должны позволять работать не только с легкоизвлекаемыми, но и трудноизвлекаемыми ресурсами, которые существенно отличаются друг от друга по физико-химическим свойствам.

К трудноизвлекаемым запасам относят высоковязкие и тяжелые нефти, что требует применения дополнительных ресурсоэффективных технологий для качественного обеспечения процесса транспорта и хранения с требуемым объемом перекачки транспортируемой среды.

Одним из таких технических решений является транспортировка нефти с предварительным подогревом.

Объект и предмет исследования: магистральный трубопровод для транспорта нефти при повышенной температуре.

Цель работы – определение влияния термодинамических характеристик трубопроводного транспорта нефти в условиях Севера на эффективность технологии перекачки нефти с предварительным подогревом.

Задачи:

- Проведение литературного обзора по указанной тематике;
- Моделирование двух участков подземного магистрального нефтепровода различной протяженности для транспорта разноразной высоковязкой нефти с подогревом и без него;
- Определение влияние условий эксплуатации нефтепровода и термодинамических параметров транспортируемой среды на изменение расхода;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера			
Разраб.		Букреева А.Г.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					2	82
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
					НИ ТПУ гр.2БМ4А			

- Определение оптимальной температуры подогрева модельных участков нефтепровода;
- Расчет экономической эффективности модельных участков нефтепровода;
- Определение мер безопасности для предупреждения и устранения последствий возможных ЧС при транспорте высоковязкой нефти.

Новизна и практическая значимость: для расчета «горячего» нефтепровода показана необходимость более полного описания вязкостно-температурной характеристики, чем позволяет использование зависимости Филонова-Рейнольдса; в результате исследования на математических моделях участков нефтепроводов были выявлены термодинамические параметры системы оказывающие наибольшее влияние на падение температуры по длине, расход и экономические показатели перекачки.

Личный вклад автора: на основе исходных данных построены модели для расчета двух участков магистрального нефтепровода; проведены гидравлические и тепловые расчеты, расчет оптимальной температуры предварительного подогрева нефти; расчет экономической эффективности использования технологии транспорта с подогревом на выбранных участках; рассмотрен вопрос корректного описания вязкостно-температурной характеристики нефти для определения оптимальной температуры подогрева нефти; построены графики зависимости расхода от условий эксплуатации нефтепровода и термодинамических параметров транспортируемой среды; определены мероприятия по охране труда и безопасности эксплуатации пункта подогрева нефти, охране окружающей среды.

					Введение	<i>Лист</i>
						3
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Обзор литературы

1.1 Перспективы добычи высоковязких нефтей

Работники нефтяной отрасли всем мире озабочены истощением традиционных запасов углеводородов. Исключительной важностью обладает эта тенденция для России. Экспорт нефти составляет 9% ВВП страны. За 2013 год на экспорт ушло 236,6 млн. тонн нефти, оцененные в 173669,6 млн долл. США (по данным ФТС России и Росстата). Сложившаяся ситуация заставляет обратить внимание на запасы аномальных нефтей, в том числе и высоковязких. Высоковязкая нефть сегодня рассматривается в качестве основного резерва мировой добычи.

К высоковязким принято относить нефти с вязкостью 30 мПа*с или 35 мм²/с и выше при 20 °С.[1,2] Запасы таких нефтей в России оцениваются примерно в 6 млрд. тонн, что является третьим показателем в мире.

Месторождения высоковязкой нефти рассредоточены практически по всей территории страны. Подробное распределение высоковязких нефтей по административным регионам Российской Федерации приведено на рисунке 1.

В среднем высоковязкие нефти России являются тяжелыми, сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтенистыми, но малопарафинистыми.

Самыми вязкими в среднем по России являются нефти Тимано-Печорского бассейна с средней вязкостью более 1000 мм²/с. На рисунке 2 указаны среднебассейновые вязкости нефтей различных бассейнов России.

Встречаются нефтегазовые бассейны, где средняя вязкость по бассейну уже превышает значение 35 мм²/с – это Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Енисейско-Анабарский, Прикаспийский и Тимано-Печорский бассейны. Эти бассейны обозначены на рисунке 3.

					<i>Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Букреева А.Г.</i>			<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					4	8
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						
						<i>НИ ТПУ гр.2БМ4А</i>		

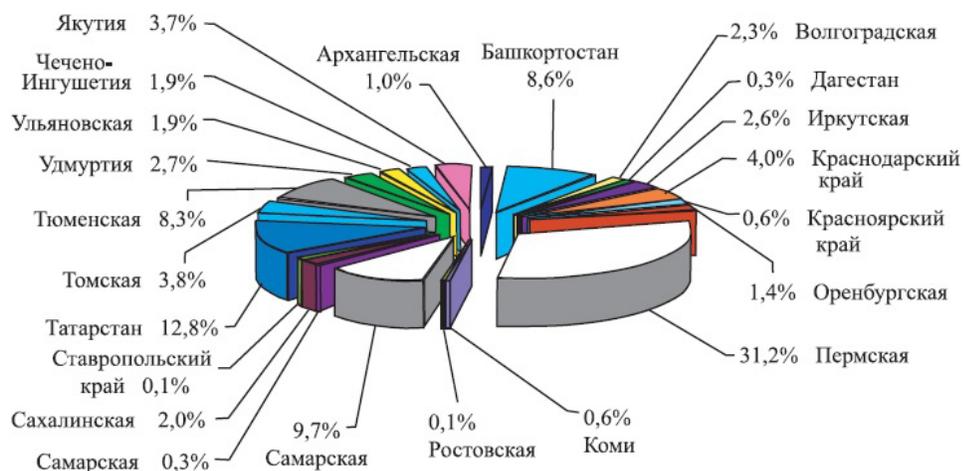


Рисунок 1 - Распределение высоковязких нефтей по регионам РФ [1]

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Средне-бассейновая вязкость нефтей, мм ² /с
Балтийский	28	-	-	7,30
Волго-Уральский	2661	545	181	47,13
Днепровско-Припятский	662	33	16	37,53
Енисейско-Анабарский	65	2	2	84,49
Западно-Сибирский	2645	27	27	23,11
Ленно-Виллюйский	155	-	-	11,42
Лено-Тунгусский	688	52	13	23,39
Охотский	301	16	8	25,73
Пенжинский	7	-	-	2,33
Прикаспийский	460	101	33	109,71
Северо-Кавказский	1518	63	26	29,21
Тимано-Печорский	342	13	8	1221,46

Рисунок 2 – Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам и месторождениям [3]

Из выше указанных бассейнов на территории Севера или районах приравненных к ней находятся Тимано-Печерский и Енисейско-Анабарский.

Тимано-Печерская нефтяная провинция расположена в пределах Коми, Ненецкого автономного округа Архангельской области и частично на прилегающих территориях, граничит с северной частью Волго-Уральского нефтегазоносного района. Вместе с остальными Тимано-Печерская нефтяная область дает лишь 6% нефти в Российской Федерации (Западная Сибирь и Урало-Поволжье – 94%). Добыча нефти ведется на месторождениях Усинское,

Сололийское и др) и проявлений природных битумов с общими ресурсами более 5 млрд. т.[7]

Самые крупные запасы высоковязких нефтей находятся на территории Западной Сибири. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн располагает около 37,3% всех запасов высоковязких нефтей России. В Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне доля от запасов высоковязких нефтей России составляет 14,4%. Высоковязкие нефти Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в среднем являются малопарафинистыми (< 5%), малоасфальтенистыми (< 3%), среднесмолистыми (13%), сернистыми (1-3%) и тяжелыми (плотность более 0,88 г/см³). Высоковязкие нефти содержат 32 месторождения Западной Сибири. Наиболее высоковязкими являются нефти Русского, Филлиповского, Восточно-Моисеевского и Минчимкинского месторождений.[1,8] Данные по вязкости уникальных и крупных месторождений вязкой нефти приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение по запасам месторождений с вязкой нефтью на территории России [9]

Месторождение	Нефтегазоносный бассейн	Среднее значение вязкости нефти по месторождению, мм ² /с
Уникальные (более 300 млн. т нефти)		
Ромашкинское	Волго-Уральский	24,19
Усинское	Тимано-Печорский	377,44
Русское	Западно-Сибирский	693,65
Федоровское	Западно-Сибирский	36,32
Крупные (от 30 до 300 млн. т нефти)		
Верхнечонское	Лено-Тунгусский	27,83
Ярегское	Тимано-Печорский	10584,56
Торавейское	Тимано-Печорский	11210,92
Аксубаево-Мокшинское	Волго-Уральский	438,5
Гремихинское	Волго-Уральский	79,02
Даниловское	Лено-Тунгусский	46
Охинское	Охотский	87,85
Радаевское	Волго-Уральский	90,10
Тагульское	Западно-Сибирский	58,2

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

Степноозерское	Волго-Уральский	132,17
Якушинское	Волго-Уральский	58,99
Мишкинское	Волго-Уральский	74,00
Имени Р. Требса	Тимано-Печорский	87,85
Новошешминское	Волго-Уральский	74,72
Архангельское (Татарстан)	Волго-Уральский	74,71
Быстринское	Западно-Сибирский	44,39
Нурлатское	Волго-Уральский	74,61

На фоне постепенного истощения запасов легкой нефти высоковязкая нефть, ввиду значительных запасов, представляется перспективным ресурсом. Высокая вязкость такой нефти накладывает отпечаток на технологию ее транспорта.

1.2 Перспективы развития транспорта высоковязких нефтей

Значительная часть месторождений высоковязкой нефти располагаются в необжитых, труднодоступных районах, сооружать там установки для переработки нефти, а затем транспортировать оттуда несколько продуктов чрезвычайно дорого. Поэтому привлекательной выглядит перспектива транспортировки высоковязких нефтей со всеми компонентами к местам ее переработки.

Тимано-Печерский и Енисейско-Анабарский нефтегазовые бассейны интересны тем, что они находятся на удалении от основной массы трубопроводных коммуникаций и, при этом, имеют среднебассейновую вязкость выше $35 \text{ мм}^2/\text{с}$. Это значит что транспорт нефтей этих районов в смеси с более легкими нефтями, скорее всего, не возможен, потому что в этих районах легких нефтей мало. А ввиду значительных запасов на этих территориях имеет смысл использовать трубопроводный транспорт.

Трубопроводный транспорт нефти – наиболее выгодный и часто используемый вид транспорта для больших объемов нефти. Протяженность магистральных нефтепроводов на территории России составляет более 70 тыс.

км, по которым транспортируется около 90% добываемой нефти.[10] Перекачка высоковязких нефтей ввиду их большой вязкости, и как следствие, больших потерь на трение без применения специальных методов экономически нецелесообразна.[11] Ко всему, почти половина запасов высоковязких нефтей находится на северных территориях, где температура в зимнее время может достигать -30°C , а в северных районах до -60°C . Температурный режим также вызывает сложности, т.к. отражается на свойствах нефти, и накладывает определенные ограничения на технологию перекачки.

Основным методом трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в России – транспорт с подогревом.[12] Трубопроводы, по которым перекачивают подогретую нефть, называют «горячими». Подогрев может осуществляться на тепловых станциях в паровых и огневых подогревателях. Тепловые станции обычно стремятся располагать вместе с насосными пунктами, для удобства обслуживания.[13] Предпочтительнее ставить подогреватели перед насосом. Такое расположение помогает увеличить КПД насоса. В подогревателе происходят значительные потери давления, поэтому напора в конце участка может не хватить для подобной схемы. Технология перекачки предварительно нагретой нефти является очень энергоемкой, особенно в северных районах России, где происходит быстрое остывание транспортируемой жидкости из-за низкой температуры окружающей среды, в связи с чем, приходится устанавливать больше пунктов подогрева по длине трубопровода. При установке дополнительных тепловых станций увеличиваются капитальные и эксплуатационные затраты.

Также облегчить транспорт ВВН способно использование присадок специального состава. К таким относятся различные композиции поверхностно-активных вещества (ПАВ). ПАВ способны адсорбироваться на границе твердое тело – жидкость, изменяя условия смачивания и образуя слой ориентированных определенным образом молекул. ПАВ способны решать целый ряд задач, таких как:

1. Защита стенок трубы от коррозии путем создания на них защитного слоя.

					Обзор литературы	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Разрушение структурного каркаса нефтяной дисперсной системы и, тем самым, снижение сдвиговой прочности.
3. Модификация поверхности трубы мультимолекулярными слоями ПАВ, сглаживание ее шероховатости.
4. Увеличение проходного сечения за счет создания сольватной оболочки на поверхности АСПО, препятствующего их отложению и способствующего их отмыву от стенки трубы.
5. Гидрофилизация и олеофобизация стенки трубы, для уменьшения трения на границе труба- нефтяная система.

Другой вид присадок это депрессорные присадки, также способные уменьшить вязкость нефти. Действие депрессорных присадок носит двойственный характер. Частицы присадки, с одной стороны, образуют с парафинами смешанные кристаллы, т.е. изменяют их строение и предотвращают образование сплошной структурной сетки. С другой стороны, они же выступают в качестве центров кристаллизации парафинов, образуя не связанные между собой агрегаты. Такие присадки можно вводить на прием насоса, что обуславливает простоту технического осуществления метода. Существенным недостатком является зависимость эффективности присадок от содержания парафина в нефти, а также высокая стоимость импортных присадок и низкое качество отечественных.[14]

Еще одна перспективная технология для транспорта ВВН – улучшение реологических свойств посредством физических полей: термических, гидродинамических, кавитационных, электромагнитных.

Один из таких способов заключается в ее термообработке. Технология основывается на подогреве нефти до температуры на 10-15°C выше температуры полной растворимости твердых углеводородных компонентов и последующем охлаждении со скоростью, которая обеспечит появление минимального количества центров кристаллизации, что приведет к образованию крупных парафиновых кристаллов. Крупные кристаллы не способны образовать прочную решетку в объеме нефти, поэтому будет

					Обзор литературы	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

наблюдается уменьшение напряжения сдвига для данной нефти. Смолистые нефти с малым количеством парафина не поддаются термообработке.[15] Этот метод характеризуется простотой технологии и оборудования, но требует высоких энергозатрат.

На стадии разработки находятся новые комплексы обработки нефти кавитационным воздействием. Под кавитацией в жидкости понимают образование заполненных паром и газом полостей или пузырьков при локальном понижении давления в жидкости до давления насыщенных паров. Различают гидродинамическую кавитацию, возникающую за счет местного понижения давления в потоке жидкости при обтекании твердого тела, и акустическую кавитацию, возникающую при прохождении через жидкость акустических колебаний.[16]

Среди генераторов кавитации можно выделить гидродинамические, электродинамические, пьезоэлектрические и магнестрикционные. Сочетание кавитационных генераторов различного типа может усилить эффект кавитации.[17]

Обработка нефти электрическим и магнитным полями может дать значительное улучшение ее свойств. Установка для обработки магнитным полем представляет собой группу последовательно установленных на трубопроводе электромагнитов. При воздействии магнитного поля протекают рекомбинационные процессы, связанные с диссоциацией и ассоциацией с участием высокомолекулярных фрагментов смолистых компонентов. Электрическое поле воздействует на парафины и асфальтены, которые объединяются в частицы микроразмера.[18]

Многообразие технологий для транспорта высоковязких нефтей говорит о потребности в специальных методах перекачки и актуальности улучшения технологий трубопроводного транспорта. Анализ динамики патентования методов и устройств регулирования реологических свойств высоковязкой нефти проведенный в работе [19] подтверждает данное утверждение.

					Обзор литературы	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результаты анализа демонстрируют активный рост патентования за последние 10 лет.

Согласно [20] нефтяные компании тоже признают перспективность высоковязкой нефти и активно работают над технологиями ее транспорта. Так во второй половине 2015 года на базе Ухтинского горно-нефтяного колледжа УГТУ была открыта лаборатория компании «Транснефть-Север», доступ к которой получают студенты и аспиранты университета. Лаборатория создана и оборудована для изучения аномальной нефти, обладающей высокой вязкостью и повышенным содержанием парафина. Создание этой лаборатории связано с тем, что по нефтепроводам «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» перекачивается нефть Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, обладающая аномальными свойствами. Они имеют высокую температуру застывания (+14°C), вязкость (до 150 сСт в зимний период) и другие особенности, затрудняющие их транспортировку.

Дополнительный интерес к развитию этих районов вызывает внимание к вопросам добычи, транспорта и переработки высоковязких нефтей со стороны правительства страны. Государственное стимулирование может сыграть большую роль в освоении данного вида ресурса. На данный момент применена льгота в соответствии с распоряжением Правительства РФ № 700 от 03.05.2012, на основании которой проект разработки ВВН попадает в четвертую категорию с запасами трудноизвлекаемой нефти. По данной категории сроком на 10 лет вводится пониженная ставка вывозной таможенной пошлины в размере 10%. Также с 1 января 2007г. В соответствии с подпунктом 9 пункта 1 статьи 342 Налогового Кодекса освобождаются от уплаты налога на добычу полезных ископаемых добывающие предприятия, разрабатывающие месторождения с нефтью вязкостью более 200 мПа*с или $\approx 230 \text{ мм}^2/\text{с}$. [21] Дополнительные меры поддержки и дальше активно обсуждаются.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Система трубопроводного транспорта нефти нуждается в разработке технологий перекачки высоковязких нефтей, в связи с нарастающими темпами и перспективностью освоения данного ресурса.

1.3 Опыт применения транспорта нефти с предварительным подогревом.

«Горячие» нефтепроводы России и стран бывшего СССР:

- Заполярье-Пурпе, протяженностью 487 км, диаметр 820 мм и 1020 мм, находится на территории РФ;
- Уса-Ухта-Ярославль, протяженностью 1123 км, диаметр 820 мм, находится на территории РФ;
- Озек-Суат - Грозный, протяженностью 144 км, построен в 1955 г. в СССР, сейчас находится на территории Грузии;
- Кум-Даг - Вышка, протяженностью 40 км, построен в 1948 г. в СССР, сейчас находится на территории Туркменистана;
- Карская-Краснодар, протяженностью 47 км, диаметр 112мм, находится на территории РФ;
- Долина-Дрогобыч, протяженностью 58 км, построен в 1962 г. в СССР, сейчас находится на территории Украины;
- Узень – Гурьев - Куйбышев. Протяженностью 1380 км, диаметр 1020 мм, построен в СССР, сейчас находится на территориях России и Казахстана.

Так Тимано-Печерский бассейн связан с системой трубопроводного транспорта России нефтепроводом «Уса-Ухта-Ярославль» Ближайший нефтепровод к Енисейско-Анабарскому бассейну – «Ванкор-Пурпе» длиной 543 км и диаметром 820 мм, и «Заполярье – Пурпе» длиной 448 км и диаметром 820-1020 мм и расходом около 45 млн. тонн в год. Трубопровод «Заполярье – Пурпе» оснащен подогревателями OMV BONO, данное проектное решение нетипично и разработано специально для данного трубопровода. Среду планируется подогревать до 60 °С.[22] Трубопровод выполнен с теплоизоляционным покрытием толщиной 75 мм на подземных участках и

						Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			13

100мм при надземной прокладке. [23] На участке трубопровода «Уса-Ухта» с 2006 г. введен в эксплуатацию пункт подогрева нефти на НПС «Чикшино», где нефть нагревают до температуры + 40 °С. [24] По трубопроводу перекачивается смесь Усинской нефти вязкость которой при 20°С составляет 22,7 мПа*с, и Ярегской нефти для которой вязкость 2959 мПа*с.[25] В будущем планируется устройство еще одного пункта на участке «Ухта-Ярославль».[26] На данных участках уже транспортируется и будет транспортироваться высоковязкая нефть. Дальнейшее освоение этих районов обещает лишь ухудшение вязкостных свойств транспортируемой среды.

Кроме того, опыт ввода в эксплуатацию многих отечественных и зарубежных нефтепроводов описан в работах [27, 28].

Как видно, в России имеется большой опыт проектирования и эксплуатации «горячих» нефтепроводов. Накопленный опыт помогает в обосновании и реализации новых проектов, и служит базой для изучения особенностей и усовершенствования технологии.

1.4 Основы теплового и гидравлического расчета «горячих» трубопроводов

Большой вклад в исследование вопросов транспорта высоковязких нефтей, в том числе и с предварительным их подогревом, внесли В.Г.Шухов, Л.С. Абрамзон, В.И Черников, В.С Яблонский, П.И. Тугунов, В.Л. Нельсон, В.Ф Новоселов, В.А. Юфин, В.М. Агапкин, Р.А. Алиев, Ф. Джил, Б.Л. Кривошеин, Ю.А. Иванов, В.И. Климко и другие ученые.

Стационарный режим эксплуатации магистрального трубопровода является идеально-предельным случаем, который стремится обеспечить эксплуатационный персонал. Теоретически и практически он осуществлен быть не может, что объясняется многими причинами.

Температура грунта, окружающего трубопровод, в течение года непрерывно изменяется, следовательно, изменяются и условия теплообмена. Кроме того, подвержены непрерывным колебаниям температура нагрева нефти

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

и ее массовый расход. В процессе эксплуатации трубопроводов имеются плановые и аварийные остановки перекачки, что также нарушает стационарность процессов. Однако в ряде случаев нестационарностью тепловых и гидравлических процессов можно пренебречь. Поэтому тепловые и гидравлические расчеты трубопроводов при их проектировании выполняются для условий стационарного режима.

Поскольку при транспорте нефти при температурах, превышающих температуру окружающей среды, среда постепенно охлаждается за счет передачи тепла в окружающую среду, вместе с изменением температуры изменяются и все остальные параметры перекачки.

Для расчета изменения температуры по длине неизотермического трубопровода В.Г. Шуховым было применено уравнение теплового баланса в виде:

$$G \cdot C_p \cdot dT_f = K \cdot \pi \cdot D \cdot (T_f - T_0) \cdot dx; \quad (1.1)$$

Это уравнение чаще представляют в виде выражения для температуры в конце участка [29]:

$$T_k = T_0 + (T_n - T_0) \cdot \exp(-Шу \cdot L); \quad (1.2)$$

где $Шу = \frac{K \cdot \pi \cdot D_n \cdot L}{G \cdot C_p}$ – параметр Шухова.

При «горячей» перекачке существенную роль играет тепло трения, т.к. она повышает конечную температуру потока. Естественно, что при перекачке обычным способом тепло трения также оказывает существенное влияние на технологический режим трубопровода. Так, например, температура нефти на приеме ее в Сургуте в течение всего года близка к 295-300 К, а при движении по трубопроводу до Куйбышева температура ее достигает 305-310 К, а летом повышается до 320-330 К.[30]

Поправку к (1.2) в виде коэффициента, учитывающего дополнительную теплоту выделяющуюся за счет трения, вводит академик Л.С. Лейбензон [31] :

$$T_k = T_0 + b + (T_n - T_0 - b) \cdot \exp(-Шу), \quad (1.3)$$

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

D_{i+1} – наружные диаметры соответствующих слоев (D_n - наружный диаметр трубопровода);

α_2 – коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода, изменяется по длине трубопровода и во времени.

Следует отметить, что приведенные зависимости учитывают среднее значение температуры потока в сечении трубопровода.

Выражение (1.5) используется для нахождения полного коэффициента теплоотдачи K , характеризующего интенсивность теплообмена нефти с окружающей средой. Коэффициент K зависит от внутреннего коэффициента теплоотдачи α_1 , термического сопротивления стенки (отложения, стенка трубы, изоляция, защитный кожух и т.д.), коэффициента теплоотдачи от наружной поверхности изоляции в окружающую среду α_2 . Коэффициенты теплоотдачи в свою очередь являются функциями свойств транспортируемой жидкости, диаметра трубы, глубины ее заложения, теплофизических свойств окружающей среды. [30]

Внутренний коэффициент теплоотдачи α_1 определяется по критериальным уравнениям в зависимости от режима течения жидкости по трубопроводу. Критериальных уравнений очень много, их анализ и сравнение с экспериментальными данными приведены в работе [34].

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_n}{D} \cdot Nu, \quad (1.6)$$

где λ_n – теплопроводность нефти, Nu – число Нуссельта при теплоотдаче от нефти к стенке трубы при вынужденной конвекции в замкнутом объеме. Для определения числа Нуссельта есть целый ряд расчетных формул, они записываются в виде критериальных уравнений, которые являются результатом обработки опытных данных. По первой теореме теории подобия критерии подобия в сходственных точках подобных объектов равны. Значения критериев подобия есть количественная мера, которая переносится с модели на оригинал.[27] В отечественной практике принято пользоваться формулами академика Михеева [28,35,36]:

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

для ламинарного режима $Re_f \leq 2000$:

$$Nu_f = 0,17 \cdot (Re_f)^{0,33} \cdot (Pr_f)^{0,43} \cdot (Gr_f)^{0,1} \cdot \left(\frac{Pr_f}{Pr_w}\right)^{0,25}; \quad (1.7)$$

для турбулентного режима $Re_f \geq 10000$:

$$Nu_f = 0,021 \cdot (Re_f)^{0,8} \cdot (Pr_f)^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_f}{Pr_w}\right)^{0,25}. \quad (1.8)$$

Индекс «f» означает, что все физические характеристики нефти для вычисления чисел Re, Gr и Pr выбирают при ее средней температуре; индекс «w» – что все физические характеристики выбирают при средней температуре стенки трубы или емкости. В области $2000 < Re_f < 10^4$ внутренний коэффициент теплоотдачи α_1 определяется интерполяцией. Re – число Рейнолдса, Gr – число Грасгофа и Pr – число Прандтля:

$$Re = \frac{\vartheta \cdot D}{\nu}; \quad (1.9)$$

$$Pr = \frac{\nu}{a} = \frac{\nu \cdot \rho \cdot C_p}{\lambda_n}; \quad (1.10)$$

$$Gr = \frac{D^3 \cdot g \cdot \beta_t \cdot (T_f - T_w)}{\nu^2}; \quad (1.11)$$

где ϑ – средняя скорость потока, ν – кинематическая вязкость нефти, λ_n – коэффициент теплопроводности нефти, β_t – коэффициент температурного расширения нефти, a – коэффициент теплопроводности.

В работах [37,38] предложены новые критериальные уравнения для определения числа Нуссельта.

Для трубопроводов без специальной тепловой изоляции при $0,5 < \alpha_2 < 10$ при турбулентном режиме ($Re_f > 10000$)::

$$Nu_f = 0,0176 \cdot (Re_f)^{0,816} \cdot (Pr_f)^{0,449} \cdot (Pr_{cp})^{-0,01} \cdot (\Theta_{внеш})^{-0,0178}; \quad (1.12)$$

при ламинарном режиме ($Re_f < 2000$):

при $0,5 < \alpha_2 < 5$,

$$Nu_f = 0,1876 \cdot (Re_f)^{0,305} \cdot (Pr_f)^{0,42} \cdot (Gr_{окр})^{0,0916} \cdot (Pr_{cp})^{-0,024} \cdot (\Theta_{внеш})^{-0,076}; \quad (1.13)$$

при $5 < \alpha_2 < 10$

						Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			18

$$Nu_f = 0,1657 \cdot (Re_f)^{0,316} \cdot (Pr_f)^{0,476} \cdot (Gr_{окр})^{0,0949} \cdot (Pr_{ср})^{-0,067} \cdot (\Theta_{внеш})^{-0,044}. \quad (1.14)$$

Для теплоизолированных трубопроводов при $5 < \alpha_2 < 10$ при турбулентном режиме:

$$Nu_f = 0,021 \cdot (Re_f)^{0,8} \cdot (Pr_f)^{0,43}; \quad (1.15)$$

при ламинарном режиме ($Re_f < 2000$):

$$Nu_f = 0,18 \cdot (Re_f)^{0,305} \cdot (Pr_f)^{0,42} \cdot (Gr_{окр})^{0,0931} \cdot (Pr_{ср})^{-0,0218} \cdot (\Theta_{внеш})^{-0,071}; \quad (1.16)$$

где $\Theta_{внеш}$ – безразмерный параметр, характеризующий внешнюю теплоотдачу от трубопровода,

$$Gr_{окр} = \frac{D^3 \cdot g \cdot \beta_t \cdot (T_f - T_0)}{\nu^2}; \quad (1.17)$$

$$\Theta_{внеш} = \frac{d}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{i+1} + \frac{1}{\alpha_2}}{D_i} \right) \cdot \lambda_n}. \quad (1.18)$$

Отложения парафино-смолистых веществ на внутренней поверхности трубы изменяют ее температурный режим. Расчет изменения температуры по длине трубопровода без учета теплоты кристаллизации парафина дает погрешность более 20% для высокопарафинистых нефтей. Поэтому многие авторы пытаются учесть эту теплоту в расчетных формулах. Впервые такую попытку сделал В.И. Черников. От начальной температуры подогрева до температуры начала кристаллизации нефть охлаждается по закону Шухова (1.2). При дальнейшем понижении температуры охлаждение несколько замедлится, так как потери тепла будут частично компенсироваться выделяющейся теплотой кристаллизации парафина. [30] Помимо теплоты кристаллизации парафина необходимо учитывать теплоизолирующую способность отложений парафина. Тепловой эффект с учетом двух вышеназванных факторов получается весьма существенным.

Внешний коэффициент теплоотдачи α_2 зависит от способа прокладки трубопровода и определяется по различным формулам. Для подземных и

подводных трубопроводов α_2 рассчитывается по критериальным формулам вынужденной и свободной конвекции.

Для подземных трубопроводов при стационарном режиме коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубопровода в грунт с учетом сопротивления переходу тепла на границе «грунт-воздух» определяется по следующей формуле:

$$\alpha_2 = \frac{4\lambda_{гр}}{D_H \left[\ln \left(16 \frac{H^2}{D_H^2} + 1 \right) + \frac{32H \cdot \lambda_{гр}}{\alpha_0 \left(16 \frac{H^2}{D_H^2} + 1 \right)} \right]}, \quad (1.19)$$

где H – глубина заложения до оси трубопровода; $\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта; $\alpha_0 = (13 \div 18) \text{ Вт}/(\text{м}^2/\text{К})$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух.

На основании многочисленных исследований установлено, что основными параметрами, влияющими на теплофизические характеристики грунтов, являются влажность, плотность и температура. Влияние скелета грунта практически мало сказывается на численных величинах $\lambda_{гр}$. В литературе имеется значительное число формул, для которых исходными параметрами являются пористость, порозность, коэффициент теплопроводности при фиксированных условиях и др. Такой подход является весьма сложным из-за отсутствия достоверных данных в соответствующей литературе. [30] Достаточно подробный анализ работ по выбору расчетных значений $\lambda_{гр}$ дан в [35,38] Миграция влаги вокруг горячего трубопровода приводит к заметному изменению теплофизических свойств грунта. Изменение коэффициента теплопроводности вокруг горячего трубопровода в течение года весьма сложно и существенно связано с внешними осадками. Так, осенью и весной влажность грунта в естественном состоянии возрастает, что приводит к увеличению влажности грунта и вокруг трубопровода. Зимой при наличии над трубопроводом снежного покрова он тает и влага проникает в грунт. В результате его теплопроводность резко возрастает, и потери тепла будут очень велики. [30]

						Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			20

Сложность теплового расчета магистрального « горячего» трубопровода вызвана еще и тем, что грунты по длине трубопровода неоднородны и имеют различные значения $\lambda_{гр}$. В этом случае тепловой расчет трубопровода можно вести по участкам, имеющим одинаковые значения, а всю длину трассы можно рассчитать по среднему значению.[27]

ВНИИСПТнефть для глинистых суглинков и песков в интервале температур 300-330 К. рекомендованы следующие зависимости для определения расчетных значений коэффициента теплопроводности грунта в зависимости от сезона года:

1) для весны, лета и осени

$$\lambda_{гр} = 0,4256 + 0,0056T_{ст}; \quad (1.20)$$

2) для зимы, лета и осени

$$\lambda_{гр} = 1,383 + 0,0069T_{ст}. \quad (1.21)$$

где $T_{ст}$ – температура стенки трубы.

Для сухих песчаных грунтов полученные результаты следует увеличивать в 1,5 раза.

Тепловой расчет трубопровода должен проводиться в расчете на самые неблагоприятные условия, т.е. на минимальную температуру на глубине заложения трубопровода. В работе [40] дана методика определения $\lambda_{гр}$ с учетом сезонного изменения влажности грунта. В [41,42] сезонное изменение параметров и эффект подсушки в тепловых расчетах учитываются без непосредственного определения $\lambda_{гр}$. Если в естественном состоянии и вокруг обычных трубопроводов в течение года имеется два характерных максимума влажности, соответствующих весеннему и осеннему паводкам, то вокруг «горячего» трубопровода максимум влажности приходится на зимний период. Минимальное значение влажности наблюдается во всех случаях в летний период (июль-сентябрь). Эпизодические дожди в летний период практически не изменяют средней влажности грунта на глубине более 0,4 м. Как указывается [43], количественную оценку влияния дождя на теплофизические свойства грунта сделать практически невозможно, так как это влияние зависит от

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

количества выпавшей влаги, фильтрационных свойств грунта, рельефа местности. По этой причине влияние отдельных дождей на свойства грунта можно не учитывать. Однако значительное число дождей будет существенно изменять теплотери горячего трубопровода. Учитывая большую важность определения эффективного значения коэффициента теплопроводности грунтов $\lambda_{гр}$, авторы работы [44] провели исследования по миграции влаги в различных типах грунтов. На основании экспериментов ими было показано, что существует два различных механизма влагопереноса: капиллярный и пленочный, которые определяются различными величинами градиентов температуры.

Для мерзлого грунта экспериментально установлено, что его теплопроводность превышает аналогичный показатель для талого грунта в 1,1-1,3 раза.[30]

При наличии на поверхности грунта снежного покрова или какого-либо теплозащитного экрана необходимо учитывать их утепляющее действие. В этом случае как бы увеличивается заглубление трубы на величину H_1 , которую в соответствии с рекомендацией Гребера определяют по соотношению

$$H_1 = H_d \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_d}, \quad (1.22)$$

где H_d – толщина утепляющего слоя; λ_d – коэффициент теплопроводности утепляющего слоя.

Формула Форхгеймера – Власова дает хорошие результаты для трубопроводов малых диаметров, зарытых на большую глубину, в 2-3 раза превосходящую диаметр трубопровода [35]:

$$\alpha_2 = \frac{\lambda_{гр}}{R_0 \cdot \ln \left(\frac{h_0}{R_0} + \sqrt{\left(\frac{h_0}{R_0} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (1.23)$$

где $\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта; h_0 – глубина заложения трубопровода до его оси, R_0 – радиус трубопровода.

Широкое распространение получила также формула Аронса-Кутателадзе[45]

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{гр}}{D_{внеш} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot H_{п}}{D_{внеш}} + \frac{1}{Nu_0}\right)}, \quad (1.24)$$

где $H_{п}$ – приведенная глубина заложения трубопровода: $H_{п} = h_0 + H_{сн} \cdot \frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{сн}}$,
 $H_{сн}$ – высота снежного покрова, $\lambda_{сн}$ – коэффициент теплопроводности снега,
 Nu_0 – число Нуссельта при теплоотдаче в воздух: $Nu_0 = \frac{\alpha_0 \cdot h_0}{\lambda_{гр}}$, α_0 –
коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух.

Теплопроводность нефти обычно изменяется в пределах от 0,1 до 0,16 Вт/(м·К), поэтому в расчетах ее можно принимать постоянной и равной 0,13 Вт/(м·К). Для более точных расчетов для нефтей и нефтепродуктов теплопроводность λ рекомендуется определять по формуле Крeго –Смита, справедливой в интервале температур 273-475К:

$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_0} (1 - 0,00047T) \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}, \quad (1.25)$$

где ρ_0 – плотность нефти при 293 К

Теплопроводность капельных жидкостей с повышением температуры падает.[13]

Удельная теплоемкость нефтей при расчетах магистральных трубопроводов берется при постоянном давлении (c_p). Она изменяется в пределах от 1,16 до 2,5 кДж/ (кг·К). Для расчетов часто выбирают ее среднее значение, равное примерно 2 кДж/ (кг·К). Если необходимо знать более точно значение c_p для нефтей при различных температурах, то пользуются формулой Крeго, справедливой в интервале температур 273-675 К:

$$c_p = \frac{1}{\sqrt{\rho_0}} (53357 + 107,2 \cdot T) \cdot 10^{-3} \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}, \quad (1.26)$$

где ρ_0 – плотность нефти при 293 К.[13]

Для нефти и нефтепродуктов при давлениях, с которыми имеют дело в трубопроводном транспорте, плотность от давления не зависит, а зависимость плотности от температуры определяется формулой Д.И. Менделеева:

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p(T - 293)}, \quad (1.27)$$

где β_p – коэффициент объемного расширения;

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

ρ_{293} – плотность нефти при температуре 293 К.

Необходимо отметить, что уравнение Д.И. Менделеева справедливо для интервала температур от 0 °С до 150 °С и погрешность составляет 5-8 %.

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (1.28)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}. \quad (1.29)$$

Для инженерных расчетов чаще всего используют значения кинематической вязкости. Предпочтительно использование экспериментальных данных о зависимости вязкости от температуры, но множество источников [13,46,47] в случае недостатка эмпирических данных допускают использование зависимостей Вальтера, Паченкова-Андрате, Филонова-Рейнольдса, Фогеля-Фульчера-Таммана, Фролова.

Наиболее часто в литературе встречается зависимость Филонова-Рейнольдса для вязкости [13]:

$$v_T = v_* \exp[-a(T - T_*)], \quad (1.30)$$

где a – коэффициент крутизны вискограммы, определяющийся как

$$a = \frac{\ln \frac{v_{T1}}{v_{T2}}}{T_2 - T_1}, \quad (1.31)$$

Потери напора для изотермического трубопровода определяются по формуле Лейбензона [13]:

$$h = \beta \frac{Q^{2-m} v_{cp}^m L}{d^{5-m}}, \quad (1.32)$$

В работе [38] указаны условия, при которых формулу Лейбензона можно использовать для неизотермического трубопровода.

С позиции экономической целесообразности впервые задача поиска оптимальной температуры для транспорта нефти была решена В.С. Яблонским и сформулирована как: общие затраты на подогрев и перекачку в начале участка должна быть равна общим затратам в конце участка [13]:

$$S_{нач} = S_{кон}; \quad (1.33)$$

или, другими словами, минимум общих эксплуатационных затрат на перекачку и подогрев:

$$S = \frac{\rho \cdot g \cdot \sigma_m \cdot Q \cdot H}{\eta_m} + \frac{\sigma_t \cdot C_v \cdot \Delta T \cdot Q \cdot \rho}{\eta_t} \rightarrow \min; \quad (1.34)$$

где σ_m – стоимость единицы электрической энергии, руб/(Вт*с);
 σ_t – стоимость единицы тепловой энергии энергии, руб/Дж;
 η_m, η_t – КПД, соответственно, насосного оборудования и теплового;
 ρ – плотность транспортируемой среды кг/м³;
 Q – расход транспортируемой среды при оптимальном режиме работы насосного оборудования, м³/с;
 H – потери напора на рассматриваемом участке при оптимальном режиме работы насосного оборудования, м;
 C_v – теплоемкость транспортируемой среды, Дж / (кг · К);
 ΔT – разница температур в начале и в конце рассматриваемого участка, К.

Впоследствии этот критерий стали называть обобщенным принципом В.С. Яблонского. Основной недостаток этого принципа в том, что расход принимается постоянным $Q = \text{const}$. [48] На данный момент большинство НПС оборудованы центробежными насосами, которые имеют выраженную гидравлическую связь с нефтепроводом. Поэтому допущение о постоянстве расхода является необоснованным.

Другим критерием для выбора оптимальной температуры перекачки может быть условие максимума выгоды от перекачки:

$$B = \sigma_{\text{тариф}} \cdot L \cdot Q \cdot \rho - S \rightarrow \max, \quad (1.35)$$

где $\sigma_{\text{тариф}}$ – удельный тариф за перекачку нефти, руб./кг·м;

L – длина участка трассы, для которого производится расчет, м.

Температура подогрева нефти определяется не только экономическими критериями, но и технологическими ограничениями. Граничные пределы подогрева нефти определяют от температуры начала кипения (разгонки нефти) на 5-10 °С ниже и температуры застывания нефти на 2-5 °С выше. [46]

Обширный накопленный опыт проектирования и эксплуатации трубопроводов демонстрирует, что система транспорта нефти с предварительным подогревом является сложной для описания и содержит

много параметров учесть изменение которых, не представляется возможным. Поэтому открытым остается вопрос о степени влияния отдельных параметров системы на ее работу.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Букреевой Александре Геннадьевне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на приобретение и установку пункта подогрева нефти, ставка тарифа на транспорт нефти.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Постановление Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 года № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ; E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, E = 0,12; α_1 – нормативное значение годовых отчислений на амортизацию ППН, $\alpha_1 = 0,085$.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет увеличения прибыли при транспорте нефти с подогревом за счет увеличения пропускной способности МН.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- расчет затрат на транспорт нефти с предварительным подогревом; - расчет снижения энергопотребления; - расчет экономического эффекта от применения технологии транспорта с подогревом.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет эффективности применения технологии предварительного подогрева нефти

Перечень графического материала:

Таблица – Исходные данные; Расчетные формулы.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2016г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И.В.	к.э.н, доцент		16.03.2016г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Букреева А.Г.		16.03.2016г

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

По "горячим" трубопроводам перекачиваются высоковязкие и высокозастывающие нефти при высоких температурах. Это особые трубопроводы. от температуры зависит вязкость перекачиваемой нефти, гидравлическое сопротивление трубопровода, подача Q и давление P центробежных насосов (ЦБН). Следовательно, себестоимость и выгода от перекачки также зависит от температурного режима трубопровода.

Применение технологии предварительного подогрева нефти позволяет увеличить пропускную способность трубопровода, что позволяет получать больше выручки от транспорта дополнительных объемов нефти. Также подогрев нефти позволяет снизить потребление электроэнергии. Снижение потребления электроэнергии уменьшает вредное воздействие на окружающую среду. В случае, если источником электроэнергии является атомная электростанция, проблема заключается в тех радиоактивных отходах, которые еще не научились перерабатывать так, чтобы сделать их абсолютно безопасными для окружающей среды. Даже гидроэлектростанции, которые получают электричество за счет энергии падающей воды, вредят экологии: их строительство приводит к затоплению ценных сельскохозяйственных земель, разрушению существующих экосистем, изменению климата.

В данной части работы будет рассчитан экономический эффект от применения технологии предварительного подогрева нефти, также будет рассчитано уменьшение количества потребляемой электроэнергии.

					Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Букреева А.Г.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						46	82
Консульт.	Шарф И.В.					НИ ТПУ гр.2БМ4А		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							

4.1 Исходные данные для расчета экономического эффекта от перекачки нефти с подогревом

Тариф на перекачку принят 31,6171 руб/(100 км*т) согласно Приказу Федеральной антимонопольной службы от 22 октября 2015 г. № 991/15 «Об установлении тарифов на услуги _____ по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов».[50]

Капитальные затраты на приобретение тепловой печи составят 550 млн. рублей. Стоимость капитальных вложений на установку ППН была принята по плану закупок _____ на 2015г.[51]

Данные по расходу и потерям напора приняты с условием, что транспорт ведется в одном оптимальном для насосных установок режиме. Все исходные данные приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Исходные данные

Показатель			Значение
Тариф на перекачку	$\sigma_{\text{тариф}}$	руб/(100 км*т)	31,6171
Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений	E	–	0,12
Нормативное значение годовых отчислений на амортизацию	α_I	–	0,085
Стоимость единицы электрической энергии	σ_M	руб/(кВт*ч)	4
Стоимость единицы тепловой энергии	σ_T	руб/Дж	$15 \cdot 10^{-8}$
КПД насоса	η_M	–	0,8
КПД теплового агрегата	η_T	–	0,7
Время работы в год	τ_M, τ_T	ч	8544
Капитальные затраты на ППН	$Z_{ППН}$	млн. руб.	550
Разница температур в начале и в конце участка	ΔT	К	9

Для транспорта без подогрева			
Расход транспортируемой среды при оптимальном режиме работы насосов	Q	$\text{м}^3/\text{с}$	0,64
Потери напора на рассматриваемом участке при оптимальном режиме работы насосов	H	м	477
Для транспорта с подогревом			
Расход транспортируемой среды при оптимальном режиме работы насосов	Q	$\text{м}^3/\text{с}$	0,79
Потери напора на рассматриваемом участке при оптимальном режиме работы насосов	H	м	426
Длина участка нефтепровода	L	м	74200

Время работы принято 356 рабочих дней, согласно [52].

4.2 Расчет экономической эффективности применения предварительного подогрева нефти при трубопроводном транспорте

Применение технологии перекачки нефти с предварительным подогревом на конкретном трубопроводе должно быть технико-экономически обосновано для конкретной транспортируемой среды, должны быть проведены расчеты учитывающее переключение технологических режимов перекачки.

Экономический эффект — разность между результатами деятельности хозяйствующего субъекта и произведенными для их получения затратами на изменения условий деятельности. Экономический эффект от подогрева нефти будет определяться увеличением массы перекаченной нефти за счет

изменения режима работы насосного оборудования при изменении вязкости среды.

4.2.1 Себестоимость перекачки S.

За себестоимость перекачки примем эксплуатационные затраты. Затраты на перекачку нефти с предварительным подогревом складываются из затрат механической энергии на перекачку и затрат тепловой энергии на подогрев среды. Общие затраты находятся по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot g \cdot \sigma_m \cdot Q \cdot H}{\eta_m} + \frac{\sigma_t \cdot C_v \cdot \Delta T \cdot Q \cdot \rho}{\eta_t}; \quad (4.1)$$

где σ_m – стоимость единицы электрической энергии, руб/(Вт*с);

σ_t – стоимость единицы тепловой энергии энергии, руб/Дж;

η_m, η_t – кпд, соответственно, насосного оборудования и теплового;

ρ – плотность транспортируемой среды кг/м³;

Q – расход транспортируемой среды при оптимальном режиме работы насосного оборудования, м³/с ;

H – потери напора на рассматриваемом участке при оптимальном режиме работы насосного оборудования, м ;

Рассчитываем эксплуатационные затраты для транспорта с подогревом по формуле (4.1):

$$S_{\text{под}} = \frac{863 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 0,79 \cdot 426}{0,8 \cdot 10^3} + \frac{15 \cdot 10^{-8} \cdot 2100 \cdot 9 \cdot 0,266 \cdot 863 \cdot 3600}{0,7} = 6,2837 \text{ млн. руб./с ;}$$

для перекачки при температуре окружающей среды затраты состоят только из затрат механической энергии:

$$S = \frac{\rho \cdot g \cdot \sigma_m \cdot Q \cdot H}{\eta_m}; \quad (4.2)$$

C_v – теплоемкость транспортируемой среды, Дж / (кг · К);

ΔT –разница температур в начале и в конце рассматриваемого участка, К.

Рассчитываем эксплуатационные затраты для транспорта без подогрева по формуле (4.2):

$$S_1 = \frac{881,9 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 0,64 \cdot 477}{0,8 \cdot 10^3} = 3,9034 \text{ млн. руб./с .}$$

4.2.2 *Экономический эффект* $\Delta Z_{гор}$, руб./год, будет определяться как дополнительная тарифная выручка за перекачку дополнительной массы нефти за вычетом дополнительных затрат:

$$\Delta Z_{гор} = \Delta B - \Delta Z = V_{с под.} - V_{без под.} - \Delta Z, \quad (4.3)$$

где ΔB – дополнительная тарифная выручка, руб.

Рассчитаем экономический эффект применения ППН по формуле (4.3):

$$\Delta Z_{гор} = 70112 - 67552 - 112,75 = 2447,25 \text{ млн. руб./год.}$$

Выгода от транспорта при установившемся расходе находится как выручка за вычетом эксплуатационных затрат:

$$B = \sigma_{тариф} \cdot L \cdot Q \cdot \rho - S \quad (4.4)$$

$\sigma_{тариф}$ – удельный тариф за перекачку нефти, руб./кг·м;

L – длина участка трассы, для которого производится расчет, м.

Рассчитаем выгоду от транспорта с подогревом при установившемся расходе по формуле (4.4):

$$B = \frac{31,6171}{10^8} \cdot 74200 \cdot 0,79 \cdot 863 - 6,2837 = 8,2060 \text{ (млн. руб.)} / c \cdot 8544 c \\ = 70112 \text{ млн. руб.};$$

4.1.3 Дополнительные затраты будут определяться по формуле:

$$\Delta Z = \alpha_1 \cdot Z_{ППН} + E \cdot Z_{ППН}, \quad (4.5)$$

где $Z_{ППН}$ – капитальные затраты на ППН, руб.;

α_1 – нормативное значение годовых отчислений на амортизацию ППН ($\alpha_1 = 0,085$);

E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, для нефтегазовой промышленности $E = 0,12$.

Рассчитаем дополнительные затраты по формуле (4.5):

$$\Delta Z = 0,085 \cdot 550 \text{ млн. руб.} + 0,12 \cdot 550 \text{ млн. руб.} = 112,75 \text{ млн. руб.},$$

Зарплата обслуживающего персонала, затраты на обслуживание, мониторинг трасс и другие затраты не зависят от объема перекачки.

При применении технологии транспорта нефти в указанных условиях экономический эффект может достигать 2447,25 млн. руб./год при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования.

4.3 Расчет снижения потребления электроэнергии

Применение технологии перекачки нефти с подогревом позволяет снизить количество потребляемой электроэнергии.

Рассчитываем потребление электроэнергии при транспорте без подогрева:

$$E = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_m}; \quad (4.6)$$

$$E_{\text{без под.}} = \frac{881,9 \cdot 9,81 \cdot 0,64 \cdot 477}{0,8} = 3301 \text{ кВт/с};$$

Рассчитываем потребление электроэнергии при транспорте с подогревом:

$$E_{\text{под}} = \frac{863 \cdot 9,81 \cdot 0,79 \cdot 426}{0,8} = 2849 \text{ кВт/с};$$

Уменьшение потребления электроэнергии составило:

$$\Delta E = 3301 - 2849 = 452 \text{ кВт/с, или}$$

$$\Delta E = 452 \text{ кВт/с} \cdot 8544 \text{ с} = 3861888 \text{ кВт/год.}$$

Вывод: При применении технологии транспорта нефти в указанных условиях экономический эффект достигает 2447,25 (млн.руб.) / год, т.е. увеличивается на 3%, при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования, а эффект экономии электроэнергии может достигать 3861 МВт в год. Так как расход магистрального трубопровода зависит еще и от количества нефти сдаваемой нефтедобывающими компаниями, отклонения параметров режима работы от приведенных для расчета неизбежны. Поэтому

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

указанные значения являются оптимистичной оценкой. Дальнейшее уточнение должно проводиться с использованием плановых объемов перекачки.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ
НЕФТИ С ПОВЫШЕННОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Букреевой Александре Геннадьевне

Институт		Кафедра	
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной температурой»:

1. Описание рабочего места / рабочей зоны.	Места проведения работ – Север Томской области, территория НПС (открытая местность) и рабочий кабинет оснащенный ПК площадью 36 м ² . На НПС ведутся работы по обслуживанию ППН: снятие показаний контрольно-измерительных приборов, визуальный контроль оборудования, переключение запорной арматуры в соответствии с технологическими режимами. Работы в помещении: проведение теплогидравлических расчетов, анализ НТД и методических пособий. Работы ведутся в теплое и холодное время года.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	СанПиН 2.2.4.548-96, СНиП 23-05-95, СанПиН 2.2.1.2.1.1278-03, ГОСТ 12.1.019-2009, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.101-76, РД 153-39ТН-008-96.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности.	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, вредные вещества и нормы загазованности. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу, методы их предотвращения. Повреждения в результате контакта с насекомыми. Отклонение показателей микроклимата в помещении. Недостаточная освещенность рабочей зоны, расчет и расстановка осветительных приборов. Монотонный режим работы и эмоциональный стресс
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	Поражения электрическим током; Повышенная температура поверхностей оборудования; Пожаро-взрывоопасность.
3. Охрана окружающей среды	Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы), Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы), Анализ воздействия объекта на литосферы (отходы).
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Перечень возможных ЧС; Мероприятия для снижения риска возникновения ЧС.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Продолжительность рабочего дня перед праздниками; Продолжительность смены в ночное время;

Перечень графического материала:

При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию	Схема размещения светильников в рабочем помещении
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2016г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крепша Н.В.	к.г.-м.н, доцент		16.03.2016г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Букреева А.Г.		16.03.2016г

5 Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной температурой в условиях Севера

Любая организация несет ответственность перед людьми за свою деятельность, т.к. любая деятельность оказывает влияние на окружающую среду и на самих людей. Эта ответственность проявляется не только в исполнении законов и организации деятельности для получения экономической выгоды, но и в ответственном поведении без получения экономической выгоды. Такое отношение к своему положению в обществе демонстрирует более высокий уровень осознания роли организаций в жизни людей. Такое отношение называют социальной ответственностью организации.[53]

В настоящей работе, проводится рассмотрение базовых тепловых параметров трубопровода проложенного подземно и методов изменения тепловых параметров работы системы трубопроводного транспорта, а также определение областей применения и эффективности различных материалов теплоизоляции трубопровода. Регулирование термодинамических характеристик перекачки нефти, дает возможности для более эффективного транспорта нефти, в том числе и высоковязкой нефти, которая является перспективным ресурсом на фоне постепенного истощения запасов легкой нефти.

Места проведения работ – Север Томской области, территория НПС (открытая местность) и рабочий кабинет оснащенный ПК площадью 36 м². На НПС ведутся работы по обслуживанию ППН: снятие показаний контрольно-измерительных приборов, визуальный контроль оборудования, переключение запорной арматуры в соответствии с технологическими режимами. Работы в помещении: проведение теплогидравлических расчетов, анализ НТД и методических пособий.

					<i>Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Букреева А.Г.</i>				<i>Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной температурой в условиях Севера</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>						74	82
<i>Консульт.</i>	<i>Крепша Н.В.</i>					НИ ТПУ гр.2БМ4А		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>							

Все указанные работы ведутся в теплое и холодное время года.

5.1 Профессиональная социальная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [54]. Основные виды ОВПФ, в зависимости от их источников и уровня воздействия на рабочих местах указаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проектировании и эксплуатации ППН

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.в 0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Полевые работы 1) Снятие показаний контрольно-измерительных приборов; 2) Визуальный контроль оборудования; 3) Переключение запорной арматуры.	1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; 3 Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1 Электрический ток; 2 Повышенная температура поверхностей оборудования; 3 Пожаро-взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.019-2009 [53] ГОСТ 12.1.005-88 [54] ГОСТ 12.1.101-76 [64]
2. Камеральные работы 1) Анализ НТД и методических пособий; 2) Теплогидравлический расчет участка МН; 3) Экономический анализ решений.	1 Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2 Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3 Монотонный режим работы и эмоциональный стресс.	1 Электрический ток; 2 Пожаро-взрывоопасность.	СанПиН 2.2.4.548-96 [55] СНиП 23-05-95 [56] СанПиН 2.2.1/2.1.1.127 8-03 [59]

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

Полевые работы

1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климатические параметры Севера Томской области – средняя температура июля 17,9 °С и средняя температура января – 21,7 °С . Абсолютная минимальная температура воздуха — –54 градуса, абсолютная максимальная температура — +36 градусов. Для летнего периода усредненная скорость ветра 4 м/с, давление – 751 миллиметров ртутного столба, средняя влажность 74%. Для зимнего периода усредненная скорость ветра 2 м/с, давление – 765 миллиметров ртутного столба, средняя влажность 79%.

Рассматриваемые территории относятся к IV и особому климатическим поясам. Согласно [55] работающие при низких температурах в соответствии с климатическими поясами должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами:

- куртка на утепленной подкладке, брюки на утепленной подкладке (со сроком носки 1,5года), сапоги утепленные (со сроком носки 2 года).
- в особом климатическом поясе дополнительно к теплой специальной одежде (куртка на утепленной подкладке, брюки на утепленной подкладке) выдаются: один полушубок - на 4 года; шапка-ушанка - на 3 года; меховые рукавицы - на 2 года.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, приведенных в таблице 5.2.

Защита от насекомых является актуальным вопросом для предприятий, чьи работники осуществляют деятельность в лесных зонах и приграничных территориях. Укусы насекомых не безобидны: они могут спровоцировать даже у здорового человека аллергическую реакцию (зуд, боль, дерматит, отеки и повышение температуры). Возможны и более серьезные последствия:

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

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

Таблица 5.2 – Погодные условия прекращения работ [56]

Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области (II и III климатический пояс) (Постановление от 16.12.2012 г. № 370)	
Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	– 15
15,1–20,0	– 5
Более 20,0	0

Наибольшую опасность представляют клещи - переносчики клещевого энцефалита. Заражение вирусом энцефалита может привести к расстройству памяти и интеллекта, параличу и даже летальному исходу. За сезон в медицинские учреждения за помощью по поводу присасывания клещей обращается более 30 тыс. человек.

Работникам, выполняющим работу в районах, где в весенне-летний период наблюдается массовый лет кровососущих насекомых или где имеется опасность заражения клещевым энцефалитом, дополнительно к специальной одежде, специальной обуви, предусмотренным [57], выдаются:

- костюм для защиты от кровососущих насекомых или комплект защитной трикотажной одежды (рубашка верхняя из тонкого защитного полотна, рубашка нижняя из толстого защитного полотна, головная накидка со специальной пропиткой) (1 со сроком носки - 2 года), накомарник (1 со сроком носки - 1 год);
- костюм противэнцефалитный (1 со сроком носки - 3 года), если такая выдача не предусмотрена настоящими Нормами;

- набор репеллентов: аэрозоль для защиты от гнуса и мошки или крем в тубе для защиты от гнуса и мошки (не менее 4 баллончиков или штук), аэрозоль для защиты от клещей (не менее 1 баллончика), средство после укусов - бальзам (не менее 1 тубы) - на период массового лета кровососущих насекомых.

2 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

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

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

Согласно [58] воздушные смеси и газы, проявления которых возможны в рабочей зоне оборудования, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 5.3).

Таблица 5.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ [58]

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

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Бензин, углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [58]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
3. Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

Камеральные работы

1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт).

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

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

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

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

Таблица 5.4 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений при проектировании ППН [59]

Сезон года	Категория тяжести и работ	Температура, С ⁰		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактич.	Оптимальные	Фактич.	Оптимальные	Фактич.	Оптимальные
1	2	3	4	5	6	7	8
Холодный	Ia	23	22-24	55	60-40	0,1	0,1
	IIб	17	17-19	55	60-40	0,2	0,2
Теплый	Ia	25	23-25	55	60-40	0,1	0,1
	IIб	19	19-21	55	60-40	0,2	0,2

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

2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

В процессе планировки освещения должны быть решены следующие вопросы:

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

Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СНиП 23-05-95 [60]. Выбор освещённости осуществляется в зависимости от размера объёма различения (толщина линии, риски, высота буквы), контраста объекта с фоном, характеристики фона.

Таблица 5.5 – Нормы освещённости производственных помещений при искусственном освещении рабочего места при проектировании трубопроводов[60]

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

Расчет освещенности произведен по методике изложенной в [61]. Для рассчитываемого помещения определена необходимая освещенность в 300 лк. Размеры помещения : длина А= 6 м, ширина В=6 м, высота – 3,6 м. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,8$ м.

Коэффициент отражения для свежепобеленных стен в помещении с окнами без штор $\rho_c = 50 \%$, потолка $\rho_n = 50\%$. Коэффициент запаса для помещений с малым выделением пыли $K_z = 1,5$, коэффициент неравномерности для люминесцентных ламп $Z=1,1$.

Для помещения выбрана система общего равномерного освещения. В качестве источников света приняты газоразрядные люминесцентные лампы типа ЛБ (белой цветности), как энергетически более экономичные и обладающие большим сроком службы.

Выбираем открытые двухламповые светильники типа ОД для нормальных помещений с хорошим отражением потолка и стен, допускаются при умеренной влажности и запылённости. Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина $\lambda = L/h$, уменьшение которой удорожает устройство и обслуживание освещения, а чрезмерное увеличение ведёт к резкой неравномерности освещённости. Для светильников ОД $\lambda = 1,4$.

Размещение светильников в помещении определяется следующими параметрами, м:

H – высота помещения;

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

$h_{рп}$ – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_{рп}$ – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью;

L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

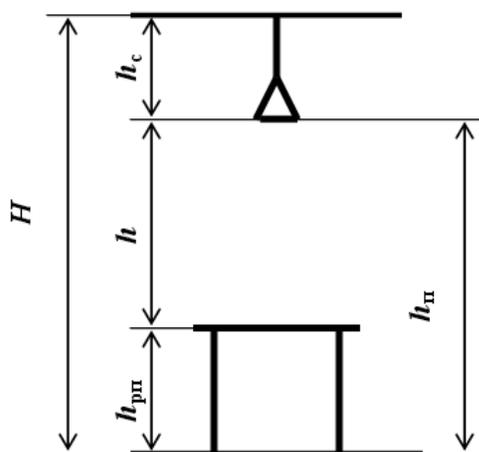


Рисунок 5.1 – Основные расчетные параметры

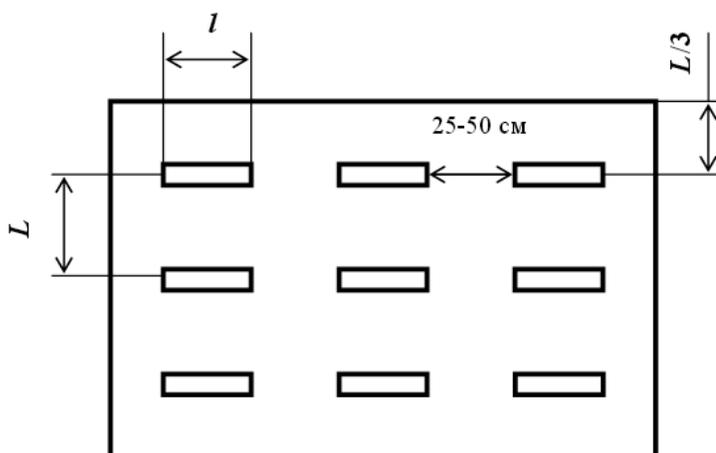


Рисунок 5.2 – Схема размещения светильников в помещении для люминесцентных ламп

Приняв $h_c = 0,3$ м, получаем:

$$h = 3,6 - 0,3 - 0,8 = 2,5 \text{ м.} \quad (5.1)$$

Расстояние между светильниками L определяется как:

$$L = \lambda \cdot h, \quad (5.2)$$

$$L = 1,4 \cdot 2,5 = 3,5 \text{ м.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3 = 1,17$ м.

Размещаем сдвоенные светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 6 светильников типа ОД мощностью 65 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 27 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (рисунок 5.3).

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 24$.

Находим индекс помещения по формуле:

$$i = S / h(A+B), \quad (5.3)$$

где S – площадь освещаемого помещения, m^2 ;

$$i = 6 \cdot 6 / (2,5 (6 + 6)) = 1,2$$

По табл.11 [61] определяем коэффициент использования светового потока: $\eta = 0,40$. Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n .

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (5.4)$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95[8], лк;

S – площадь освещаемого помещения, m^2 ;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли;

Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{ср} / E_{min}$. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1;

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

N – число ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi = \frac{300 \cdot 36 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{24 \cdot 0,4} = 1857 \text{ Лм};$$

Рассчитав световой поток Φ , выбираем люминесцентную лампу ЛБ 30 Вт.

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 30 \text{ Вт} \cdot 24 = 720 \text{ Вт}. \quad (5.5)$$

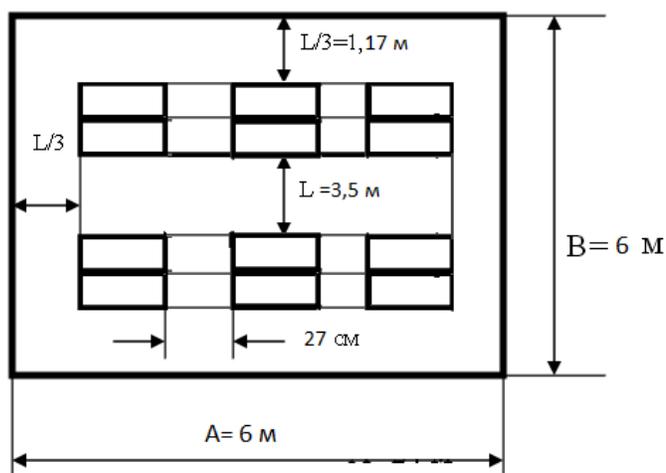


Рисунок 5.3 – Схема размещения светильников в помещении

3 Монотонный режим работы и эмоциональный стресс

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

Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него. При возникновении у работающих с ПЭВМ зрительного дискомфорта и других неблагоприятных субъективных ощущений, несмотря на соблюдение санитарно-гигиенических и эргономических требований, рекомендуется применять индивидуальный подход с ограничением времени работы с ПЭВМ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 5.6 – Суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с ПЭВМ

Категория работы с ПЭВМ	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работ с ПЭВМ			Суммарное время регламентированных перерывов, мин	
	группа А, количество знаков	группа Б, количество знаков	группа В, ч	при 8-часовой смене	при 12-часовой смене
I	до 20 000	до 15 000	до 2	50	80
II	до 40 000	до 30 000	до 4	70	110
III	до 60 000	до 40 000	до 6	90	140

В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т.п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10 - 15 мин через каждые 45 - 60 мин работы.

Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора, устранения влияния гиподинамии и гипокинезии, предотвращения развития позотонического утомления целесообразно выполнять комплексы упражнений.

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению

Полевые работы

1 Электрический ток

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

Опасными воздействиями атмосферного электричества являются [62]:

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

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

Поскольку на территории НПС находятся энергоемкие объекты, например, насосное оборудование, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает 10 кВ, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам [63]:

- случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции проводов;
- авария.

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

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Меры защиты [64]:

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

2 Повышенная температура поверхностей оборудования

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

Тепловым излучением называется процесс, при котором теплота излучения распространяется в основном в форме инфракрасного излучения с длиной волны около 10 мм. Источниками тепловых излучений являются все тела, нагретые до температуры выше температуры окружающей среды. В условиях производства источниками тепловых излучений могут быть наружные стенки горячих трубопроводов, технологическое оборудование, провода и кабели электросетей, электрические машины и аппараты и др. Также контакт с нагретыми поверхностями может вызвать ожоги различных тканей организма человека. Изменения, происходящие в клетках при нагревании, определяются соотношением между уровнем повышения температуры и продолжительностью гипертермии. Так, гибель эпидермальных клеток кожи наступает при нагревании до 44°C в течении не менее 6ч. Повышение температуры на 1°C сокращает этот срок вдвое, а при температуре 51°C и выше скорость развития необратимых изменений ещё более возрастает. При нагревании до температуры 70°C гибель клеток наступает практически мгновенно [65].

Температура нагретых поверхностей производственного оборудования и ограждений на рабочих местах не должна превышать 45 °C [66].

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

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

3 Пожаро-взрывоопасность

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

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

Согласно [67] опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Характеристика взрывоопасных газов [67]

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

Методы снижения пожаровзрывоопасности [67]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).

2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
3. Контроль загазованности газоанализаторами.
4. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории организации на каждые 5000 м² (но не менее одного) должны быть установлены пожарные щиты (пункты) со следующим набором средств пожаротушения: огнетушители пенные - 2, огнетушители порошковые или углекислотные - 1, ящики с песком - 1 (1 м³), асбестовое полотно или войлок - 2, лопаты - 4, топоры - 2, ломы - 1.[68]

5.1 Экологическая безопасность

В таблице 5.8 представлены вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве строительного-монтажных работ проектируемого трубопровода.

Таблица 5.8 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проектировании и эксплуатации ППН

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	В результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, аварий происходят утечки нефти, масла и других загрязняющих веществ. Также причиной этого может быть неправильная утилизация тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел.	<ul style="list-style-type: none"> – вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреактивов, мусора, загрязненной земли – отходы складывают в металлические контейнеры, а затем вывозят на полигоны промышленных отходов; – проводят своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям.

Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
Вода и водные ресурсы	Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, аварии.	<ul style="list-style-type: none"> – своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; – своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; – очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС только соответствующих нормативным требованиям.
Воздушный бассейн	Выбросы токсичных паров нефти	<ul style="list-style-type: none"> – проверка оборудования на прочность и герметичность; – соблюдение правил эксплуатации; – своевременная замена уплотнений запорной арматуры; – оснащение системой контроля загазованности.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС:

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

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

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

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [69] проводятся следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а так же его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Природоохранные мероприятия при ликвидации возможного аварийного разлива нефти и его включают в себя [70]:

1. Разработку и согласование с местными природоохранными органами и другими заинтересованными органами надзора мероприятий по ликвидации последствий аварий.
2. Сокращение объема вытекающей нефти за счет остановки перекачки по поврежденному участку трубопровода.
3. Приобретение установок, материалов, оборудования для сбора загрязняющих веществ с акватории водоемов и для обезвреживания промышленных отходов.
4. Оперативные мероприятия по локализации и сбору нефти с водной поверхности (установка боновых заграждений, обустройство земляных дамб, сбор нефтяной пленки нефтесборщиками).

5. Проведение рекультивации загрязненных и нарушенных земель.

6. Мероприятия по реабилитации акваторий, загрязненных в результате аварийного разлива нефти.

7. Организацию производственного эколого-аналитического контроля за состоянием нарушенных компонентов природной среды в соответствии с «Регламентом о порядке организации эколого-аналитического контроля за состоянием окружающей среды на промышленных объектах ОАО «АК «Транснефть»».

8. Определение размеров компенсационных выплат за ущерб, нанесенный природной среде в результате аварии.

9. Организацию отбора арбитражных проб при разногласиях с контролирующими органами.

Влияние нефти на окружающую среду может быть чрезвычайно разнообразным. Такое разнообразие обусловлено сложностью химического состава загрязнителей, их взаимодействием и концентрациями. Прогноз последствий возможных аварий осложняется чрезвычайно широким спектром реакций растений и животных, обусловленных спецификой животных, кормовыми предпочтениями, дозами и путями попадания загрязнителей в организм.

5.4 Законодательное регулирование проектных решений

В случае причинения вреда жизни или здоровью в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте эксплуатирующая организация опасного производственного объекта, ответственная за причиненный вред, обязаны обеспечить выплату компенсации в счет возмещения причиненного вреда:

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

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

– гражданам, имеющим право в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, причиненного здоровью, - в сумме, определяемой исходя из характера и степени повреждения здоровья по нормативам, устанавливаемым Правительством Российской Федерации. Размер компенсации в этом случае не может превышать два миллиона рублей. [71]

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

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

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

В непрерывно действующих организациях и на отдельных видах работ, где невозможно уменьшение продолжительности смены в предпраздничный день, переработка компенсируется предоставлением работнику дополнительного времени отдыха или, с согласия работника, оплатой по нормам, установленным для сверхурочной работы. [72]

					Социальная ответственность при трубопроводном транспорте нефти с повышенной	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Заключение

В работе было проведено исследование на математических моделях участков нефтепроводов НПС _____-НПС _____ и НПС _____-НПС _____ зависимости расхода нефти и падения температуры по длине участка от условий эксплуатации нефтепровода и термодинамических параметров транспортируемой среды.

Получены значения оптимальной температуры транспорта для рассматриваемых участков магистрального нефтепровода НПС _____-НПС _____ и НПС _____-НПС _____.

При проведении расчета оптимальной температуры транспортируемой среды, в интервале температур, где вискограмма имеет крутой наклон, необходимо обязательно учитывать влияние теплоизоляции, отложений на стенках трубопровода, тела трения, утепляющего действия снега.

Для расчета «горячего» нефтепровода показана необходимость более полного описания вязкостно-температурной характеристики, чем позволяет использование зависимости Филонова-Рейнольдса.

Рассчитан экономический эффект применения технологии транспорта нефти в указанных условиях достигает _____ (млн. руб.) / год, что составляет _____% от общей выручки при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования, а эффект экономии электроэнергии может достигать _____ МВт в год. Так как расход магистрального трубопровода зависит еще и от количества нефти сдаваемой нефтедобывающими компаниями, отклонения параметров режима работы от приведенных для расчета неизбежны. Поэтому указанные значения являются оптимистичной оценкой. Дальнейшее уточнение должно проводиться с использованием плановых объемов перекачки

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера			
Разраб.		Букреева А.Г.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					74	82
Консульт.		Крепша Н.В.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
					НИ ТПУ гр.2БМ4А			

Установлены опасные и вредные факторы воздействующие на работника в процессе проектирования и эксплуатации пункта подогрева нефти. Разработаны меры защиты.

Одними из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный разлив нефти. В работе приведен перечень мероприятий по предупреждению и ликвидации последствий аварийных разливов нефти.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

Список литературы:

1. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств / Полищук Ю.М. Яценко И.Г - Нефтегазовое дело. – 2006. - №1. –С.27-34.
2. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. –2005. -№1. –С. 53 –59.
3. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико – химических свойств. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. – Нефтегазовое дело. – 2005. Электронный ресурс: http://ogbus.ru/authors/PolishukYu/PolishukYu_1.pdf , (дата обращения: 10.01.2016)
4. Основные нефтегазоносные провинции РФ. Электронный ресурс: http://studopedia.ru/1_66362_osnovnie-neftegazonosnie-provintsii-rf.html , (дата обращения: 5.03.2016)
5. Высоковязкая нефть в России. Журнал «Экологический вестник России». Электронный ресурс: <http://www.ecovestnik.ru/index.php/2013-07-07-02-13-50/nashi-publikacii/2060-vysokovyazkie-nefti-i-prirodnye-bitumy-problemy-i-povyshenie-effektivnosti-razvedki-i-razrabotki-mestorozhdenij> (дата обращения: 5.03.2016)
6. Т.А. Гайдукова Нефтегазоносные провинции и области России. Учебное пособие. Электронный ресурс: <http://psgendal.narod.ru/sokol/book.htm> (дата обращения: 7.03.2016)
7. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) // В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, В.Л. Иванов, А.Ф. Сафронов - Геология и геофизика, 2010, т. 51, No 1, с. 93—105.

					<i>Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Букреева А.Г.			Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					76	82
<i>Консульт.</i>		Крепча Н.В.				НИ ТПУ гр.2БМ4А		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

8. Закономерности регионального размещения и изменения свойств высоковязких нефтей Западной Сибири в зависимости от их возраста и глубины их залегания. /Полищук Ю.М. Яценко И.Г. - Технологии ТЭК. – 2006. - №1. –С.10-13.
9. О роли трудноизвлекаемых нефтей как источнике углеводородов в будущем на основе информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии музея нефтей ИХН СО РАН Яценко И.Г. Электронный ресурс: <http://oilmuseum.ipc.tsc.ru/article/st15-2011.pdf> (дата обращения: 9.03.2016)
10. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов. Издание второе, дополненное и исправленное: — Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002 - 544 с.:
11. Родин А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и применением углеводородных разбавителей : диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.19 / Родин Артём Александрович; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина].- Москва, 2009.- 125 с.: ил.
12. Трясцин Р. А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом при пониженных температурах, Трясцин Роман Александрович диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.19 - Тюмень 2006 - 148 с.
13. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. / П. И. Тугунов. В. Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов - Уфа: ООО "Дизайн-ПолиграфСервис", 2002. - 658 с.
14. Абрамзон А. А., Поверхностно-активные вещества: свойства и применение, 2-е изд., перераб. и доп. —Л.: Химия, 1981. — 304 с, ил.
15. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В. Е. Губин, В. В. Губин. — М.: Недра, 1982. — 296 с.

					Обзор литературы	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 16.Флинн Г. Физика акустической кавитации в жидкостях // Физическая акустика / Под ред. У. Мезона. – М.: Мир, 1967. – Т. 1, Ч. Б. – С. 7 – 138.
- 17.Методы и устройства для комплексной кавитационной обработки жидкостей / Промтов М.А. Электронный ресурс: www.tstu.ru/structure/fakul/doc/mo/eito13.doc, (дата обращения: 10.05.2014)
- 18.Лоскутова Ю.В. Влияние магнитного поля на реологические свойства нефтей , Лоскутова Юлия Владимировна диссертация ... кандидата химических наук : 02.00.13 - Томск 2003 - 138 с.
- 19.Конесев, С. Г. Анализ динамики патентования методов и устройств регулирования реологических свойств высоковязкой нефти/ С. Г. Конесев, Р. Т. Хазиева, П. А. Хлюпин, Э. Ю. Кондратьев// Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №5. – С. 179-189.Электронный ресурс: http://ogbus.ru/authors/KonesevSG/KonesevSG_1.pdf. (дата обращения: 20.03.16)
- 20.Новая лаборатория компании «Транснефть-Север» и УГТУ займется решением проблем аномальной нефти, Информационное агентство «Север-Медиа»,– Электронный ресурс: <http://www.bnkomi.ru/data/news/42058/print/> (дата обращения 12.02.2016)
- 21.Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая)" от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 05.04.2016, с изм. от 13.04.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 05.05.2016) // КонсультантПлюс. ВерсияПроф [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. –[М., 2016].
22. Котлы с ВОТ BONO ENERGIA для пунктов подогрева нефти Заполярье – Пурпе, сайт компании BONO ENERGIA – Электронный ресурс: http://www.kotly-bono.ru/files/TRANSNEFT_ARTICLE_RU.pdf (дата обращения 12.02.2016).
- 23.Ускорение нефтепровода, Деловой ресурс "Эксперт Online". – Электронный ресурс: <http://expert.ru/2012/11/6/uskorenie-neteprovoda/>, (дата обращения 17.02.2016).

					Обзор литературы	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

24. Правила движения, Интернет-портал «Российской газеты» – Электронный ресурс: <http://rg.ru/2015/06/22/neft.html> (дата обращения 18.02.2016).
25. Неньютоновские и тиксотропные свойства смесей нефтей Тимано-Печорской провинции // Васенева А.А., Некучаев В.О., Филиппов И.С. – Электронный ресурс: http://ogbus.ru/authors/VasenevaAA/VasenevaAA_1.pdf (дата обращения 18.02.2016).
26. Сайт ОАО «АК «Транснефть»: АО АО «Транснефть – Север», – Электронный ресурс: <http://north.transneft.ru/about/history/?print=1> , (дата обращения 19.02.2016).
27. Тугунов Павел Иванович. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов. — Москва: Недра, 1973. — 89 с. + ил. — Библиогр.: с. 89.
28. Тугунов, П.И. Транспорт и хранение нефти и газа / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, Ф.Ф. Абузова –М.: Недра, 1975. –248 с
29. Новоселов В.В., Гаррис Н.А., Тугунов П.И. и др. Прогнозирование теплофизических свойств грунтов при выполнении расчетов неизотермических трубопроводов // ОИ "Транспорт и хранение нефти". – М.: ВНИИОЭНГ. 1989. 31 с.
30. Кривошеин Б. Л. Магистральный трубопроводный транспорт : (Физико-технический и технико-экономический анализ) / Б. Л. Кривошеин, П. И. Тугунов; Академия наук СССР (АН СССР), Институт высоких температур (ИВТ) ; под ред. В. А. Смирнова. — Москва: Наука, 1985. — 237 с.: ил.
31. Алиев, В.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.А. Алиев –М.: Недра, 1988. –368 с.
32. Колосов Б.В. Исследование нагрева жидкости за счет трения при движении ее в трубопроводе // Нефтяное хозяйство. 1986. No10. С. 51-52

33. Валеев А.Р. Тепловые режимы трубопроводов. Вопрос учета нагрева нефти и газа в трубопроводах Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2009.
34. Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Абрамзон Л.С. (УНИ) О системе критериев, описывающих перекачку горячих нефтей и нефтепродуктов. – нефтяное хозяйство, 1976, №8, с. 51-52
35. В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов. М., Недпа, 1981, 256с.
36. Михеев, М.А. Основы теплопередачи / М.А. Михеев. – М.: Энергия, 1956. - 392 с.
37. Пшенин В.В. Обоснование оптимальных режимов перекачки высоковязких нефтей с предварительным подогревом с учетом характеристик центробежных насосов: диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.19 – Санкт-Петербург 2014 - 138с.
38. Пшенин, В.В. Критериальные уравнения теплообмена при перекачке с подогревом нефти и нефтепродуктов / В.И. Клишко, В.В. Пшенин // ГИАБ. – 2013. - № 8. - с. 342-345. Электронный ресурс: http://www.giab-online.ru/files/Data/2013/8/342-344_Pshenin2-8-2013.pdf
39. Юфин В.А., Кривошеин Б.Л., Агапкин В.М. и др. Влияние теплофизических характеристик грунтов на режимы эксплуатации магистральных трубопроводов. М.: НИИЭГАЗПРОМ, Научно-технический обзор «Транспорт и хранение газа» 1974. 68с.
40. Тугунов П.И., Гаррис., Гималетдинов Г.М. Влияние сезонного изменения влажности грунта на работу «горячего» магистрального трубопровода. – В кн.: Реферативные научно-технический сборник Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М.: ВНИИОЭНГ, 1981, №10, с 3-5.
41. Ширгазина Р.З., Тугунов П.И. Влияние естественной температуры грунта на режим работы «горячего» трубопровода. Реферативные научно-технический сборник Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М.: ВНИИОЭНГ, 1978, №2, с 16-17.

					Обзор литературы	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 42.Неволин А.П., Челомбитко С. И., Кривохижа В.Н. Определение эффективного коэффициента теплоотдачи «горячего» трубопровода в грунт. – Изв. Вузов, Нефть и газ, 1983, №5, с. 51-54
- 43.Губин, В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В.Е.Губин В.В. Губин –М.: Недра, 1982. –296 с.
- 44.Новоселов В.Ф., Малюшин Н.А., Неволин А.П., Челомбитко С.И. Исследование влияния теплового поля трубопровода на теплопроводность грунта. Реферативные научно-технический сборник Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М.:ВНИИОЭНГ, 1982, №6, с 18-19.
- 45.Кутателадзе, С.С. Основы теории теплообмена / С.С. Кутателадзе. – М.: Атомиздат, 1979. – 415 с.
- 46.Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебное пособие./Коллектив авторов, М.: «Инфра-Инженерия», 2006. 928с.
- 47.Расчет теплогидравлических потерь по длине неизотермического магистрального нефтепровода и в лабораторном стенде, моделирующем реальный трубопровод, Некучаев В. О., Кырнышева П. А., Костерин К. С., Чупров И.Ф. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. №6
- 48.Яблонский, В.С. Проектирование, эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов / В.С. Яблонский, В.Ф. Новоселов, В.В. Галеев, Г.З. Закиров. – М.: Недра, 1965. – 410 с.
- 49.РД 39-0147103-342-89 Методика оценки эксплуатационны параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций. – 73 с.
- 50.Приказ Федеральной антимонопольной службы от 22 октября 2015 г. № 991/15 “Об установлении тарифов на услуги ОАО «АК «Транснефть» по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов»

					Обзор литературы	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

51. План закупок на 2015г. [Электронный ресурс] . – электрон. табл. . – АО «Транснефть - Сибирь», 2015 Режим доступа: <http://sibnefteprovod.transneft.ru/tenders/plan/>
52. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов
53. IC CSR 26000:2011 "Social responsibility of organization, requirements" ("Социальная ответственность организации. Требования")
54. «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)» табл. 2, прил. 1.
55. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 N 290н (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты"
56. Безопасность жизнедеятельности: методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В. Крепша. – Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 32 с.
57. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации Приказ № 454н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам связи, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»
58. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
59. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

10. 1996 г. –М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 39 с.
- 60.СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение
- 61.Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех направлений и специальностей ТПУ. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 20с.
62. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
- 63.Русак О.Н., Малаян К.Р., Занько Н.Г. Безопасность жизнедеятельности: учеб. пос. – 10-е изд. стер. – М.:ООО «Омега-Л», 2006. – 448 с.
64. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
- 65.Справочник медицинской сестры /Барановский В.А //М. : Мед. информ. агентство, 2008. 272 с.
- 66.СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
- 67.ГОСТ 12.1.001-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 68.РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.
- 69.РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
- 70.РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах
- 71.Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- 72.Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).

					Обзор литературы	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

73.РД 39-30-139-79 «Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов пристационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях»

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке

Глава 1 Обзор литературы

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Букреева Александра Геннадьевна		

Консультант кафедры ТХНГ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н.		

Консультант-лингвист кафедры ИЯПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

1 Literature review

1.1 Prospects for high-viscosity oil production.

Oil industry workers all over the world are concerned about the depletion of traditional hydrocarbon resources. It is important for Russia. Oil exports is 9% of GDP. For the year 2013, 236.6 million tons oil, priced at US \$ 173 669 600 000 were exported (according to the Federal Customs Service of Russia and Rosstat). This situation draws attention to the abnormal oils, including high-viscosity oil. Today high-viscosity oil is considered as the main reserve of world production.

High viscosity oil has a viscosity of 30 mPa*s or 35 mm²/s or higher at 20 °C. [1, 2] The reserves of oil in Russia are estimated at about 6 billion tons, which is the third largest.

Deposits of heavy oil are located all over the country. Detailed location of high-viscosity oil in the Russian Federation administrative regions is shown in Figure 1.

On average, Russian high-viscosity oil is heavy, sulfur, contain a lot of resin and asphaltene, but little wax.

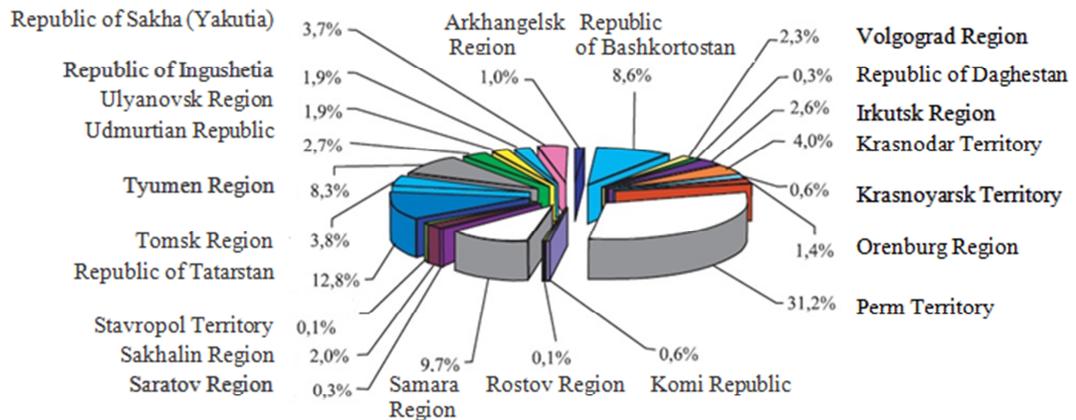


Figure 1 - Allocation of high-viscosity oil by the Russian Federation administrative regions [1]

					Анализ термодинамических параметров нефтепровода с предварительным подогревом нефти в условиях Севера		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Букреева А.Г.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.					84	82
Консульт.					Приложение А НИ ТПУ гр.2БМ4А		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						

The most viscous in Russia is oil of Timan-Pechora Basin with an average viscosity of 1000 mm²/ s. Figure 2 shows the average viscosity oil of different Russian oil basins.

Oil basin	The sample size of the database	Number of samples of heavy oil in the basin	Number of fields with high-viscosity oil	Average viscosity value of the field, mm ² /s
Baltic	28	-	-	7,30
Volga-Ural	2661	545	181	47,13
Dnieper-Pripyat	662	33	16	37,53
Yenisey-Anabar	65	2	2	84,49
West Siberian basin	2645	27	27	23,11
Lena-Vilyui	155	-	-	11,42
Lena-Tunguska	688	52	13	23,39
Okhotsk	301	16	8	25,73
Penzhinsk	7	-	-	2,33
Caspian	460	101	33	109,71
North Caucasian basin	1518	63	26	29,21
Timan-Pechora	342	13	8	1221,46

Figure 2 - Allocation of high-viscosity oil Russia basin and deposits [3]

There are oil and gas basins, where the average viscosity of the basin is more than 35 mm²/ s. These are the Volga-Ural, Dnieper-Pripyat, Yenisey-Anabar, Caspian and Timan-Pechora basins. These basins are shown in Figure 3.

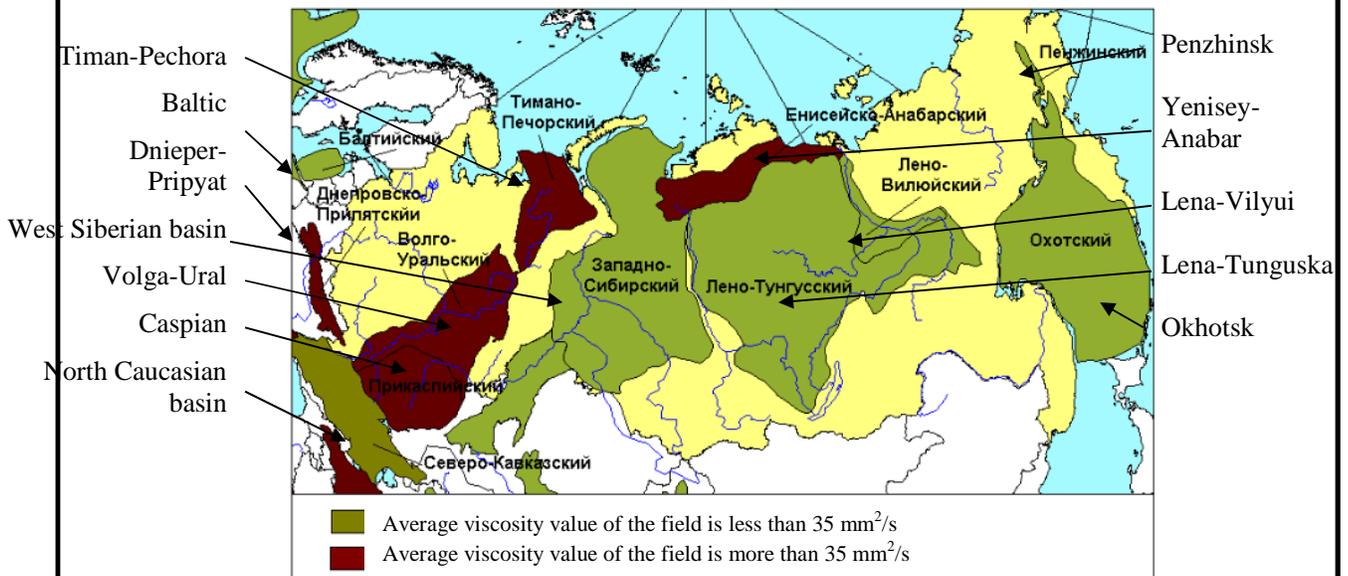


Figure 3 - Allocation of oil and gas basins largest viscosity [3]

From the above basins Yenisey-Anabar and Timan-Pechora basins located in the North.

Timan-Pechora oil basins is located within the Komi and the Nenets Autonomous Area, Arkhangelsk region and partly in the surrounding areas, borders the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin. Together with the rest the Timan-Pechera oil basin gives only 6% of oil in Russia (West Siberian and the Volga-Ural basin - 94%). Oil production is conducted in fields Usinskoe, Kharyaginskoye, Voyvozhskoe, Verkhne-Grubeshorskoe, Yaregskoye, Nijne-Omrinskoe, Vozeyskoe and others. Timan-Pechora basin, as the Volgograd and Saratov regions, is considered quite promising. [4] The heavy oil resources – Yaregskoye and Usinskoe (Komi Republic) deposits are developed by by Lukoil. The total oil production from the fields is more than 3 million tons / year.[5]

Yenisey-Anabar oil and gas bearing province is located in the north of the Krasnoyarsk Territory and West Yakutia. It has the area of 390 000 km². The first oil and gas field South-Tiginskoe was opened in 1948 in the Lower Permian sediments. It includes Yeniseysko-Khatanganskaya gas-bearing area, Lena-Anabar petroleum region (Nordvigskoe oil and gas field, South-Tiginskoe oil and gas field) and Anabarsko-Khatangansky promising oil and gas region.[6] In the bassin area within the so-called Anabarskaya and Olenekskaya bitumen accumulation zones, known for a number of supergene clusters (East Anabarskoe field within Oleneksky vault, Kuoykskoe, Solooliyskoe, etc.) and displays of natural bitumen with the general resources of more than 5 billion tons. [7]

The largest reserves of high-viscosity oil are in the territory of West Siberia. West Siberian petroleum basin has about 37.3% of all stocks of high-viscosity oil of Russia. High-viscosity oil of the Timan-Pechora basin is 14.4%. of the Russian reserves. High-viscosity oil of the West Siberian oil and gas basin on the average contains little wax (<5%), little asphaltene(<3%), resinous (13%), sulfur (1-3%) and heavy (density greater than 0.88 g / cm³). 32 fields in West Siberia contains high-viscosity oil. The most high-viscosity oil is in Russian, Phillipovskoe, East

					Приложение А	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Moiseevskoe and Minchimkinskoe fields. [1,8] Viscosity data of unique and large deposits of viscous oil are shown in Table 1.

Table 1 - Viscous oil deposits depending on the stocks in Russia [9]

Field	Oil basin	Average viscosity value of the field, mm ² /s
Unique (more than 300 million tons)		
Romashkinskoye	Volga-Ural	24,19
Usinskoe	Timan-Pechora	377,44
Russian	West Siberian	693,65
Fyodorovskoye	West Siberian	36,32
Large (30 to 300 million tons)		
Verkhnechonskoe	Lena-Tunguska	27,83
Yaregskoye	Timan-Pechora	10584,56
Toraveiskoye	Timan-Pechora	11210,92
Aksubaevo-Mokshinskoe	Volga-Ural	438,5
Gremikhinskoye	Volga-Ural	79,02
Danilovskoe	Lena-Tunguska	46
Okhinskoe	Okhotsk	87,85
Radaevskoe	Volga-Ural	90,10
Tagulskoye	West Siberian	58,2
Stepnoozerskoe	Volga-Ural	132,17
Yakushinskoe	Volga-Ural	58,99
Mishkinsoe	Volga-Ural	74,00
Name Trebs	Timan-Pechora	87,85
Novosheshminsky	Volga-Ural	74,72
Arkhangelskoe (Tatarstan)	Volga-Ural	74,71
Bystrinskoye	West Siberian	44,39
Nurlatsky	Volga-Ural	74,61

On the background of the gradual depletion of reserves of light oil, heavy oil is a promising resource in view of the considerable reserves. The high viscosity of such oil affects its transport technology.

1.2 Prospects for the development of high-viscosity oil transportation

A significant part of heavy oil deposits are located in uninhabited, remote areas, it is extremely expensive to construct a processing plant for oil refining, and then transport out several products. Therefore, the prospect of transporting high-viscosity oil with all components to the places of its processing looks attractive.

Timano-Pechersky and Yeneseisko- Anabarsky oil and gas basins are interesting because they are located away from the main mass communication pipeline and, thus, have average viscosity of the field higher than 35 mm²/ s. This means that oil transportation in a mixture with lighter oils in these areas will be most likely not possible, because there is little light oil in these regions. In view of the substantial reserves in these areas it makes sense to use the pipeline transport.

Crude oil pipeline is the most effective and commonly used form of transport for large volumes of oil. The length of the main oil pipelines in Russia is more than 70 thous. km, which transport about 90% of oil.[10] The pumping high-viscosity oil is economically feasible without the use of special techniques, because of their high viscosity, and as a consequence, a large friction loss.[11] Furthermore, nearly half of the high-viscosity oil reserves is located in the northern regions, where the temperature in winter can reach -30 ° C, and even up to -60 ° C. Temperature also causes difficulty because it`s impacts on oil properties, and imposes certain restrictions on the transport technology.

The main method of high-viscosity oil pipeline transport in Russia is pipelines with heating. [12] Pipelines for heated oil are referred to as "hot". Heating can be carried out at the thermal power stations in steam and fired heaters. Thermal stations are typically placed with pumping points for ease servicing. [13] It is preferable to put heaters in front of the pump. This arrangement helps to increase the efficiency of the pump. The preheater experiences significant pressure loss, so the pressure at the end of the section may not be enough for such a scheme. Technology of transporting the preheated oil is very energy-intensive, especially in the northern regions of Russia, where there is a rapid cooling of the fluid due to the low ambient temperature, and therefore, it is necessary to set more heating points along the length of the pipeline. When extra heating points are installed, capital and operating costs increase.

					Приложение А	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Using a specially formulated additive can also facilitate the transport of heavy oil. These include different compositions of surface-active agents (surfactants). Surfactants can be adsorbed at the solid - liquid, changing the wetting conditions and forming a layer of molecules oriented in a certain way. Surfactants are able to solve a number of tasks, such as:

1. Protecting pipe walls from corrosion by creating a protective layer on them.
2. Destructing structural skeleton of the oil disperse system and, thus, reducing shear strength.
3. Modification of the pipe surface by several layers of surfactant molecules, smoothing its surface roughness.
4. Increasing the flow cross section through the creation of the solvation shell on the surface of the AFS, preventing their deposition and promoting their washing off from the pipe wall.
5. Waterproofing and oil repellency of the pipe wall to reduce friction on the pipe-petroleum system border.

Another type of additive is depressant additives that are also able to reduce the viscosity of oil. Depressant operation is twofold. Particles of the additive, on the one hand, form paraffin mixed crystals, i.e. change their structure and prevent the formation of a solid structural grid. On the other hand, they also act as nucleation paraffins forming unconnected units. These additives can be added at the pump suction, which leads to ease the technical implementation of the method. A significant disadvantage is the dependence of the additive efficiency and the paraffin oil content, as well as the high cost of imported additives and poor quality domestic additives [14].

The variety of technologies for the transportation of high-viscosity oils indicates the need for special methods of pumping and the relevance of pipeline transport technologies improvement. Analysis of the dynamics of patenting methods

					Приложение А	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

and control devices of heavy oil rheological properties held in [19] confirms this statement. Results of the analysis show a strong growth in patenting over the past 10 years.

According to [20] oil companies recognize the prospects of heavy oil and are actively working on its transport technologies. So in the second half of 2015 the laboratory of the company "Transneft-North" was opened on the basis of Ukhta Mining and Petroleum College UGTU. The university students and postgraduates will have access to the laboratory created and equipped for the study of abnormal oil has a high viscosity and a high content of paraffin. The establishment of the laboratory is due to the fact that the pipelines "Usa-Ukhta" and "Ukhta-Yaroslavl" pump oil of Timan-Pechora oil and gas basin with its anomalous properties. They have a high pour point (+ 14°C), viscosity (150 cSt in winter) and other features that make them difficult to transport.

Attention to production, transportation and processing of high-viscosity oil from the government causes additional interest in the development of these regions. Government incentives can play an important role in the development of this type of resource. A privilege is currently applied in accordance with the decree of the Government of the Russian Federation № 700 of 03.05.2012, on the basis of which the project of the development of heavy oil field relate to the fourth category with hard to recover reserves. In this category a reduced rate of export customs duty of 10% is introduced for a period of 10 years. Also from January 1, 2007. in accordance with subsection 9 paragraph 1 of Article 342 of the Tax Code, mining companies, producing fields with oil viscosity greater than 200 mPa*s or $\approx 230 \text{ mm}^2 / \text{s}$ are exempt from paying tax on the extraction of minerals.[21] Additional support measures are being actively discussed.

Oil pipeline transport system needs to develop a high-viscosity oil pumping technologies, due to the increasing pace and the prospect of development of this resource.

1.3 Experience with transport of oil with preheating.

					Приложение А	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

"Hot" oil pipelines in Russia and in the territory of the former Soviet Union:

— Zapolyarye-Purpe, length 487 km, diameter of 820 mm and 1,020 mm, located on the territory of the Russian Federation;

— Usa-Ukhta-Yaroslavl, length of 1123 km, 820 mm diameter, located in the territory of the Russian Federation;

— Ozek-Suat - Grozny, the length of 144 km, was built in 1955 in the Soviet Union, it is now in the territory of Georgia;

— Kum-Dag – Vishka, 40 km long, was built in 1948 in the Soviet Union, it is now in the territory of Turkmenistan;

— Karskaya-Krasnodar, length 47 km, 112mm diameter, located in the territory of the Russian Federation;

— Dolina-Drogobych, length of 58 km, was built in 1962 in the Soviet Union, it is now in the territory of Ukraine;

— Uzen - Guryev - Kuibyshev. 1,380 km, 1,020 mm in diameter, built in the Soviet Union, is now in the territories of Russia and Kazakhstan.

As can be seen, Russia has a large experience in the design and operation of the "hot" pipeline. The obtained experience helps in the justification and implementation of new projects, and serves as a base to explore the features and improvements in technology.

So Timan-Pechera basin is associated with a system of pipeline transport of Russian, oil pipeline "Usa-Ukhta-Yaroslavl". The oil pipeline closest to Yeneseisko-Anabarsky basin is "Vankor-Purpe" 543 km in length and 820 mm in diameter, and "Zapolyarye-Purpe" 448 km long and with diameter of 820-1020 mm and a flow rate of about 45 million tons per year. In these areas high-viscosity oil is already transported and will be transported. Further development of these areas promises a deterioration of the viscous properties of the transported medium.

1.4 Basis of thermal and hydraulic calculation of "hot" piping

					Приложение А	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Whereas, when oil is transporting at temperatures above ambient temperature, the medium is gradually cooled by heat transfer to the environment, along with the temperature change and all other pumping parameters.

To calculate the temperature changes along the length of non-isothermal pipeline V.G. Shukhov used the heat balance equation:

$$G \cdot C_p \cdot dT_f = K \cdot \pi \cdot D \cdot (T_f - T_0) \cdot dx; \quad (1.1)$$

This equation is often represented as equation for the temperature at the end section [29]:

$$T_{end} = T_0 + (T_{st} - T_0) \cdot \exp(-Shu \cdot L); \quad (1.2)$$

where $Shu = \frac{K \cdot \pi \cdot D_{st} \cdot L}{G \cdot C_p}$ is parameter of Shukhov.

Academician L.S. Leibenzon introduces amendment to (1.2) as a factor that takes into account the additional friction heat [31]:

$$T_{end} = T_0 + b + (T_{st} - T_0 - b) \cdot \exp(-Shu), \quad (1.3)$$

where $b = \frac{G \cdot i}{K \cdot \pi \cdot D_{st}}$;

G – mass flow rate;

i – hydraulic gradient considered part of the pipeline.

In [32] the experimental results are compared with the values obtained from the formula (1.3). The analysis concluded that when it's the laminar flow the temperature rise is approximately 2 times lower than the values obtained from the formula (1.3) due to frictional heat.

In [33] the author proposes to clarify the formula of Shukhov-Leibenson (1.3) by coefficient K_λ :

$$T_{end} = T_0 + (T_{st} - T_0) \cdot \exp(-Shu) + K_\lambda \cdot b \cdot (1 - \exp(-Shu)), \quad (1.4)$$

where $K_\lambda = \frac{1}{\frac{\alpha_1}{k_1} + 1}$;

α_1 - heat transfer coefficient between the flow of oil to the inner wall pipeline;

k_1 - coefficient of heat transfer from the inner wall to the environment:

					Приложение А	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\frac{1}{K \cdot D} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \frac{1}{k_1 D} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{2\lambda_i} \ln \frac{D_{i+1}}{D_i} + \frac{1}{\alpha_2 D_{st}}, \quad (1.5)$$

where K - heat transfer coefficient of fluid in a pipe to the environment (for nonstationary processes it depends on time);

D_i – inner diameter of the resinous paraffin deposits, pipe, insulation, etc. (D – inner diameter of deposits);

α_1 – heat transfer coefficient from the liquid to the inner wall (deposits) generally changes both in length and in time due to the fact that depends on the properties of the fluid and differential temperatures between the fluid and the pipe wall;

n – the number of layers (deposits, pipe, insulation, closed shell, etc.);

λ_i – thermal conductivity of resins and paraffin deposits, the wall material of the pipe, insulation and protective casing, etc. .;

$D_{(i+1)}$ – outer diameter of the respective layers (D_{out} – outer diameter of the pipe);

α_2 – heat transfer coefficient from the outer surface of the pipe, varies along the length of the pipeline and in time.

It should be noted that the above equations take into account the mean value of the flow temperature in a section of the pipeline.

The internal heat transfer coefficient α_1 is determined by the criterial equations depending on the mode of the fluid flow through the pipeline. There are a lot of criterion equations. Their analysis and comparison with experimental data are given in [34].

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_{oil}}{D} \cdot Nu \quad (1.6)$$

Where λ_{oil} – oil thermal conductivity, Nu – Nusselt number at the heat transfer from the oil to the pipe wall at the forced convection in a confined space. To determine the Nusselt number there is a number of design formulas, they are written in the form of criteria equations, which are the result of processing of experimental data. In domestic practice it is usual to use formulas academician Mikheyev [28,35,36].

					Приложение А	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

External heat transfer coefficient α_2 depends on the method of laying a pipeline and it's determined by various formulas. For underground and underwater pipelines α_2 is calculated by criterial equations of forced and free convection.

For underground piping at the steady state heat transfer coefficient from the outside surface of the pipe to the ground, taking into account the resistance of heat transfer at the "ground-to-air" is defined by the following formula:

$$\alpha_{\infty} = \frac{4\lambda_{gr}}{D_{out} \left[\ln \left(16 \frac{H^2}{D_{out}^2} + 1 \right) + \frac{32H \cdot \lambda_{gr}}{\alpha_0 \left(16 \frac{H^2}{D_{gr}^2} + 1 \right)} \right]}, \quad (1.19)$$

where H – the depth of the pipeline to the axis; λ_{gr} – thermal conductivity of the soil; $\alpha_0 = (13 \div 18) \text{ W} / (\text{m}^2 / \text{K})$ – coefficient of heat transfer from the surface of the soil into the air.

In the presence of snow or any heat shield on the soil surface it is necessary to consider their effect to warm. In this case, as it increases the value of the pipe penetration H_1 , which is in line with the Greber's recommendation determined by the equation:

$$H_1 = H_d \frac{\lambda_{gr}}{\lambda_d}, \quad (1.22)$$

where H_d - the thickness of the insulation layer; λ_d - thermal conductivity coefficient of the insulation layer.

Formula Forchheimer-Vlasov gives good results for small diameter pipes, buried at a greater depth, 2-3 times exceeding the diameter of the pipeline. [51]:

$$\alpha_2 = \frac{\lambda_{gr}}{R_0 \cdot \ln \left(\frac{h_0}{R_0} + \sqrt{\left(\frac{h_0}{R_0} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (1.9)$$

where λ_{gr} – thermal conductivity of the soil; h_0 - depth of the pipeline to its axis, R_0 - the radius of the pipe.

Arons-Kutateladze formula [45] became a frequent practice:

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{gr}}{D_{in} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot H_r}{D_{out}} + \frac{1}{Nu_0} \right)}, \quad (1.24)$$

where H_r – reduced depth of the pipeline: $H_r = h_0 + H_{sn} \cdot \frac{\lambda_{gr}}{\lambda_{sn}}$, H_{sn} – snow depth, λ_{sn} – coefficient of thermal conductivity of snow, Nu_0 – Nusselt number at the heat transfer into the air: $Nu_0 = \frac{\alpha_0 \cdot h_0}{\lambda_{gr}}$, α_0 – coefficient of heat transfer from the surface of the soil into the air.

The thermal conductivity of the oil usually ranges from 0.1 to 0.16 W/(m·K), so the calculations can be taken constant and equal to 0.13 W / (m · K). For more accurate calculations for oil and petroleum products the thermal conductivity λ is recommended to determine according to Craig-Smith formula which is true in the temperature range 273-475K:

$$\lambda_{oil} = \frac{156,6}{\rho_0} (1 - 0,00047T) W/(m \cdot K), \quad (1.25)$$

where ρ_0 is oil density at 293 K.

Thermal conductivity of liquid drops falls with increasing temperature. [13]

In the calculations of pipelines the specific heat capacity of oil is taken at a constant pressure (C_p). It varies from 1.16 to 2.5 kJ / (kg · K). Its average value of about 2 kJ / (kg · K) is often selected for calculations. If you want to know more precisely C_p value for oil at different temperatures, Craigo formula is used which is true in the temperature range 273-675 K:

$$c_p = \frac{1}{\sqrt{\rho_0}} (53357 + 107,2 \cdot T) \cdot 10^{-3} \frac{kJ}{kg \cdot K}, \quad (1.26)$$

where ρ_0 is oil density at 293 K. [13]

For oil and petroleum products at pressures which are dealt with in the pipeline transport, the pressure does not depend on the density and temperature dependence of the density is defined by D.I. Mendeleev:

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p(T-293)}, \quad (1.27)$$

where β_p is coefficient of volume expansion;

ρ_{293} – oil density at a temperature of 293 K.

It should be noted that the equation of D.I. Mendeleev is valid for the temperature range from 0 °C to 150 °C and an accuracy of 5-8%.

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (1.28)$$

					Приложение А	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}, \quad (1.29)$$

For engineering calculations the value of the kinematic viscosity is often used. Experimental data on the temperature dependence of viscosity is preferably used, but a number of sources [13,46,47] in case of a lack of empirical data allow to use the dependency of Walter, Pachenkov-Andrade, Filonov-Reynolds, Vogel-Fulcher-Tammman, Frolov.

Filonov-Reynolds dependence for viscosity is the most frequently encountered in the literature [13]:

$$\nu_T = \nu_* \exp[-a(T - T_*)], \quad (1.30)$$

where a is coefficient viscosity chart slope defined as:

$$a = \frac{\ln \frac{\nu_{T1}}{\nu_{T2}}}{T_2 - T_1}, \quad (1.31)$$

					Приложение А	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		