

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок»

УДК 622.692.4.073(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Долгалев М. С.		04.06.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Крец В. Г.	к. т. н., доцент		04.06.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН	Макашева Ю. С.			28.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н. С.			18.05.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О. В.	к. п. н., доцент		04.06.2018

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Долгалеву Михаилу Сергеевичу

Тема работы:

«Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок »	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3031/с от 27.04.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования являются технологии перекачки высокопарафинистых нефтей</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. провести аналитический обзор литературных источников; 2. рассмотреть характеристики и физико-химические свойства парафинистых нефтей России и мира; 3. изучить структуру и факторы образования асфальтосмолопарафиновых отложений; 4. провести анализ различных технологий перекачки высокопарафинистых нефтей; 5. провести расчет потерь давления и напора на трение при перекачке с депрессорной присадкой и без; 6. сделать выводы по проделанной работе <p>Дополнительные разделы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». 2. «Социальная ответственность»;
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Нет
---	-----

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич, ассистент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2018
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец Виктор Георгиевич	к. т. н., доцент		01.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Долгалева Михаил Сергеевич		01.02.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Долгалеву Михаилу Сергеевичу

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

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

1. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат и финансового результата</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. SWOT анализ
2. Структура затрат на выполнение работ;
3. Линейный календарный график выполнения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН	Макашева Ю. С.			26.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Долгалев Михаил Сергеевич		26.03.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4А	Долгалеву Михаилу Сергеевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)	Эксплуатация дозировочной установки для введения депрессорной присадки
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ вредных факторов, возникающих на объекте исследования	Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - отклонение показателей микроклимата в помещении; - превышение уровней шума на рабочем месте ; - повышенный уровень вибрации
2. Анализ опасных факторов, возникающих на объекте исследования	Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; - повышенную температуру поверхностей оборудования, материалов; - опасность поражения электрическим током;
3. Охрана окружающей среды	Проанализировать: - воздействие объекта на атмосферу; - воздействие объекта на гидросферу; - воздействие объекта на литосферу;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	- рассмотреть возможные ЧС на объекте; - выбрать наиболее типичную ЧС на объекте;

	<i>те;</i> – рассмотреть меры по предотвращению ЧС.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Рассмотреть: – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.04.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н. С.			02.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4А	Долгалев Михаил Сергеевич		02.04.2018

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2018	<i>Состояние вопроса исследования</i>	10
21.02.2018	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
15.03.2018	<i>Рассмотрение характеристик и физико-химических свойств парафинистых нефтей России и мира</i>	5
28.03.2018	<i>Изучение структуры и факторов образования асфальтосмолопарафиновых отложений</i>	5
14.04.2018	<i>Проведение анализа различных технологий перекачки высокопарафинистых нефтей</i>	20
22.04.2018	<i>Проведение расчета потерь давления и напора на трение при перекачке с депрессорной присадкой и без</i>	15
08.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
11.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
18.05.2018	<i>Заключение</i>	5
24.05.2018	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

доцент ОНД	Крец В. Г.	к. т. н., доцент		01.02.2018
------------	------------	------------------	--	------------

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к. п. н., доцент		01.02.2018

Сокращения

В настоящей выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения:

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

АСВ – асфальтосмолистые вещества;

УВ – углеводороды;

ПН - парафинистая нефть;

БД – база данных;

ГПС - головная перекачивающая станция;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

ГНС – головная насосная станция;

ПНС – подпорная насосная станция;

КПД - коэффициент полезного действия;

НПС – нефтеперекачивающая станция

					<i>Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Долгалева М. С.</i>			<i>Сокращения</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Креца В. Г.</i>					12	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ		ИШПР
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>				ГРУППА		2Б4А

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	19
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	22
1.1 Общая характеристика парафинистых нефтей	22
1.2 Размещение парафинистых нефтей в России и мире	23
1.2 Физико-химические свойства парафинистых нефтей России и мира	25
1.4 Асфальтосмолопарафиновые отложения	26
1.5 Факторы процесса образования парафиновых отложений.....	28
2 АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ПУТЕМ УЛУЧШЕНИЯ ИХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК.....	32
2.1 Горячая перекачка	32
2.2 Перекачка термически обработанных нефтей	36
2.3 Перекачка высокопарафинистых нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями.....	42
2.4 Гидроперекачка	43
2.5 Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия	46
2.6 Перекачка с добавлением депрессорных присадок.....	48
2.6.1 Технология воздействия депрессорных присадок на свойства высокопарафинистой нефти.....	54
2.6.2 Влияние параметров обработки высокопарафинистых нефтей	

					<i>Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Долгалева М. С.</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Креца В. Г.</i>					<i>13</i>	<i>112</i>
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ ИШПР</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>				<i>ГРУППА 2Б4А</i>		

депрессорными присадками на депрессорное воздействие	61
2.6.3 Способы добавления депрессорных присадок.....	64
2.6.4 Применение депрессорных присадок в особых случаях	70
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	87
4.1 SWOT анализ	87
4.2 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	88
4.3 Расчет сметной стоимости, осуществляемый ресурсным методом.....	89
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	94
5.1 Производственная безопасность	94
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	95
5.2.1 Отклонение показателей микроклимата рабочего помещения	95
5.2.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте	97
5.3.3 Повышенный уровень вибрации	97
5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	98
5.3.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.....	98
5.3.2 Поражение электрическим током.....	99
5.3.3 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	100
5.4 Экологическая безопасность.....	101
5.4.1 Воздействие на атмосферу	101
5.4.2 Воздействие на литосферу	101
5.4.3 Воздействие на гидросферу	102
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	103
5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	103
5.6.2 Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны.....	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	107

					<i>Оглавление</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ВВЕДЕНИЕ

Значительная часть добываемых в России нефтей являются парафинистыми. Такие нефти характеризуются повышенной температурой застывания, что приводит к ухудшению реологических свойств (текучесть, подвижность и др.). Данный факт оказывает негативный эффект на процесс добычи и транспорта нефти и следовательно должен является объектом для исследований в целях улучшения технологичности нефтяной промышленности.

Это проблема решается, в основном, путем улучшения реологических свойств углеводородных смесей. Кристаллизацию парафина возможно снизить путем нагрева нефти, но такой метод иногда приводит к чрезмерным затратам и может быть экономически не выгоден. Также при определенных обстоятельствах проведение данного способа вообще невозможно. Температуру кристаллизации можно снизить при помощи смешивания низкопарафинистой нефти с высокопарафинистой или с растворителями, однако это требует дополнительных затрат ресурсов и времени.

К списку альтернативным способов улучшения низкотемпературных свойств нефтей можно отнести применение депрессорных присадок. Это реагенты, после введения которых, даже в небольших объемах, можно получить значительное понижение температуры застывания и улучшение реологических свойств в условиях пониженных температур.

Однако проблемы, связанные с использованием депрессорных присадок при перекачке высокопарафинистых нефтей до сих пор недостаточно освещены. Поэтому исследование технологий применения, физико-химических свойств, влияния на трубопроводную систему депрессорных добавок является актуальной задачей, имеющей практическое значение.

Актуальность

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Долгалева М. С.			<i>Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок</i>		
Руковод.		Креца В. Г.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О. В.					
<i>Введение</i>					<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						16	112
					НИ ТПУ	ИШПР	
					ГРУППА	2Б4А	

В последнее время доля высокопарафинистых нефтей, добываемых во всем мире, увеличивается с каждым годом. К ним относятся нефти ряда месторождений Казахстана, Азербайджана, России, Туркменистана. Причиной этого является увеличение потребностей промышленности в нефти, уникальность таких нефтей как химического сырья, а также исчерпание запасов месторождений с «благоприятными» свойствами. Однако в большинстве данных районах добычи высокопарафинистых нефтей транспортная сеть развита слабо. Поэтому актуальной задачей трубопроводного транспорта является обеспечение экономически целесообразного уровня затрат на транспорт, поддержание высокой надежности эксплуатации трубопровода и защита окружающей среды. В последние десятилетия на нефтепроводах для высокопарафинистых нефтей ряда стран Западной Европы, Китая, США, Индии и т.д. нашли применение депрессорные присадки. Важными преимуществами депрессорных присадок являются простота их ввода в транспортируемый поток нефти и получаемый значительный экономический эффект. При транспортировке высокопарафинистых нефтей депрессорные присадки предотвращают самопроизвольный сброс пропускной способности нефтепровода, снижают энергетические затраты на перекачку и облегчают его пуск после длительных остановок. Поэтому депрессорные присадки для перекачки высокопарафинистых нефтей являются актуальной технологией, позволяющей повысить надежность и эффективность систем трубопроводного транспорта.

Целью работы является исследование различных технологических решений, позволяющих улучшить перекачку высокопарафинистых нефтей

Задачи исследования:

1. Исследовать характеристики и физико-химические свойства парафинистых нефтей России и мира;
2. Изучить структуру и факторы образования асфальтосмолопарафиновых отложений;
3. Исследовать различные способы перекачки высокопарафинистых

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нефтей путем улучшения реологических характеристик;

4. Исследовать технологию, способы, параметры обработки высокопарафинистых нефтей депрессорными присадками.

Объект исследования: Технологии трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Увеличение добычи высоковязких и высокозастывающих нефтей в общем объеме нефтедобычи делает вопросы транспортировки особенно актуальными.

Основные проблемы, с которыми сталкиваются при транспортировке высоковязких и высокозастывающих нефтей, возникают из-за высокой температуры застывания и малой подвижности, а также если высокое значение вязкости обусловлено значительным содержанием парафина – отложений на стенках нефтепровода парафинов. Однако на сегодняшний день все еще не существует строгой теории движения высоковязких нефтепродуктов, которая бы имела общепризнанное математическое и физическое обоснование.

С экспериментальной и теоретической стороны в различное время вопросами транспорта высоковязких нефтей занимались: Новоселов В.Ф., Губин В.Е., Сквородников Ю.А., Абрамзон Л.С., Емков А.А, Целиковский О.И., Бриль Д.М., Тугунов П.И., Шагибекова М.М., Степанюгин В.Н., Мукук К.В., Скрипников Ю.В. и другие.

Различные исследования проводимые как в СССР, так и за границей, показали возможность применения особых стимуляторов потока – депрессорных присадок для улучшения процесса транспорта высокопарафинистых нефтей. Данный метод отличается отсутствием значительных дополнительных капитальных затрат и при широком освоении производства может является более выгодным с экономической точки зрения по сравнению с остальными методами перекачки.

Добавление депрессорных присадок к нефтепродуктам увеличивает их производительность, повышает надежность запуска трубопровода после значительных остановок, уменьшает объем отложений парафинов на стенках нефте-

					<i>Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Долгалева М. С.</i>			<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Креца В. Г.</i>					19	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ		ИШПР
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>				ГРУППА		2Б4А

проводов.

Первым толчком к идее использовать депрессорные присадки для улучшения транспорта высокопарафинистых нефтей в СССР стали положительные результаты применения присадок депрессорного действия («АзНИИ», «ВНИИНП», «АзНИИ-ЦИАТИМ», сантопур, парафлоу) к смазочным маслам.

Но так как в нефтях содержание парафина имело более высокое значение чем в смазочных маслах добавление присадок к высокопарафинистым нефтям не принесло желаемых результатов [1].

Дальнейшие исследования, проведенные в конце 1960-х годов с такими присадками, как «Азербайджан-2», полиизобутулен, полиметакрилат, алкилфенолят кальция, показали, что, несмотря на улучшение реологических свойств парафинистой нефти, их практическое использование будет ограничено недостаточной эффективностью и высокой стоимостью. Однако проведенные эксперименты дали основание полагать, что с помощью присадок можно было улучшить реологические свойства высокопарафинистых нефтей.

Первыми присадками, которые успешно прошли лабораторные, а затем и промышленные испытания в 1969-1970 гг., были зарубежные стимуляторы потока группы «Paramins» фирмы «Esso Research».

В СССР активными исследованиями присадок группы «Paramins» в начале 1970-х годов занимались сотрудники ВНИИСПТ нефти – Ю.В. Скрипников, Ю.А. Сквородников, О.В. Сазонов, Т.В. Антонова, А.А. Емков и др. Лабораторные исследования, проведенные в ВНИИСПТнефти и в МИНХ и ГП им. И.М. Губкина на высокопарафинистой мангашлакской нефти, показали, что все упомянутые выше присадки группы «Paramins» улучшают реологические свойства нефти, наиболее же эффективной была признана присадка «ESF-4242».

Так как депрессорные присадки являлись довольно дорогостоящими химическими реагентами, возникла задача определения минимально допустимой концентрации присадки в нефти, которая обеспечивала бы максимально воз-

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

можный технический и технико-экономический эффект. Теоретическими разработками данного вопроса занимались сотрудники Управления Урало-Сибирскими магистральными нефтепроводами и Уфимского нефтяного института Ш.Н. Ахатов, Р.Г. Исхаков, Л.С. Абрамзон, П.И. Тугунов.

Первый отечественный полимерный депрессатор «ДН-1», рекомендованный к производству, был создан НИОХ СО АН СССР совместно с ВНИИСПТнефтью. Данная депрессорная присадка представляла собой сополимер, изготовленный на основе сложных эфиров акриловой и метакриловой кислот и высших насыщенных спиртов [1].

Проблема образования и борьбы со смоло-парафинистыми отложениями рассматривалась в работе [2].

Значительные результаты в исследовании физико-химических основ процесса кристаллизации парафина исследовались Богдановым Н.В. в работе [3].

Применение депрессорных присадок как нового способа перекачки высокопарафинистых нефтей рассматривались в работе [4] при участии Сквородникова Ю.А., Сазонова О.В.

Физико-химическая механика дисперсных структур подвергается анализу в работе [5].

К более современным исследованиям применения депрессорных присадок при трубопроводном транспорте высокопарафинистых нефтей относится работа [6].

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

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Общая характеристика парафинистых нефтей

Парафинистыми нефтями называют нефти, которые содержат в своем составе определенное содержание парафинов, их количество колеблется от 0,2-30 % от массы. Если рассматривать нефть как сырье для получения масел и топлива, то по содержанию парафинов она делится на: малопарафинистые (содержание парафинов менее 1,5%), парафинистые (от 1,5% до 6%) и высокопарафинистые (более 6%) [7]. Пороговые числа здесь определяются с учетом отраслевого стандарта ОСТ 38.01197-80 [8]. Парафинистые нефти характеризуются значительно высокой температурой застывания, зависящей от количества парафина и состава нефти: температура застывания тем выше, чем больше количество парафинов, от объема легких фракций. Асфальто-смолистые вещества также оказывают влияние на температуру застывания.

На основе статического анализа материалов из БД [9,10], парафинистые нефти разделяются на такие подклассы как: умеренно парафинистые, высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые [11]. Данное распределение позволяет получить сравнительно простую классификацию в которой записи распределены равномерно. Классификация представлена в табл.1.1, а на рис.1.1 представлено распределение информации в БД о нефтях по классам и подклассам [8].

Таблица 1.1- Классификация нефтей по содержанию парафинов [11]

Класс нефти	Подкласс нефти	Пределы, %
Малопарафинистые		До 1,5
Среднепарафинистые		От 1,5 до 6
Парафинистые	Умеренно парафинистые	От 6 до 10
	Высокопарафинистые	От 10 до 20
	Сверхвысокопарафинистые	Более 20

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок			
Разраб.		Долгалева М. С.			Общая часть	Лит	Лист	Листов
Руковод.		Креца В. Г.					22	111
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР		
Рук-ль ООП		Брусник О. В.				ГРУППА 2Б4А		

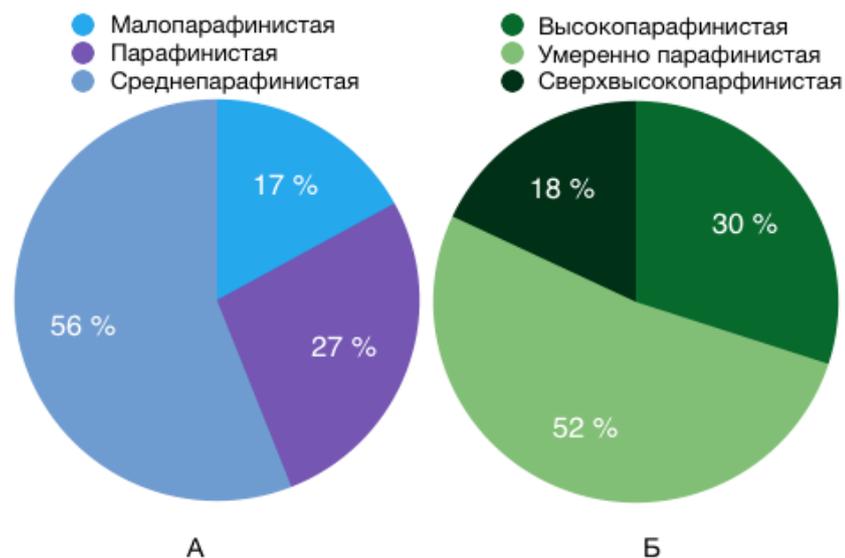


Рисунок 1.1- Распределение нефтей в мире по содержанию парафинов согласно классификации представленной в табл.1.1 (А - распределение малопарафинистой, парафинистой, среднепарафинистой нефти, Б – распределение подкласса парафинистой нефти) [11]

1.2 Размещение парафинистых нефтей в России и мире

Для анализа мирового распределения сотрудниками Института химии нефти СО РАН был проведен анализ глобальной базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей. Сотрудники проанализировав данные полученные от 2000 образцов парафинистых нефтей различных регионов и построили карту распределения нефтеносных бассейнов по всему миру, в которой разделили нефтеносные бассейны на интервалы со средними значениями содержания парафинов [11].

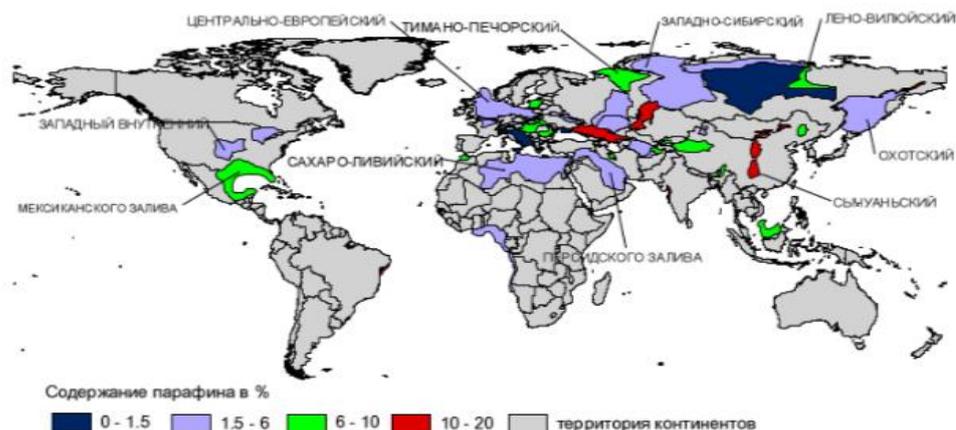


Рисунок 1.2 - Пространственное распределение нефтеносных бассейнов по содержанию парафина в нефтях [11]

На рис. 1.3 представлено распределение ПН по нефтегазоносным бассейнам России.

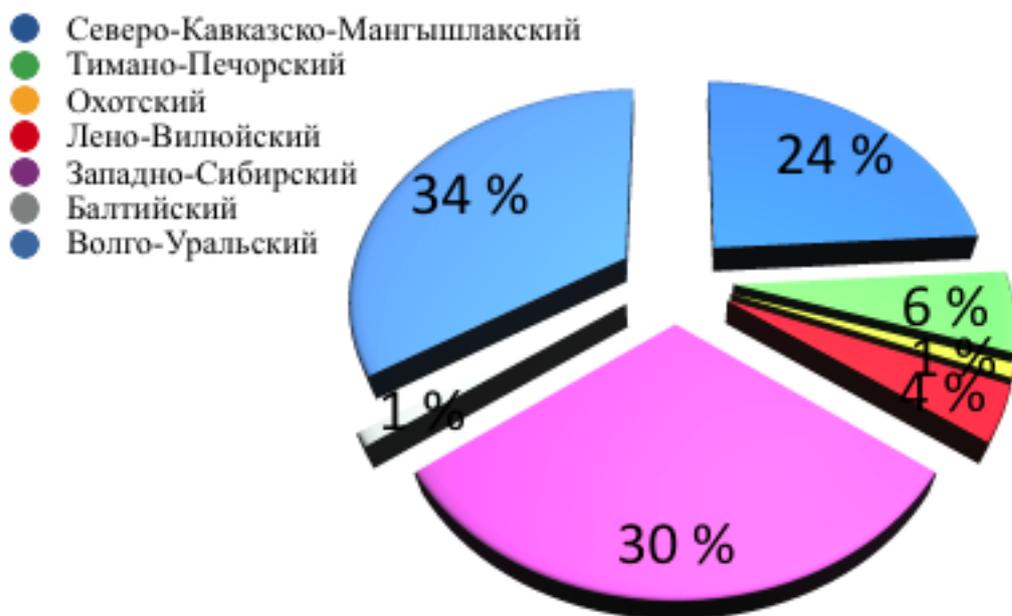


Рисунок 1.3 - Распределение парафинистых нефтей по бассейнам [11]

Из рисунка мы видим, что в Волго-уральском, Западно-Сибирском и Северо-Кавказско-Мангышлакском содержится наибольшее количество высокопарафинистых нефтей, гораздо меньше содержание парафинистых нефтей в Тимано-Печорском и Лено-Виллюйском, практически отсутствуют парафинистые нефти в Охотском и Балтийском бассейне.

1.2 Физико-химические свойства парафинистых нефтей России и мира

Физические свойства нефтепродуктов определяются преобладающим содержанием отдельных углеводородов. К примеру, смолы, парафины и асфальтены отвечают за повышенную вязкость. Особенно это явление заметно при низких температурах эксплуатации.

Классификация нефти по составу и свойствам определяет метод хранения и транспортировки конечного продукта, наиболее целесообразный в том или ином случае. Средние показатели парафинистых нефтей России и мира различаются. В таблице 1.2 показаны значения основных показателей физических свойств парафинистых нефтей России и Мира.[11]

Таблица 1.2 - Средние общемировые и Российские показатели парафинистых нефтей [11]

Показатели нефти	Среднее общемировое значение	Среднее значения для России
Плотность, г/см ³	0,85	0,84
Вязкость, мм ² /с	25,56	16,40
Содержание серы, мас. %	0,46	0,53
Содержание смол, мас. %	8,06	5,78
Содержание асфальтенов, мас. %	1,90	1,13
Содержание ванадия, мас. %	3,05	6,99
Содержание никеля, мас. %	0,12	0,38
Температура пласта, °С	75,83	77,32
Пластовое давление, Мда	24,80	27,26
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	20,15	22,27
Фракция н.к. 300 °С, мас. %	39,8	41,76
Фракция н.к. 350 °С, мас. %	51,39	52,52

Основное отличие Российских ПН от среднемировых заключается в большем содержании серы и меньшем содержании смол и асфальтенов. Также содержания ванадия для среднемировых ПН практически в 2 раза превышает чем для нефтей добываемых в России.

1.4 Асфальтосмолопарафиновые отложения

В течении эксплуатации нефтепроводов внутренняя поверхность нефтепровода загрязняется, это может приводить к повышению давления и снижению производительности.

Состав и структура асфальтосмолопарафиновых отложений сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов(20-70 % мас.), АСВ (20-40% мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей[6]. АСПО образующиеся на промысле имеют вид темно-коричневой или чёрной мазеобразной структуры достаточно высокой вязкости. Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых они формируются. При снижении температуры нефти сначала кристаллизуются более тугоплавкие углеводороды, а в дальнейшем, при массовой кристаллизации, менее тугоплавкие. В зависимости от термобарических условий состав парафиновых отложений даже в одной скважине может быть весьма разнообразен.

Наличие воды в АСПО придаёт им высокую структурную вязкость и затрудняет их удаление [13].

Также состав АСПО различается в зависимости от расстояния до поверхности трубы, с уменьшением расстояния мы обнаруживаем увеличение минеральных веществ, карбенов, карбонидов в составе асфальтосмолопарафинистых отложений. Данная особенность связана с тем так называемым климатическим влиянием металла, а также с самим механизмом образования АСПО, так как слой отложений который прилегает к металлу непосредственно отличается

					Общая часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

по составу от слоев которые образуются позднее [13].



Рисунок 1.4 – АСПО в трубе [12]

Парафины- воскоподобное соединение белого цвета кристаллического строения состоящее из различных предельных углеводородов содержащих от до 18 до 35 атомов углерода и имеющих температуру плавления 45-65 °С, обладающее малой вязкостью в расплавленном состоянии. Вид кристалла парафина зависит от его условий выпадения [12].

Парафинизация нефтепровода – местное отложение плотного слоя соединений состоящего из парафинов, АСВ, механических примесей и церезинов на внутренней поверхности трубы. Этот процесс происходит в основном при перекачке нефтей, которые в процессе транспортировки охлаждаются ниже температуры при которой начинается выпадение парафинов. Компоненты парафина кристаллизуются в частицы твердого парафина и начинают слипаться друг с другом. Отложения часто происходит тогда, когда нефть соприкасается с поверхностью у которой температура ниже температуры отложений парафина, и которая обеспечивает отвод теплоты. Парафиновые отложения сужают площадь поперечного сечения трубопровода, увеличивает нагрузку на насосное оборудование и снижает эксплуатационные возможности. Определение механизма образования АСПО позволит определить необходимые характеристики

для контроля с целью предотвращения и минимизации отложений парафина.

Связь между скоростью отложения и скоростью сдвига можно описать с помощью дисперсии сдвига. Скорость отложения снижается с возрастанием скорости сдвига. Процесс, вследствие которого радикальный градиент температуры вызывает градиент концентрации парафина описывается молекулярной диффузией. Градиент концентрации приводит к прилипанию парафина к стенке трубы, на которой он впоследствии и откладывается [12].

Молекулярная диффузия как процесс объясняющий толщину парафина на стенках трубы при транспортировке является широко признанным фактом. Многие исследователи данного вопроса пришли к выводу, что молекулярная диффузия растворенного парафина и есть самая главная причина отложения. Однако механизм транспортировки остается не до конца ясным, и существует сомнение относительно ее влияния на явление отложения парафина.

1.5 Факторы процесса образования парафиновых отложений

Одну из основных ролей в образовании АСПО играет компонентный состав [14]. Между количеством твердых парафинов УВ и содержанием других компонентов в нефти есть определенная взаимосвязь, которая заключается в том, что моноциклических веществ тем больше, чем меньше содержание асфальтенов и смол [13]. Если в составе нефти преобладают метановые соединения, то даже если количество высокомолекулярных соединений не велико образуются достаточно плотные парафиновые отложения. Также количество выпадающего парафина увеличивается с количеством выхода светлых фракций, которые выкипают до 350 °С, а нефти которые содержат большое количество УВ ароматических и нафтеновых рядов отличаются меньшей способностью к образованию устойчивых парафиновых отложений.

Парафины находящиеся в пластовых условиях способны к образованию гомогенного раствора в нефти. Вследствие того, что в процессе извлечения

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

нефти, снижается температура, давление, протекает процесс разгазирования, уменьшается растворяющая способность нефти по отношению к парафину. При данных условиях начинается насыщение парафином нефти и его кристаллизация. Для успешного процесса кристаллизации парафина требуется наличие центров кристаллизации, в качестве которых обычно выступают различные шероховатости поверхности труб, различные выступа и механические взвеси в потоке нефти [15].

Глинистые материалы которые были вынесены из пласта тоже могут выступать в роли центров кристаллизации, так как имеют гидрофильные свойства. Асфальтены в нефти имеют гидрофобные, гидрофильные и парамагнитные свойства. Они способны взаимодействовать с поверхностью трубы и ориентироваться определенным образом, создавая при этом асфальто-смолистую подложку с развитой шероховатостью. При этом асфальтены могут сами быть причиной плотных осадков, особенно при наличии смол. В данном случае смолы будут являться цементирующим компонентом, а парафин будет выполнять функцию строительного материала [14].

Известно, что на интенсивность образования АСПО на оборудовании значительное влияние оказывает наличие серосодержащих соединений. При увеличении их концентрации в нефти уменьшается количество отложений парафина. Сернистые соединения, увеличивают агрегативную активность диспергированных частиц в УВ средах [13].

Для процесса роста и формирования АСПО одним из определяющих факторов является температурный фактор. Обычно приемлемые температурные условия для образования АСПО находятся на внутренней поверхности трубы. Установлено, что при увеличении разности между температурой в потоке нефти и температурой окружающей среды объем АСПО так же возрастает [14].

На прочность сцепления с поверхностью парафиновых отложений значительное влияние оказывает свойства этой поверхности. Степень парафинизации трубы зависит от степени полярности материалов из которых она изготовлена.

					<i>Общая часть</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Материалы обладающие высокой полярностью имеют слабую сцепляемость обусловленную гидрофильной природой. Стекло, фторопласт обладают хорошей устойчивости к образованию АСПО, а например полиэтилен обладает повышенной склонностью к образованию на нем парафиновых отложений [14].

Материалы, обладающие высокими гидрофильными свойствами, характеризуются высоким сопротивлением к образованию АСПО. Гидрофильными свойствами обладают большинство марок сталей. Различные шероховатости возникающие на внутренней поверхности труб способствуют процессу перемешивания, появлению парафина и газа. Уровень обработки внутренней части трубы не вносит значительного эффекта на количество образующегося АСПО, поскольку уже после образования даже незначительного слоя парафина, интенсивность образования парафиновых отложений не находится в зависимости от качества обработки поверхности. Однако при повышении значения полярности материала и качества обработки внутренней поверхности трубы сцепление парафиновых отложений снижается, и процесс смыва можно будет произвести при скоростях потока имеющих меньшее значение.

Давление на процесс образования парафиновых отложений имеет косвенное воздействие. Если давление достигает значений ниже давления насыщения нефти газом, то происходит снижения температура начала процесса кристаллизации. Это объясняется тем, что увеличивается количество растворенного газа в нефти, который значительно влияет на значение растворимости в нефти парафина. При давлении превышающем давления насыщения нефти порог кристаллизации парафинов увеличивается с возрастанием давления [8]. Однако превышение давлением порога насыщения нефти газом не исключает процесс парафинизации, а лишь снижает его интенсивность.

Частицы парафина могут быть перенесены к поверхности трубы вместе с газовыми пузырьками. После контакта пузырька с внутренней частью трубы частицы парафина соприкасаются с металлом и формируют отложения. Дальнейшее развитие процесса возрастает вследствие гидрофобности парафиновых

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

отложений. На внутренней поверхности трубопровода накапливается слой из пузырьков газа и кристаллов парафина [13].

Интенсивность формирования парафиновых отложений увеличивается при возрастании скорости потока нефти вследствие повышения массопереноса, однако это происходит до определенного максимума, и при превышении определенного значения скорости начинает убывать. Данную особенность можно объяснить тем, что с возрастанием скорости потока нефти увеличивается вероятность срыва парафиновых отложений и последующего смыва с поверхности нефтепровода [14].

Обводненность нефти влияет на интенсивность образования парафиновых отложений посредством суммарной теплоёмкости, поскольку теплоемкость у нефти ниже, чем у воды, а также из-за изменения степени смачиваемости, в следствие увеличения площади контактирования стенки трубы с водой. Поэтому интенсивность отложений уменьшается при увеличении обводненности [14].

Процесс формирования парафиновых отложений характеризуется адсорбационным характером. Такие процессы происходят параллельно с образованием двойного электрического слоя у поверхности контактирования газонефтяного потока с парафином. Если равновесное состояние такого слоя будет то нарушено, возникнут некомпенсированные заряд статического электричества. Поскольку будет происходить как электризация внутренней поверхности трубопровода так и поверхности кристаллов парафина, это усилит парафиновую адгезию к металлу [13].

Количество отложений парафина возрастает неравномерно. Наибольшее количество формируется в начальный период, в дальнейшем интенсивность отложений уменьшается по причине снижения теплоотдачи от нефти во внешнюю окружающую среду из-за нарастания значительной толщины отложений парафина на внутренней поверхности трубы [14].

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

2 АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПЕРЕКАЧКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ПУТЕМ УЛУЧШЕНИЯ ИХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

Трубопроводный транспорт высокопарафинистых нефтей в основном производится с улучшением реологических свойств перекачиваемых продуктов.

Существуют различные способы изменение реологических характеристик нефти:

- перекачка с подогревом на тепловых станциях, которые размещаются через определенное расстояние по длине трубопровода
- перекачка с применением подогрева на ГПС и путевым подогревом
- перекачка с помощью предварительной термообработки
- перекачка в смеси с низко-застывающими нефтепродуктами
- перекачка с водой или растворами ПАВ
- перекачка нефтей с добавлением депрессорных присадок

2.1 Горячая перекачка

Перекачка с предварительным подогревом – один из наиболее используемых способов транспорта парафинистых нефтей. Нефть нагревает на ГПС и поставляют в трубопровод. По мере движения транспортируемый продукт остывает, у него увеличивается вязкость. Для предотвращения охлаждения по длине трубопровода устанавливают промежуточные тепловые станции, которые восстанавливают требуемую температуру. К достоинствам можно отнести экономичность и достаточно не сложную реализацию, однако данный способ

					<i>Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Долгалева М. С.</i>			<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Креца В. Г.</i>					32	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ		ИШПР
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>				ГРУППА		2Б4А

перекачки при достаточно длительной остановки может привести к «замораживанию» трубопровода, для реализации данной технологии должна применяться термостойкая изоляция, так как битумная при высоких температурах перекачки начинает течь.

Перекачка нефтей с подогревом на ГПС и путевым подогревом, используется только при транспортировке на небольшие расстояния. Для применения данного способа необходим проложенный паропровод или водопровод, так как обогрев трубопровода является побочным эффектом теплоносителя. К этому способу транспортировки относят также обогрев токами Фуко. Основным недостатком является дороговизна, данный метод практически не применяется.

«Горячая» перекачка относится к неизотермической перекачки и связана с изменением реологических свойств нефти (вязкости и предельного напряжения сдвига) путем предварительного подогрева жидкости. При горячей перекачке высокозастывающая нефть нагревается на головной станции и насосами подается в трубопровод. При движении по трубопроводу она охлаждается, что приводит к увеличению потерь на трение. Поэтому нефть снова подогревается на промежуточных тепловых станциях. Рассмотрим схему трубопровода с предварительным подогревом, представленную на рисунке 2.1 [16].

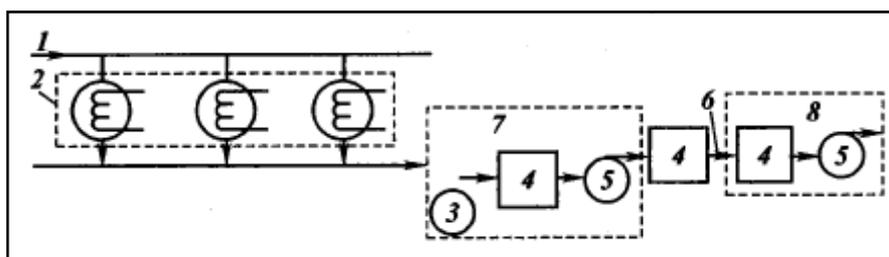


Рисунок 2.1 – Предварительный подогрев нефти [16]

где: 1 – подводящий трубопровод (магистральный); 2 – резервуарный парк, оборудованный подогревателями; 3 – подпорный насос; 4 – подогреватель; 5 – основной насос; 6 – магистральный трубопровод; 7 – ГПС, 8 – промежуточная тепловая станция.

Нефтепродукты с магистрального нефтепровода 1 подаются в резерву-

					Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	стик	

арный парк 2, который имеет подогреватели, поддерживающие определенную температуру нефти, требуемую для эксплуатации подпорных насосов 3, которые затем перекачивают нефть через подогреватели 4 и направляют нефтепродукты к основным насосам 5, обеспечивающими перекачку нефти до магистрального нефтепровода 6. Жидкость нагревается от 70 до 120 °С. Предел температуры нагрева ограничен пределом стойкости теплоизоляции, молекулярной деструкцией нефти, а также вероятностью процессов коксования нефти в теплообменниках. При движении по нефтепроводу нефть теряет температуру, что приводит к потерям напора вследствие увеличения вязкости. Для компенсации остывания нефть снова разогревают на промежуточных тепловых станциях 8. Пункты подогрева располагаются обычно через 25-80 км, расстояние зависит от начальной температуры разогрева и расхода нефти.

Также для попутного нагрева нефти могут использоваться различные электрообогревательные устройства. Данная технология подогрева имеет преимущества связанные с отсутствием достаточно сложных устройств для обогрева и наличия обслуживающего персонала.

«Горячая» перекачка для высокопарафинистой нефти имеет пользуется наибольшим применением в мире. Однако это технология имеет значительные минусы: в печах подогрева сжигается часть транспортируемой нефти, происходит загрязнение атмосферы от продуктов сгорания, для применения данной технологии на подводных трубопроводах необходима специальная дорогостоящая изоляция, низкий КПД и значительные потери тепла, которые могут большое отрицательное воздействие на окружающую среду. Использование такой технологии при наземной или подземной прокладки трубопровода в местах распространения мерзлых грунтов невозможно из-за возможности оттаивания почвенной влаги и последующего уменьшения несущей функции породы, а при надземной прокладки данная технология экономически не эффективна из-за большие потерь тепла [16].

Наиболее сложными и ответственными операциями при эксплуатации

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

«горячих» трубопроводов являются заполнение трубопроводов, их остановка и последующий пуск.

Для коротких трубопроводов используют методы электроподогрева:

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

При применении прямого электроподогрева изолированный участок присоединяется к источнику переменного тока при значении напряжения не превышающем 50 В. Проходящий по участку электрический ток, вследствие закона Джоуля, вызывает выделение тепла, и происходит равномерный прогрев как стенок нефтепровода так и самой нефти. Применение такой технологии на трубопроводах ограничивается по техническим причинам: участок, который подвергается нагреву, обязан быть в изоляции от поверхности грунта для предотвращения значительных утечек тока.

Наибольшей популярностью отличаются электронагревательные приборы выполненные в виде лент или кабелей. Кабели отличаются высоким сопротивлением и имеют защиту от механического воздействия и термостойкую электроизоляцию. В основном кабели монтируются с внешней поверхности нефтепровода, однако прокладка кабеля внутри показывает большую эффективность, потому что вся тепловая энергия расходуется на нагрев нефти. Минусом нагревательных кабелей является неравномерный прогрев нефтепровода по периметру, поэтому существует необходимость в удерживании на кабеле высокой температуры. Длина кабеля может достигать 13,2 км при мощности до 4000 кВт.

Большую популярность имеют электронагревательные ленты. Обычно длина активной части составляет от 3 до 40 м, при ширине 25-80 мм и толщине 1,5 мм. Электронагревательная лента наматывается на нефтепровод и его фасонные части, а для сокращения потерь тепловой энергии на трубу с гибкой лентой накладывается тепловая изоляция. Также электроподогрев можно ис-

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

пользовать параллельно с другими технологиями улучшения реологических характеристик.

На данный момент в мире введено в эксплуатацию более чем 50 «горячих» магистральных трубопроводов. Одним из крупнейших является нефтепровод Узень-Гурьев-Куйбышев.

2.2 Перекачка термически обработанных нефтей

Метод предварительной термообработки заключается в улучшении реологических характеристик нефти, которое достигается за счет нагрева и охлаждения в определенных условиях вследствие которого улучшается транспортабельность нефти.

«Горячая» перекачка демонстрирует, что вязкость у высокопарафинистых нефтей возможно понизить за счет термообработки, которая представляет собой подогрев нефти выше порога плавления парафина (около 363 °К) и последующее остывания в статическом и динамическом режиме с определенной скоростью (10-20 °К/ч) [17].

Однако термическая обработка может изменить реологические свойства лишь тех высокопарафинистых нефтей, в составе которых присутствуют асфальтосмолистые компоненты. Во время подогрева нефти при термической термообработки твердые парафиновые компоненты начинают растворяться. При последующем охлаждении нефти начинается процесс образования парафиновых кристаллов, вступающих во взаимодействие с асфальтосмолистыми компонентами. При данном процесс происходит изменение формы кристаллов парафина, что приводит к снижению температуры застывания парафинистой нефти. Скорость с которой происходит процесс остывания нефти оказывает значительное влияние. Изменяя интенсивность остывания мы можем корректировать зависимость между скоростью роста образующихся парафиновых кристаллов и скорость появления новых центров кристаллизации. У любой высо-

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

копарафинистой нефти есть определенная скорость охлаждения, при которой её реологические свойства оказываются минимальными.

Для большинства существующих технологий термообработки первоначальное охлаждение требуется начинать в движении в процессе перекачки горячей нефти через теплообменники. Последующее охлаждение рекомендуется производить в статических условиях с определенной скоростью.

Для большинства схем термообработки первоначальное охлаждение рекомендуется производить в движении, перекачивая горячую нефть через теплообменники. Последующее охлаждение ведется в статических условиях с заданной скоростью.

Главные минусы данной технологии заключаются в том, повторный подогрев термически обработанной нефти в весомерной степени снижает эффект от термообработки. Также у термообработанной парафинистой нефти в процессе хранения понижаются реологические свойства.

Вследствие различного состава у высокопарафинистых нефтей наиболее эффективная температура термообработки должна определяться экспериментально для каждой нефти [18].

На рисунке 2.2 показано как изменяются реологические свойства Жетыбайской нефти от значения температуры термической обработки. Рассматривая данную зависимость мы можем заметить, что при значении температуры термообработки $t_{T.0}$ порядка 30 °С температура Жетыбайской нефти не снижается, а только возрастает. Однако дальнейшее повышение температуры приводит к снижению $t_{заст.}$ и только начиная с $t_{T.0}$ порядка 105 °С температура застывания опять начинает рост.

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

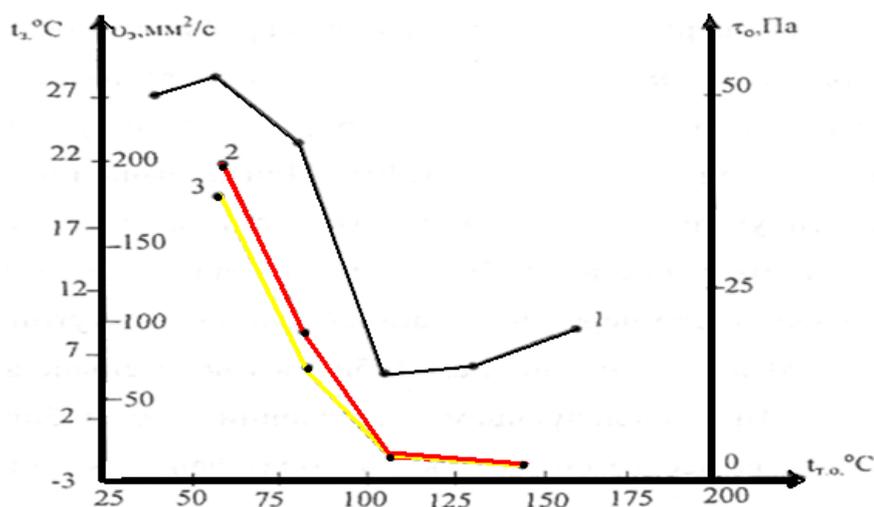


Рисунок 2.2 - Влияние температуры термообработки на реологические параметры Жетыбайской нефти [19]: где 1 - температура застывания; 2 - эффективная кинематическая вязкость; 3 - начальное напряжение сдвига.

Также здесь показана зависимость эффективной вязкости $v_{Э}$ и начального напряжения сдвига τ_0 от температуры термообработки. Значительное снижение данных параметров наблюдается лишь при $t_{T.o.} \leq 105$ °C, последующее повышение температуры не оказывает большого влияния.

Скорость при которой происходит процесс остывания нефти оказывает влияние на процесс образования парафиновых кристаллов. При правильной температуре охлаждения нефти появляются крупные кристаллы парафиносмолистых веществ, которые распределяются по объему неравномерно. В нефти, которая вообще не подвергалась термической обработке или обработанная при неоптимальной температуре, образуются небольшие парафиновые кристаллы, их число гораздо больше, а распределение их более равномерно. При отсутствии движения они могут образовывать прочную структурную решетку соединяясь между собой. В ячейках данной структуры находится нефть в жидком состоянии.

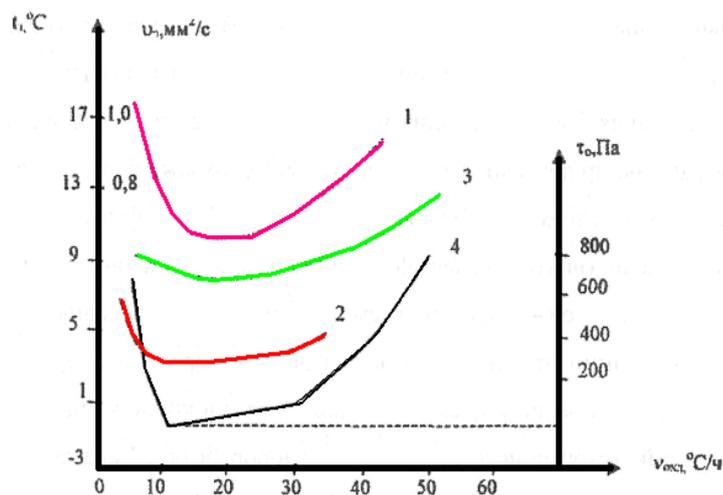


Рисунок 2.3 - Изменение реологических параметров высокопарафинистых нефтей в зависимости от скорости охлаждения [19]

где : 1 - температура застывания Узеньской нефти; 2 - температура застывания Жетыбайской нефти; 3 - эффективная кинематическая вязкость; 4 - начальное напряжение сдвига

На рисунке 2.3 мы можем видеть зависимости начального напряжения сдвига и застывания от скорости остывания при термической обработке. Можно заметить , что температура застывания как и начальное напряжение вначале уменьшается с увеличением скорости охлаждения, однако достигая наименьшего значения начинается рост данных параметров. Для данных нефтей наиболее эффективной скоростью охлаждения будет являться 10 – 15 °C в час.

На эффект от термической обработки также оказывает воздействие состояние высокопарафинистой нефти в процессе остывания. Если процесс охлаждения нефти происходит в движении (например при закачивании подогретой нефти в нефтепровод), то ее реологические характеристики улучшаются совсем незначительно, однако данный способ значительно дешевле чем при статическом охлаждении. Для использования положительных качеств обоих способов охлаждения можно применять комбинированные методы: от наиболее оптимальной температуры обработки например 90 °C до 40 – 60 °C высокопарафинистую нефть следует охлаждать в состоянии движения, а с 40 – 60 °C до

эксплуатационной температуры в статическом состоянии.

Однако несмотря на то, что термообработка улучшает реологические свойства высокопарафинистой нефти с течением времени они претерпевают ухудшение, и в итоге приходят к изначальным значениям. Динамика изменения эффективной вязкости для озексуатской и жетыбайской нефти после термической обработки показан на рисунке 2.4. Озексуатская нефть приходит к своим изначальным свойствам около 3 суток, а для Жетыбайской данное значение равняется около 45. Поэтому термическая обработка не всегда является решением проблемы транспорта высокопарафинистых нефтей.

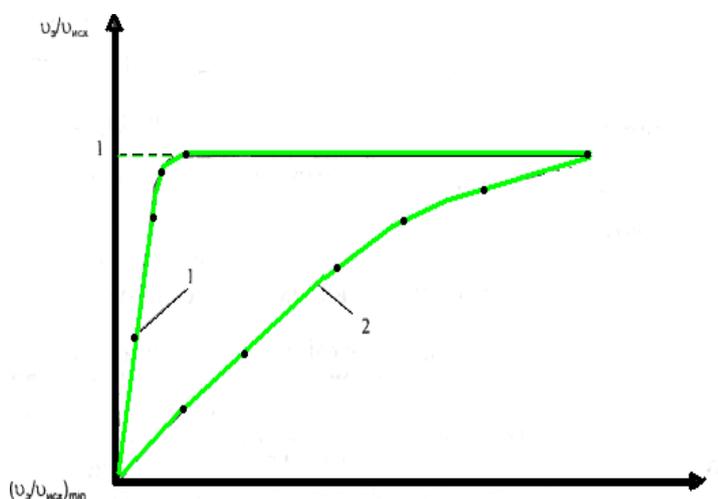


Рисунок 2.4 - Восстановление эффективной вязкости Озексуатской (1) и Жетыбайской (2) нефтей во времени после термообработки [19].

Рассмотрим одну из стандартных схем для перекачки термически обработанной нефти, в которой содержание парафина имеет значение 11,5% парафина, а температура застывания составляет 32 °С. С помощью термической обработки проходящей при температуре 87 – 102 °С, перекачка происходит при 18 °С (наименьшее значение температуры на глубине заложения нефтепровода).

Принципиальная схема данного трубопровода приведена на рисунке 2.5

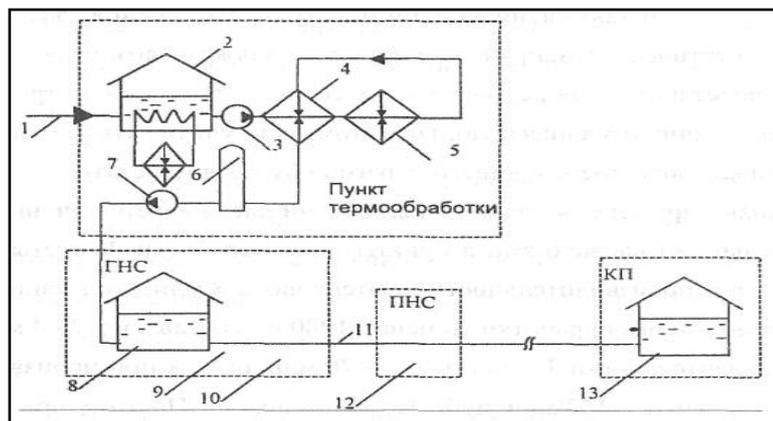


Рисунок 2.5 - Принципиальная технологическая схема перекачки термообработанной нефти по нефтепроводу [19]

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

Нефть, при температуре 37 – 52 °С, приходит с промысла по нефтепроводу 1 в резервуарный парк 2 предназначенный для хранения сырой нефти. Для обеспечения требуемой всасывающей функции насосов температура, при которой нефть содержится в резервуарах, поддерживается около 37 – 42 °С. В дальнейшем нефть насосами 3 транспортируется через теплообменник 4 выполненный по типу «труба в трубе», в котором частично подогревается с помощью нефти, которая уже прошла термическую обработку, и направляется в печь подогрева 5. В печи нефть претерпевает нагрев до 87 - 102 °С. После подогретая нефть, исполнив роль теплового носителя в теплообменнике 4, направляется в колонны статического охлаждения 6, количество которых равно 30. В данных колоннах нефть остывает с определенной скоростью и направляется насосами 7 в резервуары 8 ГПС. Далее происходит изотермическая перекачка [19].

Если термическая обработка нефти произведена успешно, то нефть характеризуется низкой температурой застывания, эффективной вязкостью и ста-

тическим напряжением сдвига, а также нефть будет иметь достаточно продолжительный срок до момента возвращения реологических свойств к своим начальным значениям. Такую высокопарафинистую нефть можно будет перекачивать как маловязкую. Однако нужно понимать, что потери на трения будут увеличиваться при каждом последующем перегоне.

При всех своих преимущества данный способ транспортировки сдерживается достаточно высокими капитальными затратами в пункты термообработки. По этой причине при проведении технико-экономического сравнения способов перекачки высокопарафинистых нефтей метод термической обработки обычно уступает.

2.3 Перекачка высокопарафинистых нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями

Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей совместно с маловязкими нефтепродуктами может быть одной из наиболее эффективных, при условии, что на месторождении параллельно добываются различные по составу нефти.

Добавление разбавителей может довольно существенно понизить значение вязкости и температуры застывания нефтепродуктов. При такой перекачке снижается концентрация парафиновых компонентов в составе смеси, поскольку определенная часть растворяется маловязкими разбавителями. Также если маловязкие нефтепродукты имеют в составе асфальтосмолистые вещества, то они адсорбируясь на поверхности парафиновых кристаллов, сдерживают формирование крепкой структурированной решетки [20].

Бензины и керосины в качестве разбавителей практически не используются, поскольку для их доставки на месторождение требуется значительное количество эксплуатационных и капитальных затрат. Лучше всего для разбавления высокопарафинистых нефтей подходят маловязкие нефти.

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Выбор разбавителя происходит путем сравнения для различных вариантов затрат на доставку, смешение разбавителя, транспортировку смеси, а также затрат на получение. Также реологические характеристики смеси оказывает влияние температура, при которой происходит перемешивание компонентов. Гомогенная смесь можно получить, если производить смешение при температуре на 3–5 °С больше чем температура застывания наиболее вязкого компонента. Так как при добавлении изменяется вязкость смеси нефтепродуктов, то требуется произвести перерасчет характеристик перекачивающих насосов [21].

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

- снижение затрат электроэнергии на транспортировку
- повышение объема перекачиваемой нефти;
- снижения напора, развиваемого НПС для предотвращения аварий на длительно эксплуатируемом нефтепроводе;

2.4 Гидроперекачка

Эффективным способ транспорта высокопарафинистых нефтей является гидротранспорт. Гидроперекачкой называют совместную перекачку высоковязких нефтей с водой.

Гидроперекачка высокопарафинистой и высоковязкой нефтей может производиться различными способами :

- перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде»,
- послойная перекачка нефти и воды,
- перекачка нефти внутри водяного кольца

Технология первого метода гидроперекачки заключается в том, что высокопарафинистая нефть смешивается с водой перед процессом перекачки в та-

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ких количествах, чтобы сформировалась эмульсия типа «нефть в воде». В данном случае капли высокопарафинистой нефти будут окружены водяной пленкой и нефти не будет контактировать со стенкой нефтепровода. Для большей стабильности сформированной эмульсии и придания поверхности нефтепровода гидрофильных свойств добавляют ПАВ. Устойчивость эмульсии «нефть в воде» имеет зависимость от концентрации добавляемой ПАВ, режима течения потока, соотношения нефти и воды в образовавшейся смеси и температуры. Снижение количества воды в смеси уменьшает эмульсионную устойчивость. В ходе экспериментов было выяснено, что минимальное содержание воды должно быть не меньше 30% [22]. Недостатком такой перекачки служит вероятность инверсии фаз – превращении эмульсия по типу «нефть в воде» в другой вид эмульсии «воды в нефти». Такое может произойти при изменении температура или скорости перекачки. Образованная эмульсия будет иметь большее значение вязкости, а также при прохождении через насосы эмульсия претерпевает интенсивное перемешивание и в дальнейшем такую смесь сложно будет разделить на воду и нефть.

Ко второму методу гидротранспорта относится послойная перекачка нефти и воды. При такой технологии нефть занимает верхнее положение у образующей трубы, а вода так как является более тяжелой жидкостью нижнее. Поверхность раздела фаз в данном случае может быть плоской или криволинейной, это зависит от скорости перекачки. Гидравлическое сопротивление нефтепровода в данном методе снижается за счет того, что часть нефти не вступает в контакт со стенкой трубопровода, а только лишь с движущейся водой. Однако, так как со стенкой не вступает в контакт не вся нефть, а лишь ее часть, то гидравлическое сопротивление возможно снизить лишь в небольшой степени.

Ко третьему методу гидроперекачки относится перекачка нефти внутри водяного кольца. Такой метод был внедрен компанией «Shell Oil», он дал возможность исключить нагрев нефти, чем уменьшил стоимость перекачки нефти. При данной технологии нефти движется по нефтепроводу внутри водяного

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

кольца и не контактирует с поверхностью трубопровода. С помощью данного метода работает нефтепровод длиной 38,5 км в штате Калифорния. Соотношение закачиваемых нефти и воды в данном случае составляла 7:3, а скорость перекачки должна была быть не менее 0,9 м/с [19].

Способ создания водяного кольца был запатентован в 1967 г. в США.

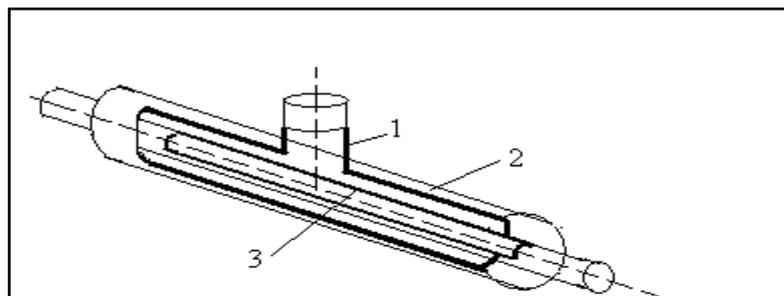


Рисунок 2.6 – Устройство для создания водяного кольца в трубопроводе [22]

где: 1 – патрубок для ввода воды, 2 – инжектор, 3 – пористая прокладка из нерастворимого материала

В образующийся пристеночный слой в трубопровод через патрубок 1, расположенный на инжектора 2, добавляется вода. Давление в нефтепроводе немного меньше чем давление в инжекторе. Пористая прокладка 3 располагается внутри корпуса инжектора. Она образует кольца у которого внутренний диаметр имеет достаточно близкое значение к внутреннему диаметру нефтепровода. Инжектируемые участки на нефтепроводе требуется размещать на расстоянии около 15 км друг от друга, а на каждом участке предлагается располагать несколько инжектор с интервалом 0,3-0,5 км. При данной технологии инжекторы составляют 0,1-0,3 % от общей внутренней поверхности нефтепровода. К минусу данного способа можно отнести дополнительные расходы энергии для формирования перепада давления между наружной и внутренней стороной прокладки [22].

2.5 Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия

Суть данной технологии перекачивания заключается в том, что высокопарафинистая нефть подвергается охлаждению до формирования парафиновой структура, которая впоследствии разрушается механическим способом. Смолы и асфальтены, содержащиеся в высокопарафинистой нефти, как бы обволакивают «осколки» парафиновых образований тем самым препятствуя процессу их повторного соединения. Для устойчивого существования полученной парафиновой суспензии и сохранения ей необходимой подвижности обычно достаточно обычных скоростей перекачки [23].

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

Устройство для виброобработки нефтей (рисунок 2.7) имеет в составе сито, контактирующее с нефтью, вибратор, который заставляет сито совершать колебательные движение и трубопроводов.

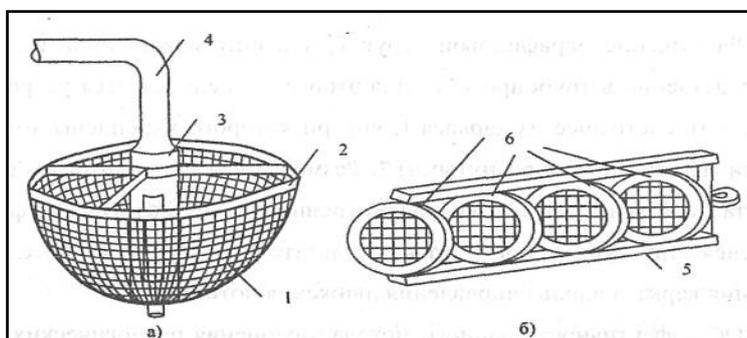


Рисунок 2.7 – Устройство для виброобработки нефти [23]

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

Виброобработка выполняется виброситом в течении 1 – 5 минут, частота колебаний 20 – 250 Гц., а размер ячеек сита составляет от 1,5 до 8 мм. Такая частота колебаний связана с тем, что если частота будет иметь значений ниже чем 20 Гц. то разрушения парафиновой структуры до мелкодисперсного состояния

					Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

не будет, а если частота превысит 250 Гц. то вибросито будет вырывать охлажденную нефть кусками и раскидывать ее по поверхности, не успев при этом разрушить парафиновую структуру [23].

Установка работает следующим образом. Подключается вибратор 3 и при значении температуры высокопарафинистой нефти на 5 – 10 градусов ниже чем температура ее застывания опускается в нефть. Перекачиваемая жидкость проходит через ячейки вибросита, при этом образованная структура парафина разрушается и формируется суспензия, которая проходит через отверстия в корпусе вибратора и перекачивается во всасывающий трубопровод 4 [23].

Также разрушить структура парафина можно прямо в трубопроводе. Для этого существует определенное оборудование (рисунок 2.7 б). Оно состоит из каркаса 5 у которого внутри различные кольца с вогнутыми и плоскими сетками 6. Частота виброобработки и размеры ячеек являются такими же, что в устройстве рассмотренном выше. Парафиновая структура происходит за счет возвратно-поступательного движения каркаса вдоль направления движения потока [23].

Однако со временем парафиновая структура возвращается к изначальному состоянию, этот процесс может занимать от нескольких часов до нескольких суток. Также если высокопарафинистые нефти не имеют в своем составе асфальтенов то эффект от механического разрушения парафиновой структура практически отсутствует, поскольку решетка парафина практически сразу после разрушения приходит к начальному состоянию. С увеличением количества асфальтенов в нефти увеличивается время восстановления парафинистой структуры, однако этот процесс идет до определенного эффективного количества асфальтенов после которого они слишком сильно загущают ее, и вязкость опять начинает увеличиваться [23].

Технология виброобработки применяется на практике в достаточно небольших масштабах, поскольку установки для виброобработки являются малопродуктивными. В основном она применяется для откачивания застывшей

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

нефти из резервуаров и технологических нефтепроводов.

2.6 Перекачка с добавлением депрессорных присадок

Транспортировка с применением депрессорных присадок, является одним из наиболее эффективных методов перекачки высокопарафинистых нефтей. Добавление присадки значительно улучшает реологические свойства нефти. Однако развитие данной технологии началось сравнительно недавно. Это можно объяснить тем, что объем добываемых высокопарафинистых нефтей был достаточно мал [24].

Депрессорные присадки уже давно применяются для снижения температуры застывания масел. Однако для нефтей эти присадки оказались малоэффективны.

Концентрация вводимого депрессора зависит от цели, с которой он применяется. Для обеспечения эффективной транспортировки высокопарафинистой нефти по магистральному нефтепроводу может быть достаточно добавить 0,05 – 2 % (по массе) присадки от количества нефти [25].

Самым простым природным депрессатором служат асфальтосмолистые вещества, которые входят в состав нефти. По этой причине одним из методов улучшения реологических характеристик нефтей является добавление компонентов, которые богаты асфальтосмолистыми веществами.

Однако гораздо большее влияние на реологические характеристики нефтей оказывают специально полученные для данных целей присадки. На высокопарафинистые нефти достаточно эффективно воздействуют депрессорные присадки ДН-1 и ВЭС-503, которые были созданы в нашей стране. Данные присадки относятся к полимерным поверхностно-активным веществам. За границей большую популярность получили присадки «Paramins», которые были созданы компанией «Exho Chemical». Такие реагенты рекомендуется добавлять в количестве 0,02 – 0,15 % масс. По внешнему виду напоми-

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

нают парафинообразную структуру, которая приобретает подвижность только при 50 – 60 °С.

Технология воздействия депрессорной присадки заключается в том, что она меняет форму, строение и размер частиц дисперсной фазы высокопарафинистой нефти, тем самым приводя к тому, что парафиновая структура становится гораздо меньшей прочности и не препятствует течению остальной части жидкости.

Степень улучшения реологических характеристик и понижения температуры застывания зависит от содержания в нефти асфальтенов и смол, концентрации депрессорной присадки, молекулярной массы парафиновых углеводородов. Наилучший эффект при обработки высокопарафинистых нефтей депрессорной присадкой наблюдается если содержание смол к парафинам в процентном соотношении меньше 2 [4].

Товарные формы депрессорных присадок, как правило, представляют собой 20 – 30 % растворы сополимеров в углеводородных растворителях, например толуоле, газойле каталитического крекинга, дизельном топливе.

При добавлении присадки динамические характеристики нефти изменяются на порядок и более. В качестве примера можно привести результаты испытаний некоторых нефтей с присадкой (таблица 2.1) [26].

Таблица 2.1- Влияние присадки ДМН-2005 на реологические характеристики нефти, в числителе – без присадки, в знаменателе – с 0,05% масс, присадки [26].

Образец нефти	Начальное напряжение сдвига, Па	Предельное напряжение сдвига, Па	Пластическая вязкость, Па*с
Северных магистральных нефтепроводов (при температуре +10 С)	22,8 / 2,3	1,3 / 0	0,224 / 0,077
Прикаспийского месторождения (при температуре +25 С)	26,6 / 2,2	9,6 / 0,2	0,096 / 0,033

Продолжение таблицы 2.1

Западно-Сынатыского месторождения (при температуре +10 С)	11,5 / 0	2,4 / 0	0,067/ 0,021
---	----------	---------	--------------

К положительным результатам использования депрессорной присадки на практике можно отнести применение присадки ДПН-1 в АО «Транснефть-Север». При добавлении присадки в нефть наблюдалось снижение предельное напряжение сдвига в 10 раз, температура застывания снижалась на 12-14 °С, а также пластическая вязкость уменьшалась в 1,8 – 2,2 раза [19].

Применение депрессорной присадки на нефтепроводе Уса-Ухта-Ярославль помогло увеличить у отдельных участков нефтепровода пропускную способность вплоть до 87,5 %, при этом также снизился перепад давления на транспортировку [19].

Также введение присадки оказало положительное влияние на величину давления, которая необходимо при возобновлении транспортировки после остановки трубопровода.

До обрабатывания присадкой, пуск нефтепровода после зимней остановки на 2-3 суток протекал при пусковом давлении в 1,8 – 2 раза большем чем рабочее стационарное давление перекачки, а сам выход его на прежний режим затягивался на 1 – 2 суток. При заполнении трубопровода, заполненного нефтью, в которую введена депрессорная присадка, пуск будет производиться при давлении, почти равному рабочему давлению при стационарном режиме перекачки, а сам выход трубопровода на режим будет занимать лишь 2 – 3 часа. Это свидетельствует о том, что высокопарафинистая нефть в которую добавлена депрессорная присадка, переходит в состояние ньютоновской жидкости, сохраняет эффект обработки значительное время и при остановки в ней не формируется кристаллическая решетка [19].

Полимерные присадки добавляется в высокопарафинистую нефть при

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

значении температуры 60 – 70 °С. Если добавление произвести при температуре ниже чем значение температуры кристаллизации парафина, то влияние от депрессорной присадки будет низким, однако если произвести подогрев нефти выше чем температура плавления парафинов, то эффективность присадки значительно повышается [19].

При перекачке нефти по трубопроводам применение присадки позволяет:

- снизить давление перекачки
- исключить подогрев нефти и попутный подогрев трубопроводов
- исключить опасность забивки трубопровода парафина при его остановке.

Возможность снижения давления перекачки можно проиллюстрировать результатами эксплуатационных испытаний на участке УУН – НПС «Пурпе» Северо-Губкинского месторождения ООО «Геойлбент» (Ямало-Ненецкая а.о.). Условия пробега: длина трубопровода – 57,7 км, диаметр – 273 мм, расход нефти – 110 т/час. Характеристика нефти: температура застывания + 10°С, содержание н-парафинов – 12%, температура плавления парафинов + 50°С, содержание смол и асфальтенов – 2% [26].

Испытания проводились в две стадии:

На первой стадии нефть с присадкой перекачивали по трубопроводу, загрязнённому АСПО при начальном давлении – 4,56 МПа (45,6 атм.). При введении присадки в нефть в количестве 150 г/т через 14 часов давление снизилось до 3,8 МПа, затем концентрацию присадки увеличили до 200 г/т, и через 26 часов давление снизилось до 2,7 МПа.

Снижение давления в трубопроводе связано со свойствами присадки:

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

- очищающим действием, за счёт которого она смывает смолисто- парафиновые отложения, образовавшиеся на внутренней стенке трубы, увеличивая её пропускной диаметр;

- уменьшением динамической вязкости нефти, благодаря чему её сопротивление перекачке снижается

На второй стадии

Нефтепровод был прочищен скребком, после чего начальное давление перекачки составило 2 МПа. При перекачке нефти с присадкой (150 г/т) давление в трубопроводе держалось на уровне 2,8-3,0 МПа. Предварительная очистка трубопровода перед использованием присадки рекомендуется, так как при этом расход присадки, требуемый для достижения одного и того же эффекта на 25% меньше (рисунок 2.8).

Таким образом, введение присадки ДМН-2005 в высокопарафинистую нефть в концентрации 150 г/т в условиях испытаний позволило, как минимум на 1,5 МПа снизить гидравлическое сопротивление трубопровода. При этом температура застывания нефти снижается с 10 до 2 °С. [26]

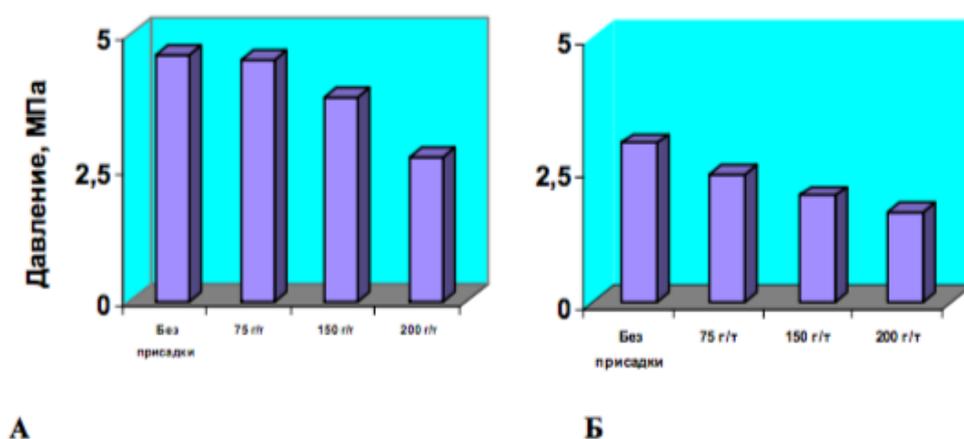


Рисунок 2.8 Давление в загрязненном (А) и чистом (Б) трубопроводе при перекачке нефти без присадки и с присадкой ДМН-2005 [26].

Если на участке возникает ламинарный режим течения жидкости, то следует добавлять депрессорную присадку только в пристенный слой нефти, предварительно нагретый до определенной температуры. С помощью данного способа возможно уменьшить расход депрессорной присадки в 7 – 10 раз, сохраняя такую же гидравлическую эффективность, а также понизить затраты энергии для нагрева нефти. Однако такая технология может быть применимой лишь на нефтепроводах с одной насосной станцией, поскольку после каждой станции присадку нужно будет вводить повторно, так как при прохождении насосных установок пристенный слой нефти с присадкой подвергается разрушению [19].

Механизм воздействия депрессорных присадок на реологические свойства нефти в настоящее время еще не до конца определен. Предполагается, что частицы присадок адсорбируются на поверхности выпадающих кристаллов парафина и мешают их росту. В результате формируется текучая суспензия парафиновых кристаллов в потоке нефти.

Несмотря на то, что на рынке существует достаточно много эффективных разнообразных депрессорных присадок пока не установлено рекомендаций по их применению в зависимости от компонентного состава нефтепродуктов. Депрессорная присадка выбирается с помощью проведения производственных и лабораторных испытаний, которые требуют значительного времени [27].

Эффективность от применения депрессорных присадок в большой степени зависит от их строения, в особенности от длины и степени разветвленности углеводородной цепи, от молекулярной массы полимеры, от месторасположения и природы алкильных заместителей. Для того, чтобы присадка была эффективной она должна иметь парафинистую структура, которая разумной сочетается с длинной цепи парафина нефти. Длина цепи нужна для эффективного влияние присадка на процесс кристаллизации, поскольку он влияет на температуру застывания [27].

Большой интерес в сфере депрессорных присадок для нефтей, проявля-

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

ется к разработке композиционных присадок, в компонентный состав которых входят два или более активных веществ. Нефти характеризуются разнообразными структурно-механическими свойствами, обусловленный разными физико-химическими свойствами, поэтому для каждого типа нефти приходится находить свою эффективную депрессорную присадку. В связи с этим использования смесей присадок может позволить преодолеть данную проблему. Смешанная присадки характеризуются эффектом синергизма, когда различные компоненты присадки положительно влияют на депрессорные характеристики друг друга, а также эффектом многофункциональности, когда один из компонентов, не снижая депрессорный эффект другого, может расширить функциональное действие всей депрессорной присадки [27].

2.6.1 Технология воздействия депрессорных присадок на свойства высокопарафинистой нефти

При транспортировке по трубопроводам обычным способом (0-30 °С) высокопарафинистые нефти имеют две фазы: твердая и жидкая [2].

Твердая фаза состоит из высокомолекулярных парафиновых углеводородов и асфальтенов и может находиться в свободно и связнодисперсном состоянии. Жидкую фазу образуют низкомолекулярные парафиновые, ароматические и нафтеновые углеводороды [28].

Вид дисперсной системы зависит от значения концентрации дисперсной фазы. Если система свободнодисперсная то концентрация твердой фазы имеет небольшое значение и поэтому нефть проявляет способность к течению даже при наличии очень малых напряжений сдвига. В связнодисперсной системе в отличии от свободнодисперсной значение концентрации твердой фазы имеет большое значение, и это служит причиной образования пространственных структур. Это обусловлено силами взаимодействия между частицами, которые значительно проявляются именно в условиях сближения. При этом образовав-

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

шаяся пространственная структура придает создает признаки твердого тела [6].

На способность кристаллов парафина к образованию в пространственные структуры значительное влияние оказывают форма и размеры кристаллов. Данные параметры находятся в зависимости от динамических и температурных условий охлаждения нефти, содержания АСВ, значения вязкости и других параметров, в результате влияния которых происходит образование различных структур. Так как агрегативная неустойчивость системы является причиной наличия поверхностной энергии, которая в основном сосредоточена на межфазной поверхности, то система имеющая мелкокристаллическую структуру более чем крупнокристаллическая имеет склонность к коагуляции и обладает большей прочностью [3,5,29].

Механизм воздействия присадок заключается в их влиянии на процесс формирования пространственной структуры нефти при процессе кристаллизации парафинов. Нафтеновые и ароматические углеводороды отличаются низкими температура застывания и достаточно небольшой вязкостью и на процесс транспорта нефти влияют лишь положительно. Парафиновые углеводороды можно разделить на линейные (нормальные) и разветвлённые (изопарафины). Изопарафины отличаются хорошими низкотемпературными характеристиками. Именно нормальные парафины являются проблемой при перекачке высокопарафинистых нефтей. Они имеют ограниченную растворимость в углеводородных смесях и при снижении температуры легко кристаллизуются. По мере уменьшения значения температуры парафиновые кристаллы постепенно увеличиваются и определенный момент между ними начинается процесс слипания, при котором формируется пространственная структура. Вследствие формирования таких структур подвижность нефти снижается. Скорость этого процесса зависит от следующих характеристик: количества нормальных парафинов, содержание которых обычно составляет от 2 до 10%, и их значения температуры плавления. Чем больше эти характеристики, тем больше скорость застывания у нефтепродукта. Также на формирования пространственной структуры влияют

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

асфальтены и смолы, однако их влияния не всегда однозначно. Обычно смолы снижают рост и слипания кристаллов, а асфальтены наоборот ему способствуют [26].

Депрессорные присадки модифицируют поверхность парафиновых кристаллов, в результате чего они теряют перестают слипаться. Стадия кристаллообразования на которой присадка начинает оказывать эффект говорит об её эффективности. Чем раньше она начинает воздействовать тем она эффективнее. Также для того, чтобы присадка воздействовала оптимально, ее молекулярное строение и размеры макромолекулы, должны соответствовать геометрии поверхности формирующегося парафинового кристалла. В свою очередь такие характеристики зависят от многих факторов: молекулярной массы и молекулярно-массового распределения полимеры, концентрации активных функциональных групп, длины линейного участка молекулы полимера и др. Поэтому для каждого нефтепродукта подходящая депрессорная присадка выбирается экспериментальным путем и индивидуально [26].

На рисунке 2.9 показаны зависимость температуры застывания от концентрации депрессорной присадки для различных нефтей, а в таблице 2.2 показан состав испытываемых нефтей.

Таблица 2.2 - Влияние присадки ДМН-2005 на температуру застывания нефтей [26]. где :

1- Северо-Комсомольской; 2- смеси Северных магистральных нефтепроводов; 3 – Западно-Сынатыской нефти.

№	Парафины %	Смолы %	Асфальтены %
1	21	3	1
2	7	17	5
3	7	6,5	0,2

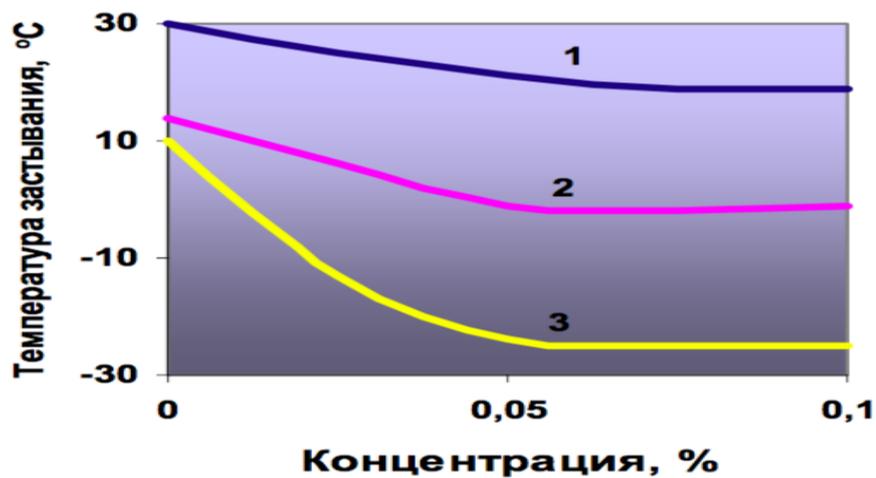


Рисунок 2.9 Влияние концентрации присадки на температуру застывания различных нефтей [26].

Где: 1 - Северо-Комсомольской; 2- смеси Северных магистральных нефтепроводов; 3 – Западно-Сынатыской нефти.

Улучшение текучести высокопарафинистых нефтей, также снижения парафиноотложений при добавления депрессорных присадок объясняют поверхностным и объемным механизмом воздействия [27].

Согласно поверхностному способу воздействия, молекулы депрессорной присадки, которые имеют длинные алькильные радикалы, встраиваются в развивающиеся парафиновые кристаллы, начиная со стадии зародышеобразования, а полярные функциональные группы присадки ориентируются в дисперсную среду и снижают встраивание парафиновых углеводородов в формирующуюся структуру, тем самым ограничивая ее развитие [27].

При объемном воздействии молекулы присадки с помощью значительной полярности функциональных групп создают собственные ассоциаты и мицеллы при температурах более высоких чем температура ассоциатообразования молекул нормальных парафинов. Данные мицеллы включают полярные группы внутри ассоциата, а алифатические радикалы направлены в дисперсную среду. Это способствует сольватации мицелл молекулами нормальных парафиновых

углеводородов и формировании аморфизированных структур. Их кристаллизация в охлажденных нефтяных дисперсных системах носит локальный характер, и при конденсации формируются значительные дендриты, которые в слабой степени связаны друг с другом. Таким образом, участие подобных сольватированных структур в образовании сплошных пространственных сеток в растворе начинается при более низких температурах [27].

Также на изменение температуры застывания нефти, вызванное введением присадки, большое влияние имеет концентрация депрессорной присадки в нефтепродукте (рисунок 2.10).

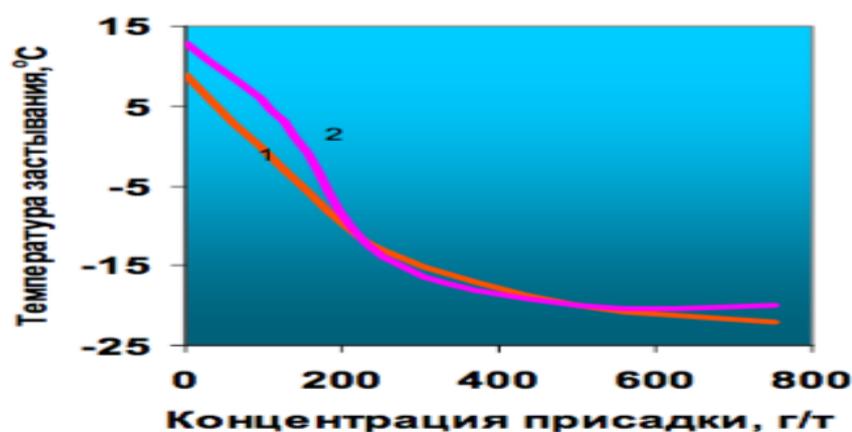


Рисунок 2.10 Влияние концентрации присадки ДМН-2005 на температуру застывания нефти [26].

Где: 1- Ново-Родниковская нефть; 2 – Западно-Сынатавская.

В большинстве случаев, но не всегда, увеличение концентрации присадки свыше 0,05% на депрессию температуры застывания уже не влияет (рисунок 2.10), а иногда, напротив, оказывается нежелательным (рисунок 2.11) [26].

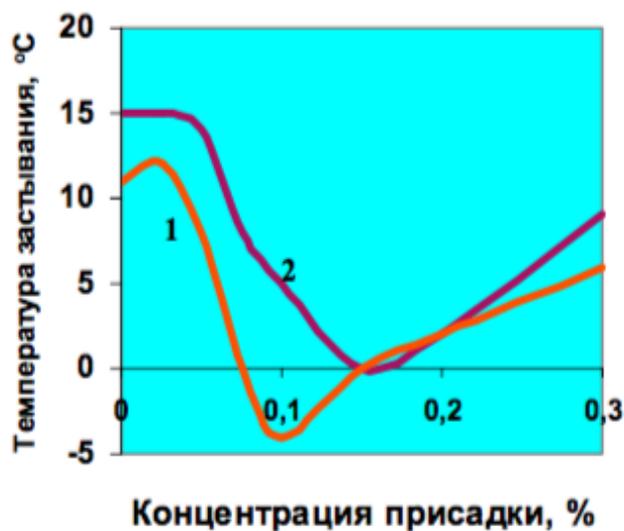


Рисунок 2.11 - Температура застывания нефтей в зависимости от концентрации присадки ДМН-2005 (через сутки после ввода присадки в нефть) [26].

Где: 1- нефть «Калмистерн; 2 – нефть «Калмпетрол»

Отрицательный эффект, наблюдаемый в некоторых случаях при превышении оптимальной концентрации присадки, может объясняться её влиянием на форму макромолекулы: в разбавленных растворах молекулы присадки могут вытягиваться в линейные образования, наиболее оптимальные с точки зрения механизма действия присадки. В концентрированных растворах эта возможность уменьшается, и молекулы представляют собой неразвёрнутые глобулы, которые плохо сорбируются на поверхности кристаллов парафинов [26].

Молекулярная масса полимера выбирается в зависимости от природы нефтепродукта, в который добавляется депрессорная присадка. Если нефтепродуктом является нефть то она обычно составляет 15-45 тыс. а.е.м., а например для мазутов – 8-12 тыс а.е.м. Так как присадки представляют собой твердые или высоковязкие вещества, они содержат растворитель, количество которого может достигать 90%. Выбор растворителя играет значительную роль, он не только разбавляет присадку, но также влияет на форму макромолекул полимера. На практике выбор растворителя обычно приходится на ароматические углеводо-

роды [26].

Установлено, что на эффект от введения депрессорных присадок в значительной степени влияют темп охлаждения и интенсивность перемешивания. При охлаждении в ламинарном режиме течения, реологические свойства нефти оказывают лучше чем при турбулентном.

Негативным фактором такой технологии является то, что эффект от воздействия депрессорных присадок постепенно снижается, температура застывания нефтепродукта повышается, приходя к исходному значению. Такую особенность можно объяснить тем, что в нефти все время происходят процессы структурирования, присадка способствует их замедлению, но полностью исключить их не может. Процесс перехода в начальное состояния, до ввода присадки, имеет значительный диапазон 2-90 суток и зависит от эффективности присадки [26]. На рисунке 2.12 показаны зависимости температуры застывания от времени, которое прошло после их ввода, и температуры ввода самой присадки.

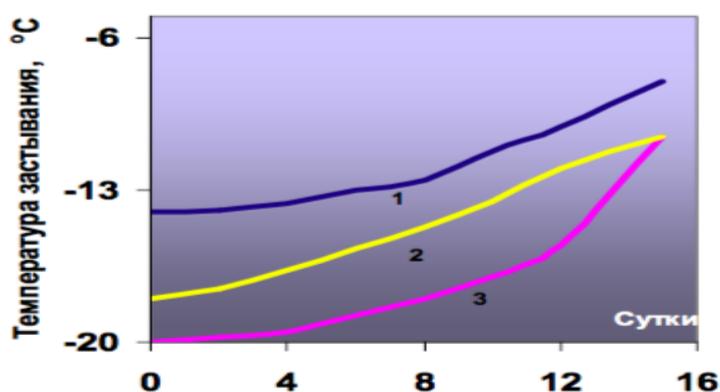


Рисунок 2.12 Зависимость стабильности T_3 нефти при хранении от температуры ввода присадки [26].

Где: 1 – при 50 °С; 2 – при 60 °С; 3 – при 70 °С.

Все присадки достаточно близки по химической природе. Их различие в основном заключается в особенностях состава и технологиях, при которых они

вводятся в нефтепродукт. Также важно учитывать, что восприимчивость нефтей к присадкам достаточно индивидуальна, поэтому для каждой нефти требуется находить ту присадку, эффект от которой будет наибольшим [26].

2.6.2 Влияние параметров обработки высокопарафинистых нефтей депрессорными присадками на депрессорное воздействие

На реологические свойства нефти, а следовательно и на процесс кристаллизации парафина оказывают влияние вид присадки, ее концентрация, температура нагрева при введении присадки, гидро- и термодинамические характеристики обработки присадками нефтей [6].

2.6.2.1 Выбор оптимальной температуры подогрева нефти при введении присадки

Депрессорные присадки вводят в нефть, предварительно проведя термообработку, то есть нагрев нефть до нужной температуры. Подогрев нефти существенно влияет на процесс кристаллизации в нефти парафина, поэтому важно знать температуру при которой присадка будет создавать наибольший эффект. В эксперименте [6] депрессорную присадку добавляли в нефть, предварительно подогретую до 40,50,60,65,70,80,90 °С, скорость охлаждения высокопарафинистой нефти до требуемой температуры в опыте – 20 °С; охлаждение нефти в движении (число оборотов мешалки 300-400 об/мин), концентрация присадки составляла 0,18 % от веса нефти. Результаты показаны на рисунке 2.13

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

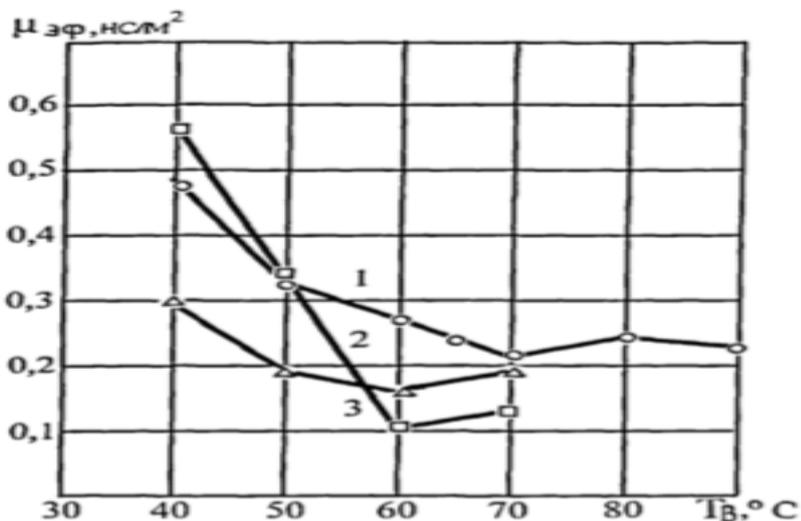


Рисунок 2.13 Зависимость эффективной вязкости высокопарафинистых нефтей с добавкой 0,15 % вес. присадки при градиенте скорости введения 100 с^{-1} от температуры введения присадки при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ [6]
 где: 1-мангышлакская; 2-узеньская; 3-жаножольская нефти

Депрессорный эффект снижается при температурах нефти, меньше наиболее эффективной, особенно сильно это проявляется при температурах 40°C и ниже. Это можно объяснить тем, что парафин кристаллизуется еще до момента введения присадки. Последующий нагрев повышает депрессорное действие присадки до величин, соответствующих введению в нефть присадки при температуре при которой наблюдается максимальный депрессорный эффект.

Также можно заметить, что для каждого отдельного вида нефти существует определенная температура, при которой присадка наиболее эффективна.

2.6.2.2. Влияние скорости охлаждения нефти на депрессорный эффект присадки

Большое влияние на выпадение и кристаллизацию парафина в нефти, оказывает скорость охлаждения нефти после добавления присадки. В работе [28] были проведены опыты с целью определения величины скорости охлажде-

ния. В нефть добавляли депрессорную присадку и охлаждали с различной скоростью. Полученные результаты показаны на рисунке 2.14.

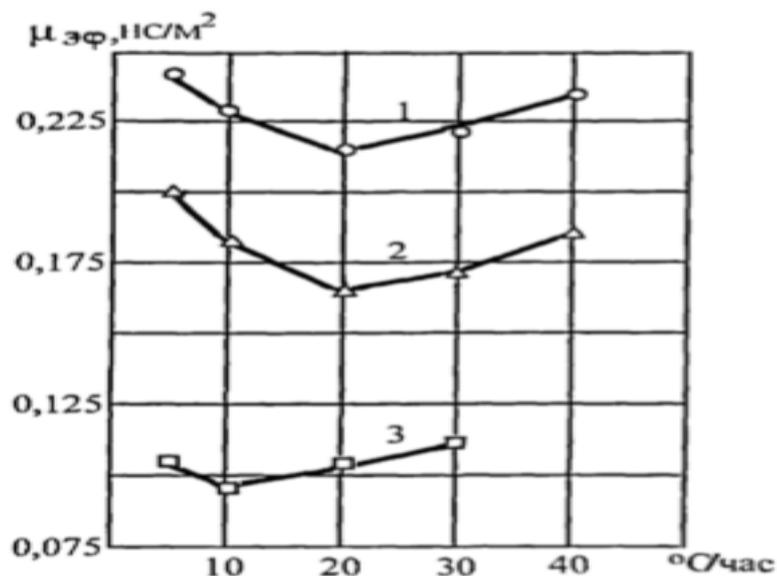


Рисунок 2.14 Зависимость эффективной вязкости вязкости высокопарафинистых нефтей с добавкой присадки при градиенте скорости 100 с^{-1} от скорости охлаждения [6]

где :1-Мангышлакская; 2-Узеньская;3-Жанозольская нефти

Можно сделать выводы , что для каждой нефти существует наиболее эффективная скорость охлаждения при которой присадка оказывает наибольшее депрессорное воздействие. Увеличивая или уменьшая скорость охлаждения относительно наиболее эффективной мы ухудшаем реологические свойства, одна когда мы увеличиваем скорость охлаждения, реологические свойства ухудшаются в меньшей степени чем при уменьшении.

2.6.2.3 Условия охлаждения

На реологические свойства нефти с введением депрессорной присадки оказывают влияния гидродинамические условия охлаждения.

Для оценки влияния гидродинамических условий охлаждения были в работе [28] были проведены опыты : высокопарафинистую нефть с введенной в

нее депрессорной присадкой охлаждали в динамических и статических условиях. Результаты показали, что охлаждение в статических условиях дает наименьшие реологические параметры нефти. При охлаждении в ламинарном режиме течения реологические качества практически не ухудшаются, а при турбулентном имеет место их снижение в незначительном объеме. Результаты показаны на рисунке 2.15.

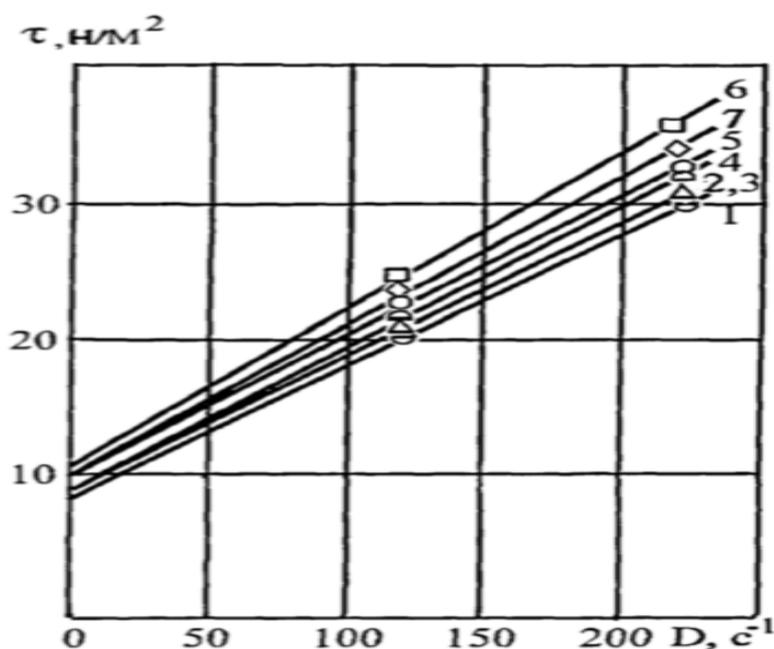


Рисунок 2.15 – Линии течения Мангышлакской нефти с добавкой депрессорной присадки ЕСА 4242 в количестве 0,15 % вес. при различных интенсивностях перемешивания нефти [6]

где: 1 - статика; 2 - $8,1\text{ с}^{-1}$; 3 - $48,6\text{ с}^{-1}$; 4 - $121,5\text{ с}^{-1}$; 5 - 200 об/мин.; 6 - 400 об/мин.; 7 - 600 об/мин.

2.6.3 Способы добавления депрессорных присадок

При применении присадки как уже отмечалось выше мы можем выбрать условия охлаждения, концентрацию присадки нефти и температуру нагрева нефти при добавлении депрессорной присадки. Также существуют различные технологии добавления депрессорной присадки в нефть.

Возможны два вида введения присадки в нефть:

					Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

1) в резервуары на ГПС

2) в нефтепровод до или после головной насосной и подогревательной станции

При использовании первого способа добавления присадки в нефть можно произвести охлаждения нефти с оптимальной скоростью и при статических условиях. Но этот способ требует больших капиталовложений. Нужно сооружать перемешивающие устройства, установки по охлаждению нефти, дополнительные резервуары и т.п. При введении присадки в нефтепровод после или до головной насосной и подогревательной станции невозможно создать эффективных условий охлаждения, что приводит к некоторому ухудшению реологических параметров нефти. При этом способе капитальные затраты превысят затраты чем при первом способе, однако сократятся эксплуатационные затраты на обработку нефти, поэтому второй способ является более предпочтительным способом обработки [6].

Также на экономические показатели нефтепровода оказывает влияние способ добавления присадки в поток нефти. В основном используются два варианта добавления присадки:

- введение присадки ко всему объему
- введение присадки только в пристенный кольцевой слой

2.6.3.1 Технология обработки депрессорной присадкой по всему объему транспортируемой нефти

На основании исследований которые проводились ВНИИСПТнефти была разработана технология добавления депрессорной присадки [30]:

1) Нефть нагретую до 55-65°C подают в турбулентный поток нефти, после подогревательных устройств;

2) Депрессорную присадку вводят в виде «концентрата» в нефть, имеющую температуру 40-50 °C на головной насосной станции, в нефтепровод до

					Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

подпорных насосов. При прохождении нефти через насосы происходит равномерное распределение присадки, а при дальнейшем подогреве до 55-65 °С увеличивается депрессорное действие присадки.

«Концентрат» - раствор присадки в перекачиваемой нефти в количественном отношении 1:2 или 1:1. Рекомендуемая технологическая схема введения «концентрата» представлена на рисунке 2.16

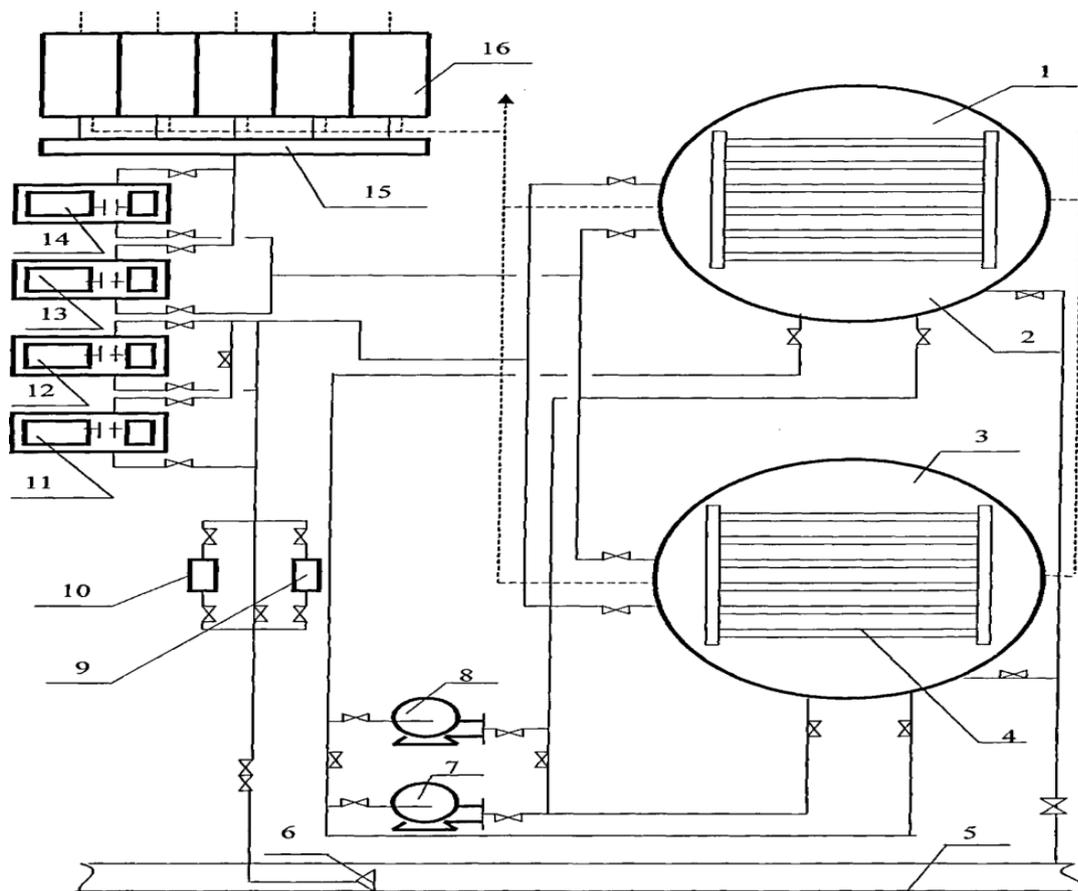


Рисунок 2.16 Принципиальная схема дозирочной установки для введения депрессорной присадки [30].

где: 1,3 – резервуары; 2,4 – теплообменники; 5 – трубопровод; 6 – распыляющее устройство; 7,8 – центробежные насосы; 9,10 – фильтры; 11,12 – плунжерные насосы; 13,14 – насосы; 15 – сборный коллектор; 16 – тепловые камеры.

В резервуар 1 или 3 заливается высокопарафинистая нефть в заданном соотношении «присадка – нефть». Из трубопровода 5 отбор рекомендуется

производить уже после места расположения распыляющего устройства 6. Де-прессорная присадка нагревается в особых тепловых камерах 16 до достижения температуры 55-65 °С. После этого присадка переходит в жидкое агрегатное состояние и затем сбрасывается в сборный коллектор 15, из которого подается насосом 13 в резервуар с нефтью. Такая последовательность действий способствует наилучшему смешиванию компонентов. В резервуаре смесь тщательно перемешивается насосами 7,8. Теплообменники 2,4 используются для поддержания у «концентрата» температуры в пределах 55-65 °С , которые располагаются в резервуарах 1,3. В трубопровод 5 «концентрат» подается дозировочным плунжерным насосом 11 (12) [30].

Резервуары вводятся в работу поочередно, из одного резервуара «концентрат» подается в трубопровод, а в другом в данный момент он перемешивается. При опорожнении резервуара система переключается на другой. Циркуляционные центробежные насосы которые используются для тщательного смешивания компонентов работают без остановки при приготовлении «концентрата» и при закачке его в трубопровод [30].

Для того чтобы распределение «концентрата» происходило равномерно по всему объему применяется распыляющее устройство 6, установленное на оси трубопровода 5. Для исключения засорения распыляющего устройства механическими примесями которые могут содержаться в «концентрате» устанавливаются фильтры 9,10. Для того чтобы исключить процесс застывания присадки, а также высокопарафинистой нефти в трубопроводах дозировочной машины требуется оборудовать трубопроводы паро- спутниками и теплоизоляцией [30].

При добавлении присадки в трубопровод в чистом виде технологическая схема дозировочной установки становится проще, потому что линии для подвода парафинистой нефти в резервуары больше не требуются. При такой технологии скорость охлаждения гораздо меньше оптимальной и нефть остывает в динамических условиях. Однако значительного эффекта на реологические

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

свойства нефти это не приносит, поэтому реализация оптимальных условий охлаждения не имеет под собой оснований из-за значительных материальных затрат [30].

2.6.3.2 Механизм обработки пристенного кольцевого слоя нефти депрессорной присадкой

Способ транспортировки с добавлением депрессорных добавок ко всему объему нефти имеет существенный недостаток. Данный метод требует значительного расхода депрессорных присадок, а также большие затраты энергии на нагрев нефти при добавлении присадки.

Предлагаемый способ позволяет избежать данных проблем. Депрессорная добавка вводится не в весь объем нефти, а лишь в пристенный кольцевой слой, что приводит к созданию маловязкого пристенного слоя из высокопарафинистой нефти. Нагрев производится лишь пристенного слоя нефти в трубе. Образуется система – застывшая нефть в центральной части и жидкая нефть пристенного кольцевого слоя, которая характеризуется высокой стабильностью, так как парафинистая нефть как с присадкой так и без нее обладают одинаковой плотностью. Также концентрация парафина в жидком кольцевом пристенном слое нефти и нефти без присадки имеют одинаковое значение, тем самым препятствуя процессу растворению застывшей нефти находящейся вблизи центра трубопровода в жидкой нефти пристенного кольцевого слоя [6].

С целью исключения смешивания нефти из кольцевого пристенного слоя с остальной нефтью, производится местный нагрев кольцевого пристенного слоя нефти, а само добавление производится на небольшом расстоянии от перекачивающей станции. Это производится для того, чтобы нефть смогла снизить свою температуру в процессе перекачки до температуры, которая близка по своему значению к температуре застывания, вблизи которой начинает образовываться режим течения называемый структурным [6].

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

В нефть обычно добавляется не чистая присадка, а раствор в соотношении 1:1 с высокопарафинистой нефтью для улучшения ее перемешивания с подогретой нефтью пристенного кольцевого слоя.

Для эффективного формирования кольцевого пристенного слоя в трубопровод производят закачку пробки высокопарафинистой нефти с добавлением присадки по объему [6].

На рисунке 2.17 показана схема данного способа

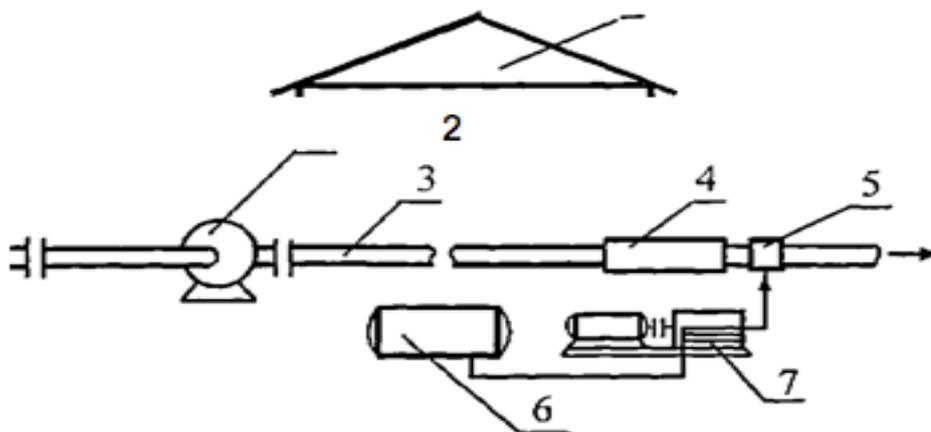


Рисунок 2.17 - Принципиальная схема реализации способа трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей с введением депрессорной присадки в кольцевой пристенный слой нефти [6].

где: 1 – резервуар; 2 – насос; 3 – трубопровод; 4 – кольцевой подогреватель; 5 – устройство для введения присадки в нефть; 6 – емкость для приготовления раствора; 7 – дозировочный насос

Нефть из резервуара 1 температура которой несколько выше чем температура ее застывания, с помощью насоса 2 подается в трубопровод 3. По мере продвижения нефти по трубопроводу ее температура понижается из-за естественного охлаждения. В определенном месте трубопровода, в котором летняя температура нефти близка к температуре застывания, располагается кольцевой подогреватель 4, который нагревает кольцевой пристенный слой до температуры плавления парафинов нефти. Устройство 5 нужно для введения раствора депрессорной присадки в подогретую нефть пристенного кольцевого слоя. Емкость 6 служит местом приготовления раствора депрессорной присадки с высо-

копарафинистой нефтью, который после попадает в устройство 5 с помощью дозировочного насоса 7. В зимний период температуру нефти намеренно повышает, это нужно для того, чтобы нефть к пункту нагрева кольцевого пристенного слоя нефти и добавления присадки поступала при такой же температуре, что и в летнем периоде [6].

2.6.4 Применение депрессорных присадок в особых случаях

Применение депрессорных присадок может быть эффективным при других способах перекачки высокопарафинистой нефти:

- при плановой остановке «горячего трубопровода»;
- при пуске «горячего» трубопровода;
- при перекачке смесей высокопарафинистых нефтей с маловязкими нефтями;
- в начальный или конечный период эксплуатации «горячего» трубопровода;

2.6.4.1 Запуск «горячего» трубопровода

Температура застывания высокопарафинистой нефти может быть выше температуры грунта на определенных местах или даже на его большей части. Разница температур может причинить значительные неудобства для пуска «горячего» трубопровода.

Обычно чтобы не допустить заморозку трубопровода применяется подогрев трубы и окружающего грунта горячей водой или маловязкой нефтью либо строятся подогревательные станции с учетом того, чтобы продукт поступал на следующую станции при температуре выше температуры застывания.

Однако в данных способах запуска «горячего» трубопровода присутствуют значительные недостатки. Для подогрева трубопровода требуется зна-

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

чительное количество маловязкой жидкости, постройка подогревательных станций требует значительных вложений, повышенная температура может послужить причиной термического разрушения коррозионного покрытия.

Другим эффективным методом может являться улучшение реологических характеристик нефти при помощи депрессорных присадок.

Депрессорные присадки позволяют обеспечить условия пуска, снизить количество затрат на его осуществление и уменьшить вероятность «замораживания».

Большое значение на экономические показатели пуска трубопровода имеет дозировка присадки.

Дозировка осуществляется следующими способами:

- Концентрация в нефти депрессорной присадки остается постоянной до момента выхода нефтепровода на условно-стационарно тепловой режим

- Концентрация в нефти депрессорной присадки имеет переменное значение. В головную партию нефти закачивается определенный объем присадки, который создает наименьшие реологические характеристики, затем по мере повышения температуры трубопровода концентрация снижается, чем поддерживает постоянное давления после насосной станции. При данном способе дозировке расход присадки будет значительно ниже чем при первом[6].

2.6.4.2 Плановая остановка «горячего» трубопровода

Нефтепроводы требуют плановых остановок для осуществления различных ремонтных работ. Это может быть проблематично для трубопроводов перекачивающих высокопарафинистые нефти, из-за их высокой температуры застывания. Охлаждение нефти до температуры застывания приводит к «замораживания» нефтепровода. Выведение из данного состояния достаточно затруднительно и потребует значительных материальных вложений [31].

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

В связи с этим время остановки «горячего» трубопровода имеет ограничения. Существует безопасное время остановки, т.е. время, в течение которого последующий запуск не осложнен.

В реальных условиях бывают случаи когда безопасное время остановки недостаточно для решения проблемы. В таких ситуациях обычно заменяют высокозастывающей нефть, на низкозастывающую нефть или нефтепродукт. Однако данный процесс очень неудобен и требует значительных материальных вложений.

Безопасной время остановки может увеличить путем улучшения реологических характеристик с помощью добавления депрессорных присадок, которые воздействуют на предельное статическое напряжение сдвига существенно понижая его. Однако данные реагенты относятся к дорогостоящим поэтому очень важно определить правильную концентрацию депрессорной присадки, при которой последующее возобновление перекачки не вызовет осложнений. Депрессорную присадку рекомендуется добавлять лишь в ту часть нефти, которая перед возобновлением перекачки будет иметь температуру ниже чем температура появления предельного статического напряжения сдвига [6].

Более экономично расходовать присадку можно путем изменения ее концентрации в процессе перекачки. По мере уменьшения температуры нефти по длине трубопровода количество добавляемой присадки следует увеличивать для того ,чтобы величина предельного статического напряжения сдвига не превысила определенного значения.

2.6.4.3 Эксплуатация «горячего» нефтепровода в начальный и конечный периоды работы

Эксплуатировать нефтепровод рекомендуется с проектной производительностью. Однако в начальном периоде разработке месторождения или когда извлекаемые запасы практически истощены фактическая производительность

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нефтепровода обычно меньше проектной. При перекачке с производительностью меньшей, чем проектная, происходит более быстрое охлаждение нефти.

Обычно данная проблема решается путем строительства дополнительных станций подогрева или циклической перекачкой без применения дополнительных сооружений [32].

При циклической перекачки трубопровод эксплуатируется с проектной производительностью, при этом обеспечивается гидравлический и тепловой режим работы. Как только резервуарный парк будет опорожнен, высокопарафинистая нефть заменяется маловязкой нефтью или нефтепродуктом и транспортировка временно прекращается, до тех пор пока не произойдет заполнение резервуарного парка.

В обоих выше приведенных случаях не избежать значительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Другим доступным методом перекачки высокопарафинистых нефтей с производительностью меньшей, чем проектная является улучшения реологических свойств нефти с помощью депрессорных присадок.

Добавляя депрессорную присадку мы можем значительно снизить потери напора на трение и тем самым вести перекачку по проектной схеме. В начальный период по мере увеличения производительности нефтепровода количество добавляемой присадки уменьшают. Когда концентрация достигает значений 0,02-0,03 % подачу обычно прекращают, так дальнейшего эффекта на реологические свойства нефти присадка не оказывает [6].

В конечный период наоборот по мере снижения производительности нефтепровода значение концентрации присадки увеличивают.

2.6.4.4 Перекачка смеси высокопарафинистых нефтей с маловязкими нефтями

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

При перекачке высокопарафинистой нефти в смеси с маловязкой нефтью количество первой зависит физико-химических свойств высокопарафинистой нефти и маловязкого разбавителя. При достаточно высоком количестве парафина в высокопарафинистой нефти это содержание составляет около 8-10% от объема смеси. Поэтому очень часто данный способ является экономически невыгодным из-за большого объема маловязких нефтей .

Увеличить эффективность данного способа можно уменьшением количества маловязких нефтей, и соответственно увеличением высокопарафинистых. Данную проблему можно решить путем применения депрессорных присадок. Данные реагенты улучшают реологические свойства и следственно позволяют перекачивать высокопарафинистую нефть в большем количестве [6].

					<i>Анализ способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения их реологических характеристик</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной главе будет проведен расчет экономических затрат при обработке нефти депрессорной присадкой, выполнен SWOT анализ, разработан календарный план график работ.

4.1 SWOT анализ

SWOT-анализ – метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Построим матрицу SWOT для применения технологий добавления депрессорных присадок.

Таблица 4.1 – Матрица SWOT.

<p style="text-align: center;">Сильные стороны</p> <p>Увеличивающаяся востребованность в связи с разработкой новых месторождений</p> <p>Возможность исключения строительства дополнительного оборудования</p>	<p style="text-align: center;">Слабые стороны</p> <p>Развитая конкуренция других технологий перекачки</p> <p>Недостаточная правовая основа</p>
<p style="text-align: center;">Возможности</p> <p>Повышение экономичности перекачки</p> <p>Повышение надежности трубопроводных систем</p>	<p style="text-align: center;">Угрозы</p> <p>Низкий спрос на новые технологии</p> <p>Исчерпание природных ресурсов</p>

					<i>Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Долгалева М. С.</i>			<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Креца В. Г.</i>				87	112
<i>Консульт.</i>					НИ ТПУ		ИШПР
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>			ГРУППА		2Б4А

Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

НИ ТПУ **ИШПР**
ГРУППА **2Б4А**

4.2 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Обработка нефти депрессорной присадки, включает различные работы начиная от оформления документов и транспортных работ, до работ, происходящих непосредственно на технологической установке.

Таблица 4.2 - Нормы времени на обработку нефти депрессорной присадкой

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады, человек
1	Оформление документов для допуска к проведению работ по установке трубного соединения	2	6
2	Транспортные работы	10	1
3	Погрузочные работы	1	4
4	Залив присадки в резервуар	1	5
5	Нагрев присадки	1	5
6	Добавление присадки в поток нефти	3	2

Составим линейные календарные графики проведения работ по применению технических решений (табл. 4.3).

Таблица 4.3 - График проведения работ обработке нефти депрессорной присадкой.

Наименование операции	Всего часов	Часы																		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Оформление документов	2																			
Транспортные работы	10																			

Таблица 4.4 – Расчет стоимости материалов и электроэнергии при введении депрессорной присадки

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Депрессорная присадка для нефти Uniflow-5000	5000 кг	240	1200000
Металлическая бочки 216,5л	26 шт.	1783	46 358
Электроэнергия	1032 кВт/ч	7,48	7719
Итого			1254077

Расходы, которые идут на оплату труда включают суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др. [36].

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет заработной платы при обработке нефти депрессорной присадкой

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник службы	1	6	300	8	4335
Трубопроводчик линейный 5 разряд	2	5	200	2	1486
Оператор установки по введению депрессорной присадки	2	5	150	6	3279
Водитель транспортного средства	1	-	90	10	1774
ИТОГО					10 874

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ. Основная сумма страховых взносов складывается из страховых взносов в государственные внебюджетные фонды и страховых взносов в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, составляющих 30% и 20% соответственно от фонда заработной платы (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Страховые взносы

Обработка нефти депрессорной присадкой ATAMAR UNIFLOW-5000	Сумма страховых взносов, руб.
	5437

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений

можно свести в таблицу 4.7 [38].

Таблица 4.7 – Расчет амортизационных отчислений при эксплуатации установки по введению депрессорной присадки

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./смену
		одного объекта	всего		
Установка по введению депрессорной присадки	1	12000000	12000000	10	14000
ИТОГО					14000

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма прямых затрат на проведение работ (таблица 4.8).

Таблица 4.8 – Затраты на проведение работ

Состав затрат	Установка трубного соединения тупиковых ответвлений крановой обвязки
Материальные затраты и электроэнергия	1 254 087
Затраты на оплату труда	10 874
Страховые взносы	5437
Амортизационные отчисления	14 000
ИТОГО	1 284 398

Составим общую смету затрат по обработке нефти депрессорной присадкой. (таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Смета затрат на выполнение работ

Статьи затрат	Обработка нефти депрессорной присадкой
Материалы и электроэнергия	1200000
Оплата труда	10874
Страховые взносы	5437
Амортизация основных средств	14 000
Накладные расходы	1470
Прочие расходы	430
ИТОГО	1 286 298

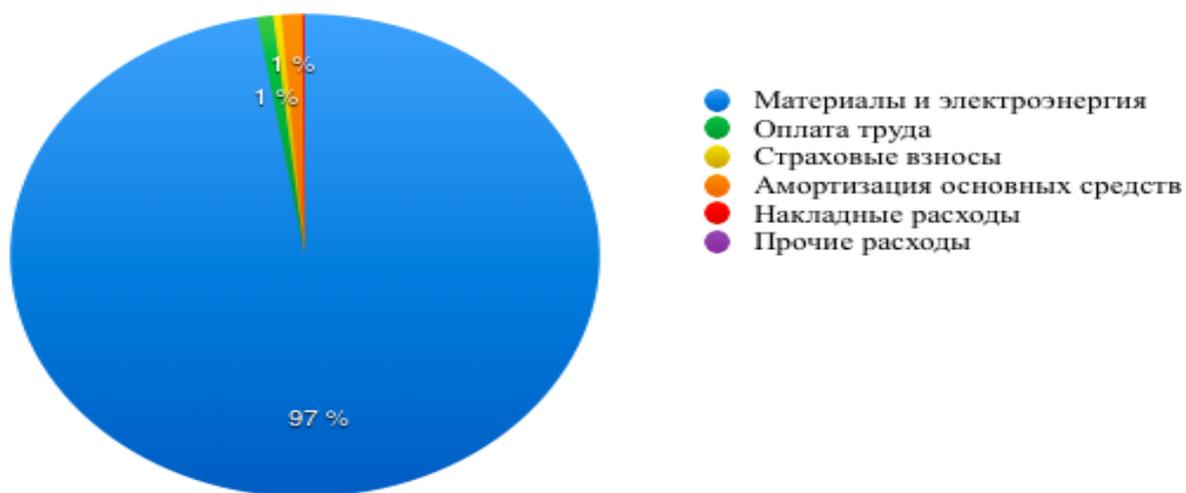


Рисунок 1. - Структура затрат на обработку нефти депрессорной присадкой

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Эффективным способом повышения низкотемпературных свойств нефтей, служит использование депрессорных присадок. Это вещества, за счет введения которых, даже в малых дозах, можно добиться существенного уменьшения температуры застывания и улучшение текучести в условиях низких температур. Депрессорные присадки не способствуют растворению парафина и не снижают его концентрацию, их воздействие направлено на изменение размеров, формы и строения частиц, которые находятся в дисперсной фазе. Под влиянием присадки происходит изменение кристаллов и предотвращение увеличения матриц парафинов, которые считаются основной причиной застывания нефти.

В данном разделе проведен анализ возможных вредных и опасных факторов при эксплуатации дозировочной установки по введению депрессорной присадки. Также описаны мероприятия по их уменьшению, рассмотрены вопросы промышленной безопасности, гражданской обороны, охраны окружающей среды а также организационные и правовые вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Производственная безопасность

Эксплуатация установок для введения депрессорных присадок является работой повышенной опасности, вследствие потенциальной возможности влияния опасных и вредных факторов указанных в таблице 5.1.

					<i>Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Долгалева М. С.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Креца В. Г.</i>					94	112
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ ИШПР</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>				<i>ГРУППА 2Б4А</i>		

Таблица 5.1

Работы	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [37])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Нагрев депрессорной присадки 2. Подача присадки в резервуар с нефтью 3. Перемешивание центробежными насосами 4. Подача конденсата в трубопровод	1. Отклонение показателей микроклимата рабочего помещения	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	СанПин 2.2.4.548-96 [38] ГОСТ 12.1.005-88 [39]
	2. Повышенный уровень шума на рабочем месте	2. поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.003-83 [40] СН 2.2.4/2.1.8.2.562-96 [41]
	3. повышенный уровень вибрации	3. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	ГОСТ 12.2.003-91 [42] СНиП II-12-77 [43]
			ГОСТ 12.1.007-76 [44]
			ГОСТ Р 12.1.019-2009 [45]
			ГОСТ Р 51337-99 [46]

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

5.2.1 Отклонение показателей микроклимата рабочего помещения

Микроклимат производственного помещения – это состояние внутренней среды помещения, которое влияет на человеческий организм посредством температуры, скорости движения воздуха, температуры окружающей поверх-

ности и влажности. Высокая температура способствует ускоренному утомлению работника, может стать причиной перегрева, теплового удара. Низкая температура может также негативно влиять на организм человека, она может вызвать охлаждение организма, простудное заболевание или даже обморожение. Подвижность воздуха увеличивает теплоотдачу организма, она имеет положительное значение при высоких температурах и отрицательное – при низких. При высокой температуре воздуха и относительной влажности может случиться перегрев организма, а при низкой переохладение организма из-за усиление теплоотдачи с поверхности кожи. Также низкая влажность может стать причиной пересыхания слизистых оболочек дыхательных путей. ГОСТ 12.1.005 – 88 «Воздух рабочей зоны» [39] определяет основные санитарно-гигиенические требования к температуре, относительной влажности, скорости движения воздуха в воздухе рабочей зоны с учётом избытков явного тепла, тяжести выполняемой работы и сезона года.

Меры по обеспечению благоприятного микроклимата:

Система отопления (так как на данном объекте суровые климатические условия, то следует возводить здания с толщиной стен не менее 0,8 м, рабочих защищаем от открытых систем отопления теплоотражающими экранами, строим теплоизоляцию источников, при сильной тепловом излучении возводим теплоотводящие экраны, для данной системы с давлением до 5 атм. организуем диагностику, планово-предупредительный ремонт).

Вентиляция (естественная вентиляция – аэрация, механическая вентиляция, кондиционирование – поддержание в помещениях заранее заданных метеорологических условий).

Организация работ на открытом воздухе:

Спецодежда – должна защищать от низкой температуры и осадков, изготавливается из хлопчатобумажных тканей с водоотталкивающими пропитками, для зимних условий из натурального меха. Следует проводить чередование труда и отдыха.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

5.2.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

На рабочем месте при производстве работ шум может создаваться различным работающим оборудованием, к нему относятся центробежные и плунжерные насосы, теплообменники, распыляющие устройства и другое оборудование.

Шум – это спектр звуков различных частот. Работникам рекомендуется находиться в наушниках, так как длительное воздействие шума может оказывать вредное влияние на организм работника.

Громкость ниже 80дБ, как правило, не оказывает никакого влияния на органы слуха, а воздействие шума выше 85дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.2.562-96 [41] и ГОСТ 12.1.003-83[40], способно привести к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления в организме человека.

снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств)
снижение шума на пути распространения звука
применение средств индивидуальной защиты СИЗ (наушники, ушные вкладыши) в соответствии с
использование средств автоматизации для управления технологическими процессами
соблюдение режима труда и отдыха

Рисунок 5.1 Основные методы борьбы с шумом

5.3.3 Повышенный уровень вибрации

Объектами повышения уровней вибрации являются теплообменники трубопроводы, насосы и т.п. Для соблюдения санитарного контроля и нормирования применяются средние квадратические значения виброскорости или виброускорения, а также их значения в логарифмическом виде в децибелах. По санитарным нормам для первой категории общей вибрации, значение виброускорения скорректированного по частоте имеет значение 62 дБ, а для виброскорости

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

сти – 116 дБ. Наиболее опасной для человеческого организма вибрация с частотой 6-9 Гц [43].

Коллективные средства защиты: применение амортизаторов (пружинных, резиновых, металлорезиновых). При строительстве оборудования нужно его надежно крепить и контролировать, амплитуда колебаний подошвы для особо ответственных установок – 0,05 мм. Производить планово-предупредительный ремонт (отцентровка, балансировка). В работе оборудования применять вибросмазки. Применение динамических виброгасителей. Производить кратковременные перерывы в работе на 10 -15 минут через каждые 1,5 часа.

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.3.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Защита дыхательных органов осуществляется с помощью разнообразных противогазов и респираторов. Органы зрения защищаются путем использования предохранительных очков. Респираторы предназначены для предотвращения попадания в легкие человека взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от вредных паров и различных газов. Выбор противогаза определяется от значения концентрации кислорода в воздухе: Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Шланговые - применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Также шланговые противогазы всегда применяются при работах происходящих внутри аппаратов, резервуаров и других закрытых объектах.

Каждый сотрудник, работающий на данном производстве должен иметь СИЗ.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						98
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Данный объект должен иметь на балансе приборы для замера вредных веществ (газоанализаторы, лазерная техника).

Должна учитываться роза ветров, с учетом эвакуации населения и постройки жилых помещений.

5.3.2 Поражение электрическим током

Слабо изолированные токопроводящие части различных оборудований (теплообменники, насосы, тепловые камеры) могут привести к поражению электрическим током. Электрическая цепь через тело человека возникает только при условии, что человек касается цепи как минимум в двух точках [9].

Воздействие электрического тока может приводить к электротравмам (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрическому удар и профессиональным заболеваниям. Ожоги является наиболее опасным последствием возникновения электрической цепи. По способу получения различают 2 основных вида:

– токовый (контактный) вид – возникает непосредственно при появлении контакта человека с токоведущей частью, когда электрический ток проходит через тело человека;

– дуговой вид – данный вид, обусловлен тепловым воздействием электрической дуги на тело человека (такие ожоги обычно серьезные и глубокие).

В электрической цепи значение параметра напряжения должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019 – 79 [45] и быть в свою очередь не более 50 мА. В целях защиты от поражения током применяются коллективные и индивидуальные средства.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Коллективные средства защиты	Индивидуальные средства защиты
изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывной контроль	диэлектрические перчатки
установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка	Инструменты с изолированными рукоятками
Использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов	Диэлектрические боты
Применение малых напряжений, защитное заземление	Изолирующие подставки
зануление	
Защитное отключение	

Рисунок 5.2. Коллективные и индивидуальные средства защиты

5.3.3 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов

В процессе проведения различных работ с использованием того или иного оборудования возникает вероятность перегрева его поверхностей и механических частей, что может привести к опасности получения работниками ожогов при контакте с нагретыми поверхностями. Для оценки риска ожога при контакте поверхности машины с кожей необходимо измерить температуру поверхности. Измерение проводят в нормальных условиях работы оборудования. Также должен быть учтен наибольший нагрев поверхности оборудования перед окончанием работ. Если температура равна или превышает ожоговый порог, то имеется риск ожога. Необходимые защитные меры должны реализовываться применительно к персоналу. Могут быть приняты как одиночные так и комбинированные [48].

Конструктивные меры:

- снижение температуры поверхности;
- изоляция (например, из дерева, пробки, фибры);
- ограждение (экран или барьер); -конфигурирование поверхности (придание шероховатости, использование ребер).

Организационные меры:

- предупредительные (предупредительные сигналы, индикация и звуко-

вые сигналы тревоги);

-инструктаж, обучение;

-техническая документация, инструкции пользователю.

Меры персональной защиты:

-индивидуальное защитное снаряжение.

Предпочтительны конструктивные меры [46]

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Воздействие на атмосферу

Обеспечение минимального возможного выделения загрязняющих веществ в атмосферу является одной из определяющих целей при эксплуатации оборудования. Проектом предусматривается определенный комплекс решений:

- технологические операции, процессы производятся в герметичной аппаратуре;
- арматура которая работает при избыточном давлении должна быть оборудована предохранительными устройствами;- должна быть предусмотрена специальная закрытая дренажная емкость, в которую производится сброс остатков углеводородов от предохранительных клапанов при освобождении трубопроводов и оборудования при остановке или ремонте.

5.4.2 Воздействие на литосферу

Для обеспечения защита литосферы на технологических площадках находящихся на открытом пространстве предусматривается твердое покрытие с оборудованными отводами для талых и дождевых стоков которые затем направляются в специальные приемки. Также при обслуживании технологического оборудования, дождевые стоки могут быть откачаны погружными насо-

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

сами от в специальную резервуарную емкость и вывезены на очистные объекты. Проезды покрываются железобетонными плитами. В период строительства и после окончания рекультивация и зачистка трассы должна применяться в границах полос отвода. Рекультивация использованных земель состоит из двух последовательных этапов: технический и биологический.

5.4.3 Воздействие на гидросферу

При несоблюдении правил эксплуатации, авариях, ремонтных работах различные загрязняющие вещества(нефть, шлам, масла и т.п.) поступают в гидросферу в составе сточных вод от различных оборудования НПС. Для предотвращения загрязнения используются различные методы очистки: химический(ионообменный метод, адсорбция),механический, физико-химический(электрокоагуляция, электродиализ), биологический и термический. Состав сточных вод является разнообразным, в него входят различные примеси: нефтепродукты, хлориды, железо, сульфаты. Поэтому для эффективной очистки нужно использовать различные методы комплексно.

Мероприятия по защите гидросферы: осмотр оборудования и устранение неисправностей; удаление отходов в определенные места и дальнейший транспорт к местам переработки, а затем отведение сточных вод

Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, в том числе и печей подогрева, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, аварии. Применяются следующие методы очистки: механическая (центрифугирование), химическая (адсорбция, ионообменный метод), физико- химическая (электрофлотация, электродиализ, электрофорез, электрокоагуляция), термическая, биологическая. Как правило, в состав сточных вод входят следующие примеси: железо, нефтепродукты, метанол, фенолы, сульфаты, хлориды, СПАВ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

В связи с этим, методы очистки сточных вод применяют комплексно. Мероприятия по защите гидросферы: своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; очистка и затем отвод сточных воды с объектов НПС.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации в зависимости от характера их возникновения подразделяют на природного и техногенного характера. На территория Западной Сибири частыми ЧС природного характера являются: лесные пожары, паводки, морозы, метели, техногенного: пожары, отключение электроэнергии, взрывы, разливы ядовитых реагентов. Также ЧС разделяют на внутренние (по причине на предприятии) и внешние (по причине не находящейся на предприятии). По внутренним причинам часто происходят пожары, отключение воды, электроэнергии, тепла. Также особо опасными являются взрывы паровоздушных смесей и разливы ядовитых веществ. Ко внешним ЧС относятся аварии на автомобильных дорогах, соседних предприятиях.

Для снижения вероятности возникновения чрезвычайного происшествия применяются различные меры: своевременная техническая диагностика, обслуживание и ремонт оборудования; применение приборов для контроля и сигнализации, периодические и внеочередные инструктажи работников предприятия.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

По степени опасности или вредности условия труда делятся на следующие четыре класса: оптимальные, допустимые, вредные, опасные условия труда.

Условия труда при эксплуатации установки по введению депрессорной присадки являются допустимыми. Условиями труда, которые являются допустимыми (2 класс) являются те условия, при которых происходит воздействие на рабочего вредного или опасного производственного фактора, уровни воздействия, которых не превышают уровни, установленные в нормативных документах.

Работа осуществляется в контакте с вредными реагентами. Это может оказать негативное влияние на здоровье работников.

Компенсации и гарантии людям, работающим с вредными реагентами устанавливаются в соответствии ТК РФ [47].

Охрану труда рабочих следует обеспечивать путем выдачи администрацией необходимых средств индивидуальной защиты, выполнения мероприятий по коллективной защите рабочих, установки санитарно-бытовых помещений и устройств в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ .

5.6.2 Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Рабочая зона, ее оснащенность и ее оборудование, которые применяются в соответствии с характером выполняемой работы, должны обязательно обеспечивать безопасность рабочего, сохранение его здоровья и поддержание работоспособности всего персонала организации.

Важно, чтобы организация осуществляла проверку и оценку состояния охраны труда и промышленной безопасности, которая включает в себя следующие уровни и формы контроля[48] :

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						104
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Проведение постоянного контроля рабочими исправности технологического оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда
проведение периодического оперативного контроля который проводится руководителями работ и подразделений организации согласно их должностным обязанностям
проведение выборочного контроля состояния условий труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам

Рисунок 5.3. Уровни и формы контроля при проверке и оценке состояния охраны труда и промышленной безопасности

Проведение инструктажа по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводит инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности.

Лица, являющиеся виновными в нарушении правил техники безопасности и охраны труда, несут ответственность (дисциплинарную, административную) в порядке, определенном действующим законодательством [48].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проведен литературный обзор по развитию, применению и текущему состоянию развития депрессорных присадок. Рассмотрены характеристики и физико-химические свойства парафинистых нефтей России и мира, а также структура и фактора образования асфальтосмолопарафиновых отложений.

Проведен анализ различных способов перекачки высокопарафинистых нефтей путем улучшения реологических характеристик. Рассмотрена технология, способы и параметры обработки высокопарафинистых нефтей депрессорными присадками, а также применение данного технического решения в особых случаях.

Проведен расчет потерь на трения и давления при перекачки с депрессорной присадкой и без нее. Проведен экономический расчет обработки нефти с помощью дозирочной установки по введению депрессорной присадки, а также установлены опасные и вредные факторы воздействующие на работника в процессе её эксплуатации и разработаны меры защиты.

					<i>Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Долгалева М. С.</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Креца В. Г.</i>					106	112
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ ИШПР		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>				ГРУППА 2Б4А		

гистрирована в Роспатенте, свидетельство No 2001620067 от 16.05.2001 г.

10. Полищук Ю.М., Ященко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) // Официальный бюллетень Российского агентства по патентам и товарным знакам. – 2001. - No 3. – С. 340 - 341.

11. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств . Институт химии нефти СО РАН.

12. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Лисин Ю.В., Мастобаев Б.Н., Шаммазов А.М., Мосвум-заде Э.М. – СПб: Недра, 2012. – 360 с.

13. Халикова Д.А. Влияние высокомолекулярных парафиновых углеводородов на свойства нефтей и асфальтосмолопарафиновых отложений: Диссертация канд. техн. наук. Казань, 2008;

14. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268с.

15. Чухарева Н.В. Транспорт скважинной продукции: Учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с.;

16. Трубопроводный транспорт нефти/ Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: в 2 т. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1 – 407 с.: ил.

17. Байков Назип Мавлютович., Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н. М. Байков, Г. Н. Позднышев, Р. И. Мансуров. — М.: Недра, 1981. — 261 с.

18. 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

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

(ИВТ) ; под ред. В. А. Смирнова. — М.: Наука, 1985.

19. Коршак А.А., «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов»: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; – Недра, 2008.

20. Трубопроводный транспорт нефти в сложных условиях эксплуатации / В. Д. Черняев [и др.]. — М. : Недра, 1990. — 232 с.

21. Новоселова В. М., «Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа» : учебное пособие для вузов под ред. В. Ф. Новоселова. — М. : Недра, 1992.

22. Ильина Л.А. Математическое моделирование течения в трубе высоковязких жидкостей с маловязким пограничным слоем// диссертация на соискание степени кандидата технических наук 2007.

23. Коршак А.А. Специальные методы перекачки: Конспект лекций. – Уфа: Фонд содействия развитию научных исследований, 2000. – 211 с.

24. Зайцев Ю.В., Хасаев А.М., Меликбеков А.С. и др. О структурно- механических свойствах узеньских нефтей. // Нефтяное хозяйство, №8, 1967, С.64-67.

25. Мастобаев Б.Н., Дмитриева Т.В., Мовсумадзе Э.М., «Депрессорные присадки для трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей и тяжелых нефтепродуктов» – Транспорт и хранение нефтепродуктов, № 5, 2000.

26. Терентьев В.Е., Данилов А.М., Безгина А.М. Депрессорно-реологическая присадка к нефти ДМН-2005. Описание и руководство по применению, 2009-2010.

27. Е. С. Махмотов . Депрессорные присадки для нефти. УДК 547.912.66.

28. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии. М., «Химия», 1964, 574 с.

29. Тронов В.П. Образование в нефти парафиновой суспензии и ее свойства. Труды ТатНИИ, вып 5, С.209-222.

30. Химические реагенты в трубопроводном транспорте нефти и

					Список использованных источников	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепродуктов / Лисин Ю.В., Мастобаев Б.Н., Шаммазов А.М., Мовсум-задэ Э.М. – Спб: Недра, 2012. – 360с.

31. Тугунов П.И., Яблонский В.С. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по нефтепроводам. М., «Недра» №, 1973, 88 с.

32. Тугунов П.И., Кузнецов И.А., Новоселов В.Ф. О коэффициенте теплопередачи от подземного трубопровода в грунт при циклическом режиме его эксплуатации. НТС // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз, вып. III, Уфа, Уфимский нефтяной институт, 1969, С. 157-159.

33. Земенков, Ю.Д. Типовые расчеты процессов в системах транспорта и хранения нефти и газа: Учебное пособие /Под общей редакцией Земенкова Ю.Д. – СПб: Недра, 2007.– 599 с.

34. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с.

35. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие./ Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. – 550 с.

36. Боярко, Г. Ю. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: методические указания / Г. Ю. Боярко, О. В. Пожарницкая, В. Б. Романюк и др. – Томск: НИ ТПУ, 2017. – 42 с.

37. Гост 12.0.003-2015 система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [электронный ресурс]. – режим доступа к стр <http://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 7.05.18).

38. Санитарные правила и нормы (СанПиН) 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введ.01.10.1996.– Москва: Информационно-издательский центр Минздрава Рос-

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

сии, 2001. – 20 с.

39. ГОСТ 12.1.005-88*. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005 – 76; Введ. с 01.01.1989 – Москва: Изд-во: Стандартиформ, 2006. – 50 с.

40. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.1.003 – 76; Введ. с 01.07.1984 – Москва: Изд-во: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 12 с.

41. Санитарные нормы (СН) 2.2.4/2.1.8.2.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введ. 31.10.1996.– Москва: Изд-во: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997.

42. Гост 12.2.003-91 система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр <http://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 7.05.18).

43. СНИП II-12-77. Строительные нормы и правила . Защита от шума. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр <http://docs.cntd.ru/document/871001211> (дата обращения: 7.05.18)

44. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. с 01.01.1977. Дата изд. 01.04.2007 – Москва: Изд-во: Стандартиформ, 2007. – 6 с.

45. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. с 01.01.2011. Дата изд. 30.11.2010 – Москва: Изд-во: Стандартиформ, 2010. – 28 с.

46. Гост Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр

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

<http://docs.cntd.ru/document/1200009083> (дата обращения: 7.05.18)

47. Трудовой кодекс Российской Федерации. Официальный текст: текст Кодекса приводится по состоянию на 1 января 2018 г. – Москва: Статус, 2018 – 280 с.

48. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (в ред. от 21.07.1997) // Собр. законодательства РФ. – 1997. – № 30. – Ст. 3588.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						112
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		