

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

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<b>Тема работы</b>
«Особенности транспортировки быстрозастывающих и высоковязких нефтей и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам»
УДК <u>622.692.4</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Сдвижков И.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н.А.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА  
21.03.01 Нефтегазовое дело**

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль  
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов  
переработки»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)     (Дата)     Рудаченко А.В.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Сдвижкову Илье Владимировичу

Тема работы:

«Особенности транспортировки быстрозастывающих и высоковязких нефтей и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам»

Утверждена приказом директора (дата, номер)     04.04.2016 г. №2587/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2015г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(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.).*

*методы перекачки высоковязкой нефти по  
 магистральным нефтепроводам*

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></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"> <li>1) Классификация методов перекачки;</li> <li>2) Технология перекачки нефти;</li> <li>3) Расчёт вытеснения маловязкой жидкостью из нефтепровода высоковязкой нефти.</li> </ol>
--	--

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

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>
---

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т.С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н.А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	01.02.2016 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев Алексей Львович	доцент		01.02.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Сдвижков Илья Владимирович		01.02.2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 103 с., 13 рис., 14 табл., 21 источник.

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

Объектом исследования являются методы перекачки высоковязкой нефти по магистральным нефтепроводам.

Цель работы – анализ известных способов перекачки высоковязких нефтей по нефтепроводам и оценка их эффективности.

В процессе исследования проводились расчет вытеснение высоковязкой нефти из трубопровода маловязкой жидкостью. Проведён сравнительный анализ известных методов перекачки высоковязкой нефти. Выполнен экономический расчёт установки муфты при ремонте трубопровода, включающий эксплуатационные расходы. Приведены мероприятия по охране труда и окружающей среды.

В результате исследования был выполнен обзор литературы о перекачке высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам и оценка их эффективности. Было выявлено, что вытеснение высоковязкой нефти из трубопровода маловязкой жидкостью, в конкретном случае водой, эффективнее чем использование метода самотеком. На основании полученных данных сделали вывод что данный метод имеет ряд преимуществ, такое как сокращение времени на производство работ. Были проанализированы присутствующие в рабочей зоне вредные и опасные факторы в условиях открытой местности.

Основные конструктивные и технологические характеристики: «горячая» перекачка, гидроперекачка, перекачка с использованием жидких углеводородных разбавителей, перекачка газонасыщенных нефтей, перекачка с регулированием реологических свойств нефти комплексными методами. Участок магистрального нефтепровода с пунктом подогрева нефти. Температура подогрева на 10-15 градусов выше температуры плавления парафина, трубопровод с повышенной теплоизоляцией.

Степень внедрения: на уровне рекомендаций по применению способа «горячей» перекачки, полученного на основе анализа всех существующих методов перекачки высоковязкой нефти.

Область применения: нефтяные месторождения, районы добычи и транспортировки высоковязкой нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы: вытеснение высоковязкой нефти из трубопровода маловязкой жидкостью при указанных в расчете условиях потребует 27,8 часов. Стоимость строительства муфты на трубопроводе 140371,92 рублей.

В будущем планируется дальнейшее исследование, связанное с разработкой инновационных технологий при транспортировке высоковязкой нефти по магистральным нефтепроводам.

# Оглавление

## Оглавление

Введение .....	9
1 Теоретическая часть .....	11
1.1 Классификация методов перекачки .....	11
1.2 Гидроперекачка .....	13
1.3 Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия .....	19
1.4 Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями .....	21
1.4.1 Проектирование трубопроводов для перекачки высоковязких нефтей с разбавителем ...	22
1.4.2 Выбор концентрации разбавителя для улучшения показателей работы действующих нефтепроводов .....	24
1.4.3 Вытеснение из трубопровода маловязкой жидкостью высоковязкой нефти .....	25
1.5 Перекачка термически обработанных нефтей .....	28
1.6 Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками .....	35
1.7 Перекачка нефти с подогревом .....	37
1.8 Оборудование насосных и тепловых станций .....	40
2 Технология перекачки нефти .....	44
2.1 Технология заполнения трубопровода высоковязкой нефтью .....	44
2.2 Особенности последовательной перекачки нефтей .....	47
и нефтепродуктов .....	47
2.3 Остановка перекачки .....	49
3 Расчет вытеснения из трубопровода маловязкой жидкостью высоковязкой нефти .....	51
4 Предпроектный анализ .....	58
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	58
4.1.1 SWOT-анализ .....	59
4.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации .....	61
4.2 Планирование управления научно-техническим проектом .....	64

4.2.1 План проекта.....	64
4.2.2 Расчёт сметы затрат.....	66
4.2.3 Расчет затрат времени, труда, заработной платы, материалов и оборудования .....	68
4.2.4 Расчет трудозатрат .....	72
4.3 Контроль качества .....	76
5 Социальная ответственность при эксплуатации нефтепроводов транспортирующих высоковязкие нефти .....	80
<b>5.1 Производственная безопасность .....</b>	<b>81</b>
5.2 Экологическая безопасность .....	86
5.2.1 Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению .....	86
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	90
5.4 Расчет ущерба почве при проколе трубопровода .....	92
5.4.1 Оценка факторов, определяющих величину ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах .....	96
5.4.2 Оценка степень загрязнения окружающей среды .....	100
5.4.2.1. Оценка степени загрязнения земель.....	100
5.4.3 Оценка ущерба окружающей природной среде, подлежащего компенсации, от загрязнения земель .....	101
6 Заключение .....	102
Список использованной литературы .....	104

## Введение

Россия обладает одним из крупнейших в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов: прогнозные запасы нефти оцениваются в 44 млрд. т, газа - 127 трлн м<sup>3</sup>.

Эти ресурсы распределены по территории нашей страны крайне неравномерно. Главной сырьевой базой России является Западная Сибирь. Значительны запасы нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Урало-Поволжье. Перспективным районом нефтегазодобычи является Восточная Сибирь.

В то же время основные потребители нефти и газа находятся в европейской части страны. Кроме того, Россия является крупным поставщиком энергоресурсов на мировые рынки. Это предопределяет необходимость транспортировки значительных объемов нефти, нефтепродуктов и газа на большие расстояния.

По сравнению с другими видами транспорта трубопроводы обладают неоспоримыми достоинствами:

- они могут быть проложены в любом направлении и на любое расстояние, независимо от ландшафта;
- их работа практически не зависит от внешних условий (состояния погоды, времени года и суток);
- они надежнее других видов транспорта энергоресурсов и в наибольшей степени автоматизированы;
- доставка грузов осуществляется практически круглый год, без холостого пробега, характерного для цистерн и судов, при использовании других видов транспорта.

Кроме того, использование трубопроводов позволяет высвободить железнодорожный и водный транспорт для перевозки других грузов. Поэтому роль трубопроводного транспорта в развитии нашей страны чрезвычайно велика.

При трубопроводном транспорте высокозастывающей и высоковязкой нефти для обеспечения заданной пропускной способности и избежания застывания нефти при остановке перекачки необходимо использовать специальные технологии перекачки, что в настоящее время вопросы перекачки такой нефти являются актуальными. В данной работе рассматриваются основные способы транспортировки высокозастывающей и высоковязкой нефти в магистральном трубопроводе.

Специальные технологии перекачки разделяют на несколько групп по способам воздействия на транспортируемую жидкость.

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

- создание внутреннего слоя из маловязкой жидкости (воды с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ), нефти, нефтепродуктов) при помощи механических устройств (спиралей, насадок);
- изменение геометрии внутренней поверхности трубопровода и уменьшение шероховатости;
- последовательная перекачка партий нефти и воды;
- Использование капсул или контейнеров для транспортировки нефтяных систем (в потоках маловязкой жидкости – нефти или в потоке газа).

Во вторую группу входят технологии которые связанные с изменением реологических свойств нефти (предельного напряжения сдвига, вязкости).

Эти технологии разделяются на: физические, физико-химические и химические.

В хронологии сначала был разработан метод транспорта нефти в нагретом состоянии, но в дальнейшем были разработаны технологии такие как гидротранспорт быстрозастывающих нефтей, термообработка и применение углеводородных разбавителей. После появились методы предлагающие использовать химические соединения улучшающие реологические свойства высокопарафинистых нефтей при перекачке депрессоров.

# 1 Теоретическая часть

## 1.1 Классификация методов перекачки

Если температуры застывания нефти равны или выше среднемесячных минимальных температур окружающей трубопровод среды, то такая нефть считается высоковязкой и застывающей в рассматриваемых условиях перекачки.

Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов затруднен из-за их повышенной вязкости, высокой температуры застывания и других реологических особенностей. Высокая величина коэффициента гидравлического сопротивления при низкой температуре окружающей среды вынуждает к строительству большого числа насосных станций, что экономически не целесообразно. Поэтому применяют другие методы транспорта таких нефтей:

- 1) гидроперекачку;
- 2) перекачку с предварительным улучшением реологических свойств (путем барообработки, термодеструктивной обработки, механического воздействия, с помощью добавления жидких разбавителей, газонасыщения, присадок, термообработки);
- 3) перекачку с подогревом.

Поясним причину уменьшения гидравлического сопротивления при их применении. Для жидкости, заполняющей трубопровод диаметром  $D$  и длиной  $L$ , условие равномерного движения под действием перепада давления  $\Delta P$  имеет вид

$$\Delta P \cdot \frac{\pi D^2}{4} - \tau_w \pi D \cdot L = 0, \quad (1)$$

где  $\tau_w$  – касательные напряжения на стенке.

Откуда

$$\Delta P = \tau_w \frac{4L}{D}, \quad (2)$$

то есть связь между  $\Delta P$  и  $\tau_w$  – прямо пропорциональная.

Из уравнения кривой течения

$$\tau_w = \mu_e \left. \frac{dw}{dr} \right|_{r=R} \quad (3)$$

Следовательно, касательные напряжения на стенке прямо пропорциональны величине эффективной вязкости жидкости, контактирующей со стенкой трубопровода. В методе гидрперекачки взаимодействует со стенкой вода. А в методах перекачки с предварительным улучшением реологических свойств и с подогревом эффективная вязкость высоковязких нефтей уменьшена.

Рассмотрим основные методы перекачки высоковязких нефтей.

## 1.2 Гидроперекачка

Гидроперекачкой называют совместную перекачку высоковязких нефтей с водой. Известно несколько способов гидроперекачки:

1. Перекачка нефти внутри водяного кольца.
2. Перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде» (н/в).
3. Перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока.

Идея первого способа заключается в том, чтобы нефть двигалась внутри водяного кольца, это достигается путем одновременного закачивания воды и вязкой нефти. Для того чтобы сделать такое кольцо можно использовать разные методы — Сделать винтовую нарезку (как в стволе пистолета). Приварка по спирали на внутренней стенке трубопровода проволоки необходимого размера и с определенным шагом (рисунок 1.2.1 а). Метод подачи воды через кольцевые муфты с отверстиями, расположенными перпендикулярно направлению движения нефти (рисунок 1.2.1 б). Использование трубопровода с перфорированными стенами внутри нефтепровода большего диаметра и прокачкой воды между ними (рисунок 1.2.1 в).

Наибольшую популярность среди этих трех методов получили первые два.

В 1906г. Т.Д. Исаак реализовал в США совместную перекачку тяжелой асфальтосмолистой калифорнийской нефти (плотностью  $970 \text{ кг/м}^3$  и вязкостью равной  $20 \cdot 10^{-4} \dots 30 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ) с водой по трубопроводу (диаметром 0,076 м и длиной 803 м). Для этого к внутренней стенке трубопровода приварили спирально свернутую проволоку, которая в свою очередь обеспечивала винтовое движение потока. По законам физики возникающие при этом центробежные силы начинают отбрасывать более тяжелую воду к стенкам трубы.

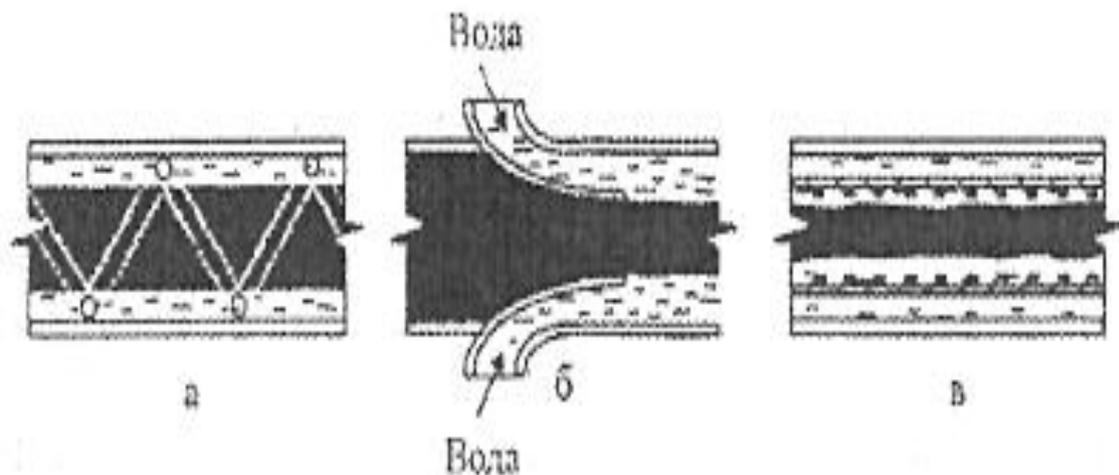


Рисунок 1.2.1 – Гидроперекачка нефти внутри водяного кольца  
 а - с применением винтовой нарезки; б - с применением кольцевых муфт;  
 в - с использованием перфорированного трубопровода к стенкам трубы.

При соотношении нефти и воды 9:1 была достигнута наибольшая продуктивность и производительность трубопровода с постоянным перепадом давления. Итоги эксперимента впоследствии были использованы для строительства промышленного трубопровода  $D = 0,203$  м и  $L = 50$  км. Винтовая проволока в нем имела высоту 0,024 м и шаг 3,05 м.

Теоретически такой метод гидротранспорта высоковязких и парафинистых нефтей был исследован В.И. Черникиным и его воспитанниками. В результате экспериментов пришли к выводу, что при гидроперекачке в 14...16 раз увеличивается производительность трубопровода по нефти сообразно сопоставлению с изотермической перекачкой одной нефти. Но широкого распространения этот метод гидротранспорта так и не получил из-за трудности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности труб, и их быстрого загрязнения. В случае отсутствия нарезки из-за разности плотностей вода опускается к нижней части трубы, в свою очередь нефть поднимается к верхней образуя что приводит к резкому ухудшению результатов.

Перекачку высоковязкой нефти с применением кольцевых муфт, приведенной на рисунке 1.2.1 б, использует фирма Shell Oil Co.: по

трубопроводу диаметром 150мм и протяженностью 39 км транспортируют нефть вязкостью 50000 мм<sup>2</sup>/с при 40 °С. Поток содержит 68 % нефти и 32 % воды. Производительность перекачки 4300 м<sup>3</sup>/сутки. Установлено, что при скорости потока не более 0,94 м/с структура потока, в котором течет вязкая нефть внутри воды сохраняется.

Соблюдается закономерность при увеличении дальности перекачки произойдет гравитационное расслоение нефти и воды, что в последствии приведет к резкому изменению давления в трубопроводе.

Другой метод гидротранспорта заключается в том, чтобы смешать высоковязкую нефть и воду чтобы возникла смесь типа «нефть в воде». Происходит обволакивание частичек нефти водой вследствие чего контакта с поверхностью трубопровода не происходит (рисунок 1.2.2 а).

Для стабилизации эмульсий и придания стенкам трубопровода гидрофильных параметров, т.е. возможность удерживать на собственной поверхности воду, в них добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Устойчивость эмульсии типа «нефть в воде» находится в зависимости от характеристики и концентрации ПАВ, температуры, режима течения, пропорции воды и нефти в потоке.

Ухудшение устойчивости эмульсии происходит из-за уменьшения объема воды. При увеличении объема транспортируемой воды устойчивость эмульсии увеличивается, но вследствие чего растут энергозатраты на перекачку балласта то есть воды. В ходе экспериментов установили, что наиболее эффективный результат достигается когда минимальное количество воды составляет около 30 % от общего объема транспортируемой смеси.

Недостатком данного способа гидроперекачки считается угроза инверсии фаз, то есть превращения эмульсии типа «нефть в воде» в эмульсию «вода в нефти» (рисунок 1.2.2 б), при изменении скорости либо температуры перекачки. Нежелательно и транспортирование водонефтяных эмульсий по трубопроводам с промежуточными насосными станциями, так как в насосах происходит диспергирование фаз и такие эмульсии затем трудно разрушить.

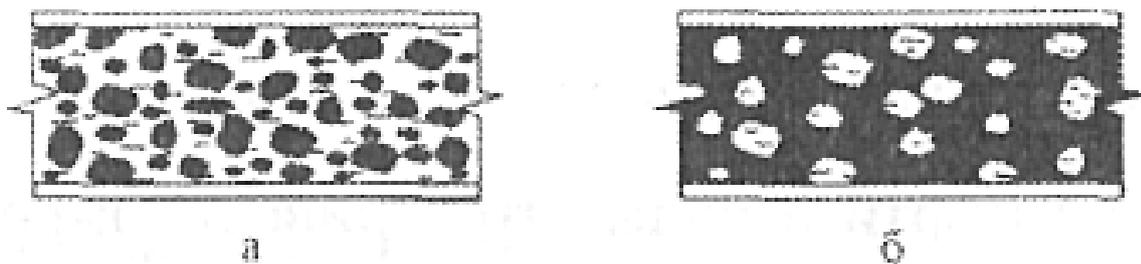


Рисунок 1.2.2 – Гидроперекачка в виде эмульсии а - типа «нефть в воде»; б - типа «вода в нефти».

Эмульсии типа «нефть в воде» транспортируются лишь по промысловым трубопроводам: от скважины до установок подготовки нефти. Часто в учебниках можно встретить пример такого метода гидроперекачки, это магистральный нефтепровод Танджунг-Баликпапан в Индонезии (диаметром 510 мм и длиной 238 км, годовая производительность которого 3,8 млн. т, количество перекачивающих станций — 3). Нефть с водой смешиваются перед подачей в трубопровод при температуре грунта ниже температуры застывания нефти. Так как частицы такой нефти при температуре смешения представляют собой твердые гранулы то логичнее их назвать не эмульсия, а суспензия.

Третий способ гидроперекачки — перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока (рисунок 1.2.3).

Транспортируемая нефть и вода имеют плоскую границу раздела. Увеличение производительности трубопровода и уменьшение перепада давления происходит из-за контакта части трубы с менее вязкой водой. Существуют разновидности структурных форм течения. Изменение формы происходит в следствие изменения скорости потока.

Структура устанавливается самостоятельно как только устанавливаются критерии для ее существования.

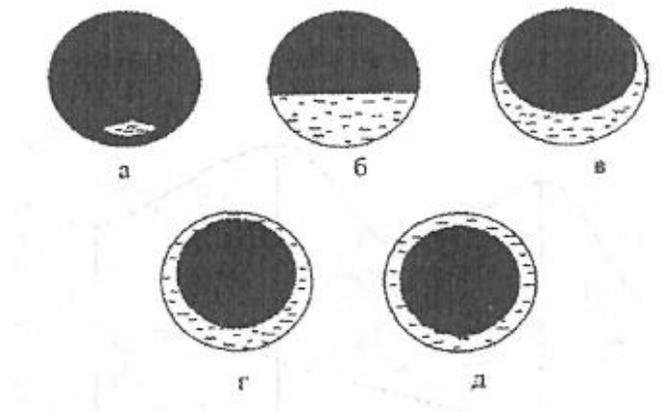


Рисунок 1.2.3 – Структурные формы водонефтяного потока при послойной перекачки нефти и воды

а - линзовая; б - раздельная с плоской границей; в - раздельная с криволинейной границей; г - кольцевая эксцентричная; д- кольцевая концентричная.

Интересная связь величины гидравлического уклона со структурными формами водонефтяного потока. Согласно экспериментальным исследованиям Ф.М. Галина, она имеет вид (рис. 1.2.4)

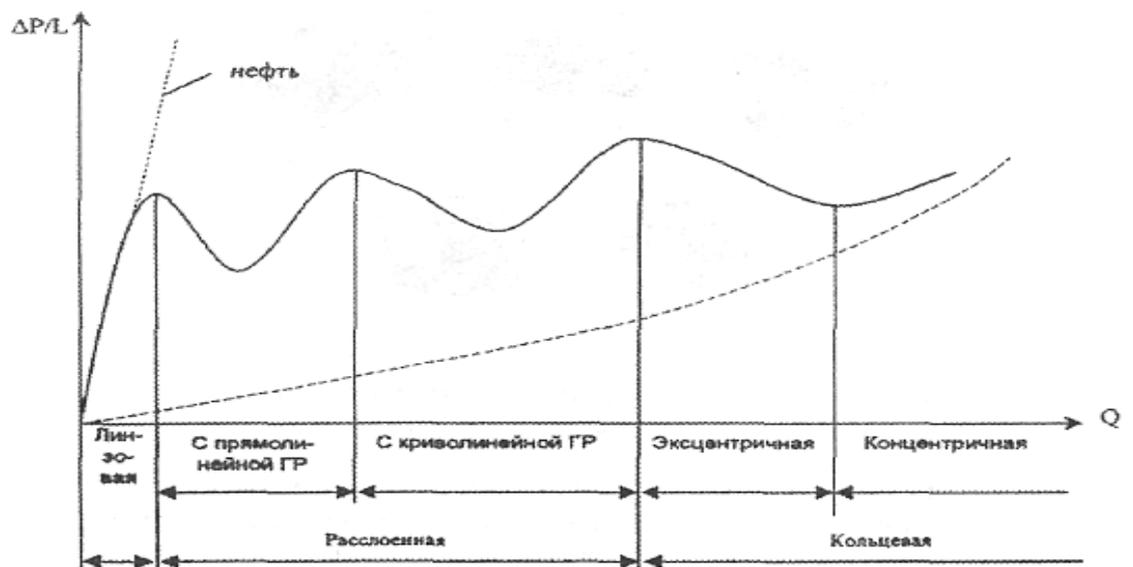


Рисунок 1.2.4 – Зависимость гидравлического уклона от расхода при перекачке смеси нефти и воды.

Смена структурных форм происходит тогда, когда у системы есть возможность за счет внутренних изменений занять положение с меньшей внутренней энергией (2-й закон термодинамики).

Такой способ гидроперекачки применяется только на коротких трубопроводах. Нефтепровод Коштар-Ляльмикар в Узбекистане (диаметром 200 и 168 мм и длиной 26 км) был пущен в июне 1974 г. для обычной перекачки коштарской нефти (плотностью  $959 \text{ кг/м}^3$  и температурой 298 К). Но в августе 1974 года, даже благодаря климату южного Узбекистана, он был «заморожен». Благодаря гидроперекачке со свободным вводом фаз в трубопровод, метод оказался весьма эффективным. За несколько лет эксплуатации получили выгоду в размере около \$ 100 тысяч по сравнению с перекачкой «чистой» нефти.

Институт ВНИИСПТнефть для перекачки высокопарафинистых нефтей с месторождения Камышлджа и Окарем (Туркмения) использовал воду из Каспийского моря.

### 1.3 Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия

Суть данного способа перекачки состоит в том, что высокопарафинистую нефть охлаждают до образования в ней парафиновой структуры, а потом механическим путем разрушают парафиновые частицы. Для того чтобы препятствовать повторному соединению «осколков» парафиновой структуры содержащиеся в нефти смолы и асфальтены обволакивают их. Для того чтобы данная суспензия парафина в нефти больше времени сохраняла необходимую подвижность необходимо сохранять обычные скорости перекачки.

Устройства для виброобработки нефтей (рисунок 1.3.1) состоят из сита, вибратора, и трубопроводов.

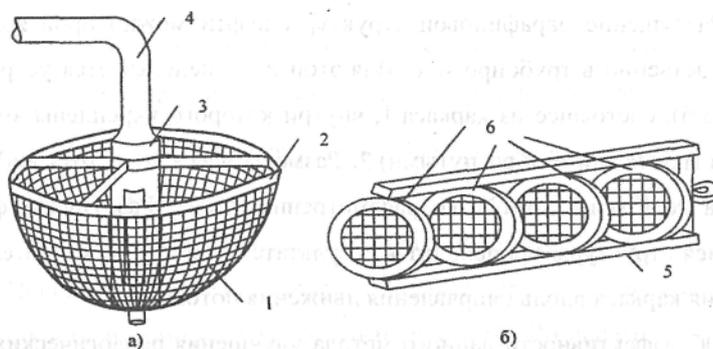


Рисунок 1.3.1 – сито; 2 - пояс; 3 - вибратор, 4 - трубопровод для откачки суспензии; 5 - каркас; 6 - кольца с сетками

Виброобработка делается виброситом с размером ячеек от 1,5 до 8 мм по длительности от 1 до 5 минут при частоте колебаний от 20 до 250 Гц..

Разрушение до мелкодисперсной структуры при частотах меньше 20 Гц не происходит, но в случае вибрации при 250 Гц и более вибросито кусками разрывает застывшую нефть, что не является задачей данного технологического процесса.

После включения вибратора его опускают в нефть с температурой ниже застывания на несколько градусов. Затем парафин в нефти начинает разрушаться и попадает в всасывающую трубу.

Так же разрушение парафиновой структуры возможно производить в самом трубопроводе. Для этого используется устройство (рисунок 1.3.1 б), состоящее из каркаса 1, внутри него стоят кольца с сетками (плоскими или вогнутыми). Механизм работы таков, устройство совершает движения вдоль направления течения.

Судить о эффективности этого способа позволяет данный факт: вязкость мангышлакской нефти при температуре на 5...10 градусов меньшей температуры ее застывания после применения технологии уменьшилась с 18...20 до 0,5...1 Па·с.

Но в зависимости от состава нефти, с течением времени структура парафина в нефти восстанавливается (для этого требуется от нескольких часов до нескольких суток). Так как решетка парафина после остановки ее разрушения восстанавливается очень быстро установлено, что высокопарафинистые нефти, не содержащие асфальтенов, фактически ни как не изменяют своих свойств после механического разрушения. Поскольку молекулы асфальтенов адсорбируются на поверхности кристаллов парафина и мешают образованию прочной парафиновой структуры, то по мере увеличения содержания асфальтенов в высокопарафинистой нефти продолжительность восстановления структуры увеличивается. Вместе с тем превышение некоторого оптимального содержания асфальтенов в нефти настолько загущает ее, что вязкость снова начинает расти.

#### **1.4 Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями**

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

Первые в нашей стране опыты по перекачке нефтей с разбавителями были проведены А.Н. Сахановым и А.А. Кашеевым в 1926 г. В этих опытах высокозастывающую нефть смешивали с керосиновым дистиллятом и перекачивали по трубопроводу. Полученные результаты были настолько хороши, что использовались при проектировании нефтепровода Грозный-Черное море. В дальнейшем исследованием вопросов перекачки высоковязких нефтей с разбавителями занимались Л.С. Абрамзон, Э.М. Блейхер, В.Е. Губин, Р.Г. Исхаков, В.А. Куликов, Л.С. Маслов, Ю.А. Сковородников, Ю.В. Скрипников, В.Н. Степанюгин, П.И. Тугунов, В.А. Юфин и др.

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

Эффективно для снижения вязкости и температуры застывания смеси использовать маловязкие нефти в качестве разбавителя. Смешения маловязких нефтей с высоковязкими может резко снизить вязкость и облегчить перекачку объекта.

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

### 1.4.1 Проектирование трубопроводов для перекачки высоковязких нефтей с разбавителем

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

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

Выбор типа насосов при заданной концентрации разбавителя производится в соответствии с неравенством

$$0,8 \cdot K_Q \cdot Q_{НОМ} \leq Q_{ЧСМ} \leq 1,2 \cdot K_Q \cdot Q_{НОМ}, \quad (4)$$

где  $K_Q$  – коэффициент пересчета подачи насоса при перекачке нефти с разбавителем.

Необходимое для перекачки смеси число насосных станций находится по формуле

$$n = \frac{h \cdot \frac{e^{-amk}}{(1-k)^{2-m}} + \Delta z + n_{\text{э}} \cdot (H_{\text{кп}} - H_2)}{H_{\text{ст см}}}, \quad (5)$$

где  $H_{\text{ст см}}$  - напор станции при перекачке смеси (с учетом пересчета характеристик насосов).

При перекачке высоковязкой нефти с разбавителем на головной насосной станции должны быть резервуары для его хранения. Если объем резервуарного парка для высоковязкой нефти на головной НС равен  $(2...3) \cdot V_{\text{сут}}$ , то дополнительный объем резервуаров для хранения разбавителя

$$V_{\text{доп}} = (2...3) \cdot k \cdot V_{\text{сут}}. \quad (6)$$

Мощность, потребляемая при перекачке смеси, составляет

$$N_{\text{э}} = \frac{\rho_{\text{см}} \cdot g \cdot Q_{\text{см}} \cdot H_{\text{см}}}{\eta_{\text{в см}}}, \quad (7)$$

где  $\eta_{\text{в см}}$  - к.п.д. насосных агрегатов при их работе на смеси.

Таким образом, при заданном диаметре нефтепровода целевая функция приведенных годовых затрат имеет вид

$$\Pi = \Pi_{\text{НС}} + (2 \dots 3) \cdot k \cdot V_{\text{сут}} \cdot C_p \cdot (\varepsilon_{\text{н}} + \xi_{\text{р}}), \quad (8)$$

где  $\Pi_{\text{НС}}$  – приведенные годовые затраты на содержание и эксплуатацию насосных станций, рассчитанные по формуле

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{НС}} = [C_{\text{ГНС}} + C_{\text{ПНС}} \cdot (n - 1)] \cdot (\varepsilon_{\text{н}} + \xi_{\text{НС}}) + C_p \cdot V_p \cdot (\varepsilon_{\text{н}} + \xi_{\text{р}}) + \\ + 10^{-3} \cdot N_{\text{Э}} \cdot (\sigma_{\text{эд}} + 8400 \cdot \sigma_{\text{э}}); \end{aligned} \quad (9)$$

где  $\xi_{\text{НС}}$ ,  $\xi_{\text{р}}$  – нормативы отчислений на амортизацию и текущий ремонт соответственно для насосных станций и резервуаров;  $\sigma_{\text{эд}}$ ,  $\sigma_{\text{э}}$  – стоимость соответственно 1 кВтч электроэнергии и 1 кВт установленной мощности.

### 1.4.2 Выбор концентрации разбавителя для улучшения показателей работы действующих нефтепроводов

Применение разбавителя может решить некоторые задачи:

- 1) увеличить объем перекачки нефти
- 2) уменьшить напор насосной станции для минимизации риска возникновения аварии;
- 3) уменьшить энергозатраты при перекачке.

Расход смеси в нефтепроводе находится по формуле, полученной из уравнения баланса напоров

$$Q_{см}' = \sqrt[2-m]{\frac{\sum_1^n A_{v_i} - \Delta z + N_{э} \cdot (H_2 - H_{к.п.})}{f \cdot L \cdot e^{-amk} + \sum_1^n B_{v_i}}} \quad (10)$$

где  $A_{ni}$ ,  $B_{ni}$  – коэффициенты напорной характеристики  $i$ -той НС на смеси;  $f_n$  – гидравлический уклон при единичном расходе в случае перекачки высоковязкой нефти в том же режиме, что и смеси.

Расход высоковязкой нефти, достигнутый в результате использования разбавителя, находится по формуле

$$Q_n' = Q_{см}' \cdot (1 - \kappa). \quad (11)$$

Суммарный напор всех НС описывается выражением

$$H_n' = \sum_1^n A_{v_i} - (Q_{см}')^{2-m} \cdot \sum_1^n B_{v_i}. \quad (12)$$

### 1.4.3 Вытеснение из трубопровода маловязкой жидкостью высоковязкой нефти

В случае долго простоя может возникнуть опасность «замораживания» высокопарафинистой нефти, чтобы не допустить этого нужно вытеснить транспортируемый объект маловязкой жидкостью, например водой.

Данный технологический процесс можно совершить двумя этапами, при постоянном и переменном давлении.

Первого этап вытеснения реализуется при максимально допустимом давлении  $P_d$ . Мгновенный расход нефти в момент времени  $\tau$  равен

$$Q_I(\tau) = \frac{1}{\sqrt{M_I + N_I x}}, \quad (13)$$

где  $M_I, N_I$  – расчетные коэффициенты

$$M_I = \frac{\rho_1 \cdot g \cdot f_1^* \cdot l}{P_d - \rho_{cp} \cdot g \cdot (\Delta z + H_{ост})}; \quad (14)$$

$$N_I = \frac{g \cdot (\rho_2 \cdot f_2^* - \rho_1 \cdot f_1^*)}{P_d - \rho_{cp} \cdot g \cdot (\Delta z + H_{ост})}; \quad (15)$$

$\rho_1$  – плотность высоковязкой нефти;  $\rho_2$  – плотность маловязкой жидкости;  $f_1^*, f_2^*$  – гидравлический уклон при единичном расходе в случае их перекачки

$$f_1^* = \frac{8 \cdot \lambda_i}{\pi^2 \cdot g \cdot d^5}; \quad (16)$$

$l$  – длина участка трубопровода;  $H_{ост}$  – остаточный напор;  $\Delta z$  – разность нивелирных высот на участке;  $\rho_p$  – средняя плотность,

$$\rho_{cp} = 0,5 \cdot (\rho_1 + \rho_2). \quad (17)$$

Чтобы вычислить коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda_i$  для каждой жидкости нужно рассчитать их при среднем расходе вытеснения

$$Q_{cp.I} = 0,5 \cdot (Q_0 + Q_I), \quad (18)$$

где  $Q_0, Q_I$  – расходы соответственно в начале и в конце первого этапа вытеснения

$$Q_0 = \sqrt{\frac{1}{f_1^* \cdot l} \cdot \left( \frac{P_\partial}{\rho_2 \cdot g} - H_{ocm} - \Delta z \right)}; \quad (19)$$

$$Q_1 = \sqrt{\frac{1}{B} \cdot \left( A - \frac{P_\partial}{\rho_2 \cdot g} \right)}; \quad (20)$$

А, Б – коэффициенты в напорной характеристике насосной станции при  $m = 0$ .

Величина  $Q_0$  находится методом последовательных приближений. Но можно определить ее проще. Вероятнее всего установка ламинарного режима течения в начала вытеснения высоковязкой и высокопарафинистой нефти. В этом случае используя для расчета потерь напора на трение формулу Лейбензона, несложно получить

$$Q_0 = \frac{g \cdot d^4}{128 \cdot \nu_1 \cdot l} \cdot \left( \frac{P_{дон}}{\rho_2 \cdot g} - \Delta z - H_{ocm} \right). \quad (21)$$

По времени продолжительность первого этапа вытеснения рассчитывается

$$\tau_1 = \frac{\pi \cdot d^2}{6 \cdot N_1} \cdot \left[ (M_1 + N_1 \cdot x_1)^{1,5} - M_1^{1,5} \right], \quad (22)$$

где  $x_1$  – участок в котором находится вытесняющая жидкость в момент времени  $\tau_1$

$$x_1 = \frac{1}{N_1} \cdot \left( \frac{B}{A - \frac{P_\partial}{\rho_2 \cdot g}} - M_1 \right). \quad (23)$$

Первый этап вытеснения имеет место только в том случае, когда суммарный напор насосов станции при подаче  $Q_0$  превышает максимально допустимый напор, т.е. если выполняется неравенство

$$\rho_2 \cdot g \cdot (H_2 + m_{MH} \cdot h_{MH}) > P_{д.} \quad (24)$$

На втором этапе вытеснения аналогичные параметры рассчитываются по формулам:

$$Q(\tau) = \frac{1}{\sqrt{M_{II} + N_{II} x}}; \quad (25)$$

$$M_{II} = \frac{\rho_2 \cdot B - \rho_1 \cdot f_1^* \cdot l}{\rho_2 \cdot (A - \Delta z) - \rho_1 \cdot H_{ocm}}; \quad (26)$$

$$N_{II} = \frac{\rho_2 \cdot f_2^* + \rho_1 \cdot f_1^*}{\rho_2 \cdot (A - \Delta z) - \rho_1 \cdot H_{ocm}}; \quad (27)$$

$$Q_{cp} = 0,5 \cdot (Q_I + Q_{II}); \quad (28)$$

$$Q_{II} = \sqrt{\frac{A - H_{ocm} - \Delta z}{B + f_2^* \cdot L}}; \quad (29)$$

$$\tau_{II} = \frac{\pi \cdot d^2}{6 \cdot N_{II}} \cdot [(M_{II} + N_{II} \cdot l)^{1,5} - (M_{II} + N_{II} \cdot x_l)^{1,5}]. \quad (30)$$

## 1.5 Перекачка термически обработанных нефтей

Термообработкой нефти это обработка нефти высокой температурой для улучшения реологических свойств нефти, которая включает в себя нагрев нефти выше температуры плавления парафинов и последующее охлаждение с заданной определенной скоростью.

Первые эксперименты данной методики в нашей стране были проделаны еще в конце 30х годов прошлого века. Так на Ромашкинском месторождении добились уменьшения вязкости более чем в 2 раза и уменьшения температуры застывания на 20 °С

Исследователям удалось выявить факторы связанные с данным технологическим процессом:

1. Установлено что термообработка улучшает только реологические свойства парафинистых нефтей в которых содержатся асфальтосмолистые вещества.

2. Термообработка высокопарафинистых нефтей может сильно ухудшить реологические свойства нефти при условии что температуре подогрева будет меньше, чем температура плавления парафинов.

3. Определили что существует оптимальная температура подогрева, при которой эффект от термообработки наилучший. Она должна быть всегда выше температуры плавления парафинов, находящихся в нефти.

4. Установили закономерность что при наибольшем содержании в нефти парафинов уменьшается эффект от термообработки.

5. Доказано что большое влияние оказывает способ термообработки и скорость охлаждения нефти.

Из данных факторов закономерностей, можно понять связь изменения структуры парафинов при кристаллизации с улучшением реологических свойств нефти.

Наука объясняет эффект термообработки следующим.

При холодной температуре окружающей среды нефть начинает

затвердевать, так как образуется кристаллическая парафиновая структура. Прослеживается закономерность в том чем больше концентрация парафина и меньше размер образующийся кристаллической решетки тем больше прочность структуры. Чтобы добиться полного растворения парафинов нужно нагреть нефть до температуры больше температуры плавления парафинов. При повторном охлаждении нефти произойдет кристаллизация парафинов. Асфальтосмолистые вещества, адсорбируясь на кристаллах парафина, снижают поверхностное натяжение на границе с ним. Процесс кристаллизации парафинов проходит намного проще при выделении парафина на поверхности уже существующих кристаллов. Этот эффект приводит к образованию крупных кристаллов парафина. Но из-за наличия на плоскости этих кристаллов смол и адсорбированных асфальтенов силы коагуляционного сцепления между ними сильно ослабляют, что не дает образовать прочную парафиновую структуру.

Реологические параметры нефти и степень их улучшения напрямую зависят от температуры нагрева нефти и условий охлаждения нефти.

Суть оптимальной температуры термообработки заключается в следующем. На поверхности кристаллов парафина адсорбированы асфальтосмолистые вещества. При увеличении температуры часть парафинов растворяется и освободившиеся асфальтосмолистые вещества адсорбируются на не растворившиеся парафины. Это приводит к образованию больших кристаллов парафинов, что в свою очередь значительно улучшает реологические свойства нефти. Но при перегреве нефти возможно нанесения необратимого разрушения на асфальтосмолистые вещества что приведет к снижению эффекта данной технологии.

Так как для разной нефти присуще разное количество парафинов, то температуру для термообработки нужно определять экспериментально.

На рисунке 1.5.1 продемонстрировано как влияет температура термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти. На рисунке видно, что во время термообработки при температуре  $t_{т.о.}$  около 48 °С температура застывания этой нефти не только не снижается, а, наоборот,

возрастает. Дальнейшее увеличение температуры термообработки ведет к снижению температуры застывания. Но со значений  $t_{T.o.} \approx 105^\circ\text{C}$   $t_{заст}$  термообработанной нефти опять растет.

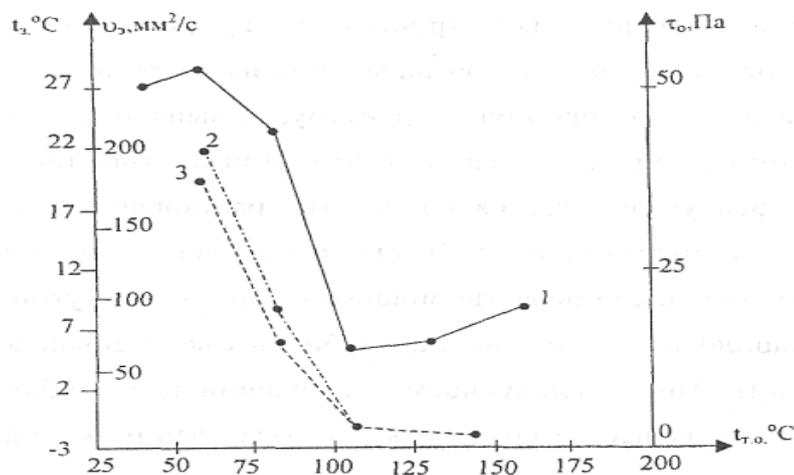


Рисунок 1.5.1 – Влияние температуры термообработки на реологические параметры жетыбайской нефти:

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

На графике показана зависимость эффективной вязкости  $\nu_{Э}$  и начального напряжения сдвига  $\tau_0$  жетыбайской нефти от температуры термообработки. Видно, что резкое уменьшение эффективной вязкости  $\nu_{Э}$  и начального напряжения сдвига  $\tau_0$  имеет место лишь при  $t_{T.o.} \leq 105^\circ\text{C}$ .

Скорость охлаждения нефти влияет на процесс роста кристаллов парафина. При оптимальной температуре охлаждения образуются крупные сгустки парафинов, которые распространяются по всему трубопроводу. А нефть которую не подвергли термообработке или обработанной при неоптимальных температурах, и нефть охлажденную с неоптимальной скоростью в таких случаях кристаллы парафина мельче и количество их больше.

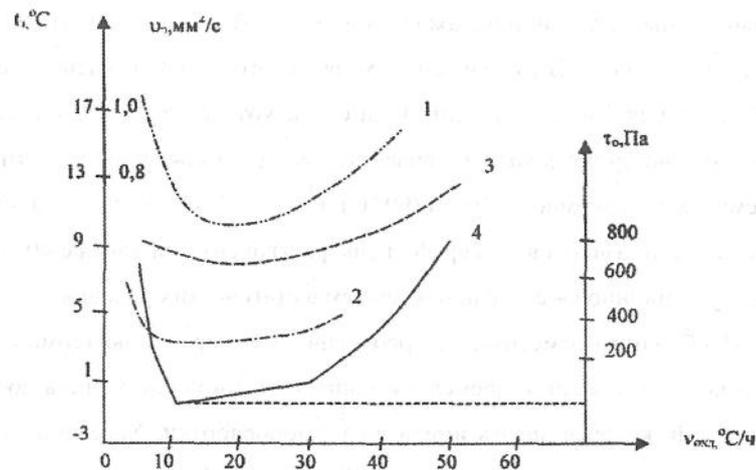


Рисунок 1.5.2 – Изменение реологических параметров высокопарафинистых нефтей в зависимости от скорости охлаждения:

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

На рисунке 1.5.2 показана зависимость  $t_{заст}$  и  $\tau_0$  усинской и возейской нефтей от  $v_{охл.}$  их охлаждения при термообработке. Из графика следует что оптимальной для этих нефтей является скорость охлаждения от 10 до 15 градусов в час.

Влияет на итоги термообработки и состояние нефти в процессе охлаждения. Самым целесообразным и экономически эффективным является комбинированный способ охлаждения. Принцип состоит в том что при оптимальной температуре термообработки (от  $90^{\circ}C$  до  $50^{\circ}C$ ) нефть нужно охлаждать в движении а затем производить охлаждение в статике.

Важным фактом является что с истечением времени реологические параметры термообработанной нефти ухудшаются и в итоге они достигаются параметров которые нефть имела до термообработки. Тенденция изменения эффективной вязкости озексуатской и жетыбайской нефти показана на рисунке 1.5.3. Озексуатская нефть восстанавливает свои свойства за 3-ое суток, а жетыбайская - за 45-ть дней. Так что не всегда достаточно термически

обработать нефть один раз для решения проблемы ее трубопроводного транспорта.

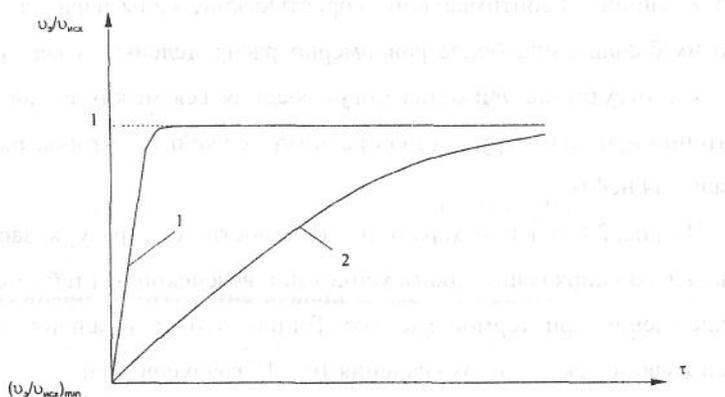


Рисунок – 1.5.3 Восстановление эффективной вязкости озексуатской (1) и мангышлакской (2) нефтей во времени после термообработки.

В Индии реализуется перекачка термообработанной нефти. Нефть в которой содержание парафинов составляет 11,5 % застывает при температуре  $33^{\circ}\text{C}$ , но после термообработки ее температура застывания стала значительно меньше и нефть транспортируют при  $18^{\circ}\text{C}$ .

Схема этого нефтепровода приведена на рисунке 1.5.4. Нефть, имеющая температуру от  $37^{\circ}\text{C}$  до  $52^{\circ}\text{C}$ , поступает с промысла по трубопроводу 1 в резервуарный парк 2 сырой нефти.

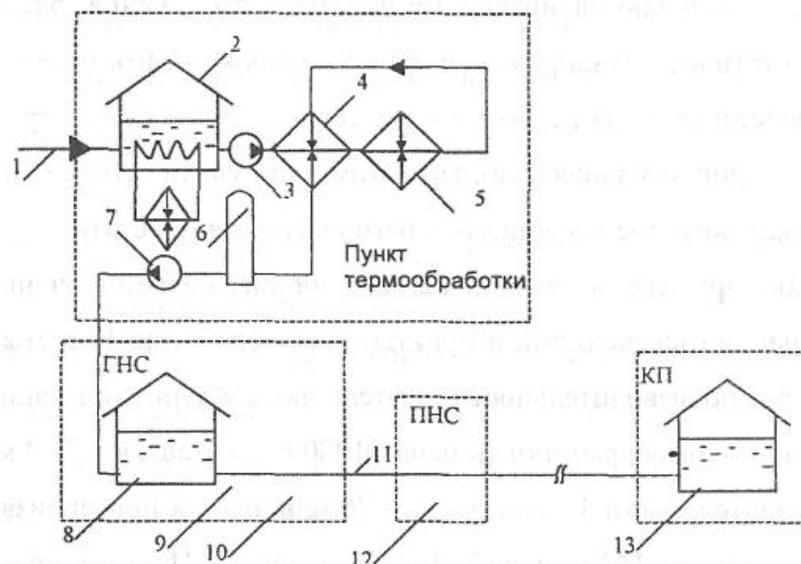


Рисунок – 1.5.4 Принципиальная технологическая схема перекачки термообработанной нефти по трубопроводу:

- 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.

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

Однако применение данной технологии сдерживается очень высокими капитальными вложениями в пункты термообработки. Расчеты показывают, что при производительности нефтепровода 8 млн.т/год капиталовложения в пункт термообработки (в ценах 1980 г.) составляют 37,4 млн. руб., при производительности 18 млн. т/год - 76 млн. руб., а при производительности 38 млн. т/год - 152 млн. руб. Это очень дорого. Поэтому при технико-экономическом сравнении вариантов транспорта высокопарафинистых нефтей способ термообработки, как правило, проигрывает.

## **1.6 Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками**

Депрессатор или депрессорные присадки – вещества которые влияют на быстрозастывающие нефти позволяют уменьшать температуру застывания, уменьшать вязкость и уменьшать предельное напряжение сдвига.

При добавлении в нефть объектов с высоким содержанием асфальтосмолистых веществ, таких как гудрон и битум, улучшается реологические свойства нефти.

Но наибольший результат будет после применения специальных присадок. В России были созданы такие присадки как ВЭС-503 и ДН-1 которые являются полимерными поверхностно-активными веществами. За границей пользуются популярностью присадки типа «Paramins», созданные компанией «Exxo Chemical».

Полимерные присадки используют при температуре около 65 °С, потому что большая часть парафинов растворена в нефти. Но эффект от данного технологического процесса будет минимален если добавить присадку при температуре нефти меньше температуры застывания нефти.

Принцип действия присадок до конца не изучен. Существует предположение, что присадка обволакивает частицы парафина, мешая их росту.

Многие компании имеют опыт работы с присадкой ДНП-1. Так например в АО «Северные магистральные нефтепроводы» удалось уменьшить предельное напряжение сдвига в 11 раз, пластическую вязкость в 2 раза и температуру застывания снизить с плюс 7 °С до минус 13°С. Учитывая эффективность действия и цену присадки, то она имеет превосходство над зарубежными аналогами.

Облегчает запуск трубопровода после остановок наличие присадок в нефти. Без усилий был произведен запуск трубопровода Финнар-Гринжемаут даже после 12 дней.

Во время введения присадок в нефть, нужно добиться их равномерное распределение по всему объему. Но данный способ может привести к удорожанию. Для удешевления технологического процесса нужно обрабатывать присадкой не всю нефть, а только кольцевой пристенный слой. Это позволяет сэкономить расход присадки и расход нагреваемой при ее введении нефти в 10 раз.

## 1.7 Перекачка нефти с подогревом

Самым популярным способом трубопроводного транспорта высокопарафинистых и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов является перекачка с подогревом.

Существует несколько вариантов перекачки высокозастывающих нефтей с подогревом. На коротких трубопроводах применяют методы электроподогрева:

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

Метод пропуска электрического тока по телу трубы состоит в подключении источника переменного тока напряжением не больше 50 В к изолированному участку трубопровода. По закону Джоуля Ленца при прохождении тока по трубопроводу начинает выделяться тепло и происходит равномерный нагрев стенок трубопровода и соответственно находящегося в нем продукта. Источником питания являются однофазные трансформаторы с напряжением от 12 до 36 вольт. Трубопровод делится на участки, максимальной длиной которого является расстояние действия источника питания и оно составляет 1200 метров. При большой длине трубопровода этот метод экономически не целесообразен и сложен. Так как нагреваемый участок должен быть электрически изолирован от грунта, чтобы предотвратить большие утечки тока.

Распространены в большей степени электронагревательные элементы в виде кабелей и лент, потому что они имеют термостойкую электроизоляцию и защиту от механических повреждений. Энергопотребление нагревательного кабеля составляет около 100 Вт на 1 м трубы. Кабель чаще всего прокладывают по внешней поверхности трубы, но применяется и прокладка по внутренней поверхности трубы. Мощность, потребляемая греющим кабелем, достигает

4000 кВт, а обогреваемая длина 13 км.

На магистральных трубопроводах популярность получил и метод «горячей» перекачки. Он предусматривает процесс подогрева нефти по мере ее остывания. Схема такой перекачки следующая (рисунок 1.7.1).

Нефть с промысла по трубопроводу 1 подается в резервуарный парк 2 головной перекачивающей станции. В резервуарах оборудованы подогревательные устройства, при помощи которых поддерживается температура нефти для выкачивания нефти подпорными насосами 3.

Нефть проходит через дополнительные подогреватели и подают на прием магистральных насосов 5. Магистральными насосами нефть закачивается в магистральный трубопровод 6.

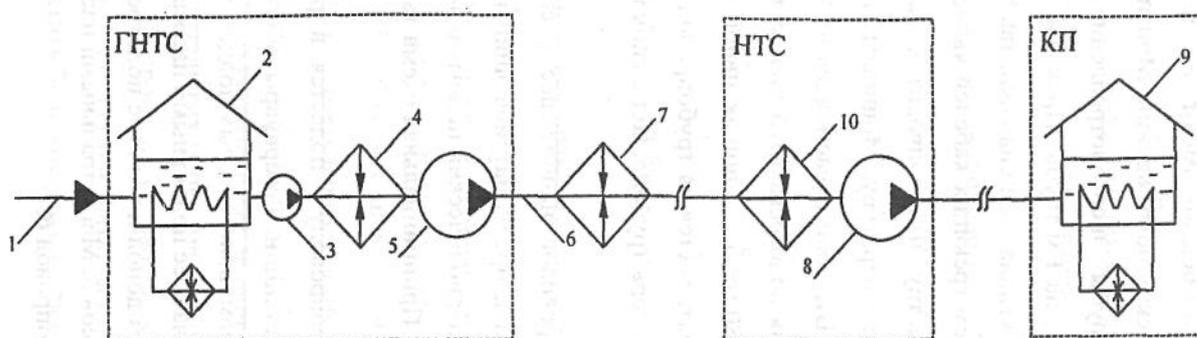


Рисунок – 1.7.1 Принципиальная технологическая схема «горячей» перекачки

1 - подводящий трубопровод; 2,9- резервуары; 3 - подводящий насос;  
4, 7, 10 - дополнительные подогреватели (печи подогрева); 5, 8 - основные насосы;

ГНТС — головная насосно-тепловая станция; НТС - насосно-тепловая станция;

КП - конечный пункт.

При движении по трубопроводу нефть начинает остывать. Поэтому через каждые 25...100 км устанавливают пункты подогрева 7. После нефть попадает на промежуточную насосную станцию 8, где также установлены подогреватели и все повторяется снова. В конце концов, нефть закачивается в

резервуары 9 конечного пункта, также оборудованные системой подогрева.

## 1.8 Оборудование насосных и тепловых станций

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

При «горячей» перекачки высоковязких нефтей и нефтепродуктов применяют поршневые и центробежные насосы.

Поршневые насосы имеют:

1. постоянную подачу;
2. достаточно высокий коэффициент полезного действия при перекачке высоковязких жидкостей;
3. большую высоту всасывания до 7 м.

Но они имеют и недостатки:

1. сложные в конструктивном плане;
2. денежноемкие;
3. имеют неравномерную подачу;
4. малопроизводительны.

Большую популярность завоевали поршневые насосы марки НТ-45. НТ-45 оборудован тремя цилиндрами двойного действия, подачу — 160 м<sup>3</sup>/ч при 75 об/мин; давление нагнетания при нормальной эксплуатации 6,0 МПа; максимальное рабочее давление, которое насос может выдержать временно (до 40 мин) - 7,5 МПа. Насос приводится в действие от электродвигателя или двигателя внутреннего сгорания. Насос нужен для проталкивания застывшей нефти в трубопроводе.

Наибольшее распространение на нефтепроводах получили центробежные насосы, коэффициент полезного действия которых при перекачке подогретых жидкостей составляет около 80%. Используется последовательная установка двух или трех рабочих агрегатов и одного резервного агрегата.

Установлено, что при увеличении вязкости перекачиваемой жидкости напор и коэффициент полезного действия центробежного насоса снижаются, а в свою очередь потребляемая мощность возрастает. Из-за этого рекомендовано устанавливать центробежный насос после теплообменных агрегатов. Но такое расположение часто бывает невозможным, так как гидравлическое сопротивление коммуникаций на всасывающей линии оказывается слишком большим. В следствии чего насосу не хватает подпора, и он начинает работать с кавитацией. В связи с этим на крупных нефтепроводах подпорные и основные насосы устанавливаются перед теплообменными аппаратами и перекачивают охлажденную нефть повышенной вязкости.

Подогрев нефти перед закачкой в трубопровод производят как в резервуарах, так и в специальных теплообменных аппаратах. Но нефть в резервуарах нагревают только до температуры, обеспечивающей выкачку нефти с заданной производительностью. Так как происходит большая потеря тепла в окружающую среду и происходит улетучивание ценных фракций нефти, то данный метод считается нецелесообразен. Нефть в резервуарах нагревается с помощью трубчатых теплообменников. В качестве теплоносителя используют водяной пар. Применяются стационарные (змеевиковые или секционные) подогреватели, располагающиеся над днищем для обеспечения подогрева всей нефти в резервуаре.

Разогретая в резервуарах нефть забирается подпорными насосами и подается в дополнительные подогреватели (если позволяет величина подпора) или в основные насосы, которые прокачивают нефть через подогреватели в магистральный трубопровод. С точки зрения безопасности эксплуатации подогревателей и повышения эффективности работы основных насосов их надо устанавливать после подогревателей. На промежуточных насосно-тепловых станциях, коэффициент полезного действия насосов будет высок при перекачке по системе из насоса в насос.

Можно нагреть весь поток нефти и только часть. При нагреве всего потока нефть будет иметь заданную температуру, а во втором случае нагреется

до более высокой температуры, а на входе в трубопровод смешивается с холодным потоком.

На магистральных «горячих» трубопроводах применяются паровые и огневые подогреватели. Удобны в эксплуатации многоходовые теплообменники с плавающей головкой. Они имеют еще ряд преимуществ, такие как: компактность, доступность для осмотра и ремонта. Для улучшения теплообмена нефть пропускают через трубки, а пар — через межтрубное пространство. Принципиальная схема радиантно-конвекционной печи Г9ПО2В показана на рис. 1.8.1.

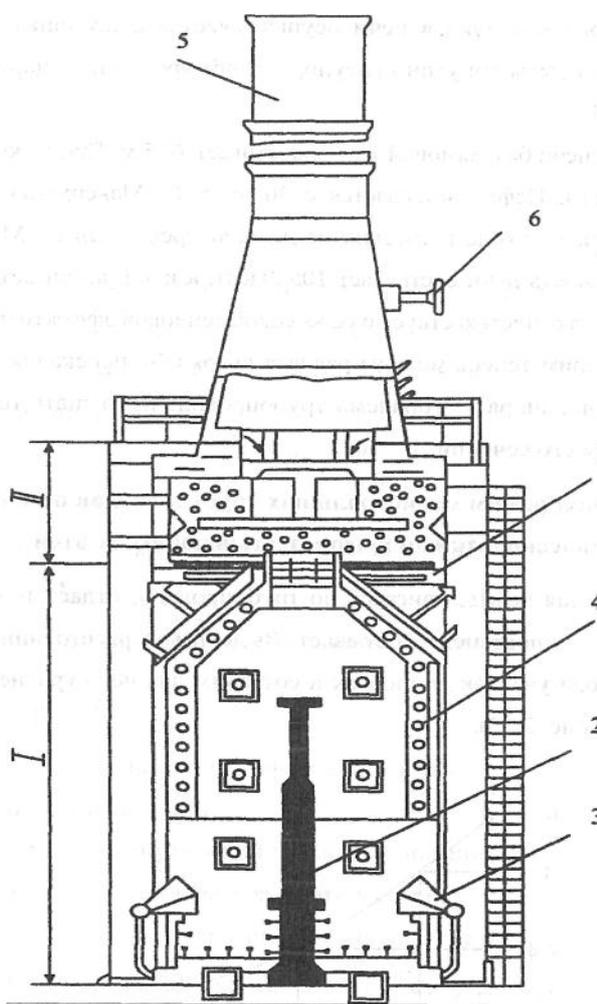


Рисунок – 1.8.1 Принципиальная схема радиантно-конвекционной печи Г9ПОВ:

1 - металлический каркас; 2 - разделительная стенка; 3 - форсунки; 4 - трубы змеевика для нефти; 5 - дымовая труба; 6 - шибер;

I - радиантная зона; II - конвекционная зона.

Регулирование тяги в печи осуществляется с помощью шиберов. Стены печи покрыты изнутри огнеупорной обмуровкой, а снаружи тепловой изоляцией.

Высота печи без дымовой трубы достигает 10,5 м. Пропускная способность - 600 м<sup>3</sup>/ч. Нефть нагревается с 30 до 65 °С. Максимальное рабочее давление нефти на входе в змеевик не должно превышать 6,5 МПа. Теплопроизводительность печи составляет 10500 кВт, а к.п.д. достигает 0,77 (фактически 0,5), что свидетельствует о ее высокой тепловой эффективности.

## **2 Технология перекачки нефти**

### **2.1 Технология заполнения трубопровода высоковязкой нефтью**

Считается что заполнение нового трубопровода является самой важной процедурой при закачки горячей высокопарафинистой и быстрозастывающей нефти.

После процедуры опресовки в нефтепровод закачивают воду. И при подаче нефти в нефтепровод, для вытеснения воды, может возникнуть закупоривание которое возникает из-за резкого охлаждения нефти водой.

Нефтепровод который был построен с предназначением для перекачки высоковязких и быстрозастывающих нефтей с предварительным подогревом, можно запустить в действие несколькими способами: первый это применение предварительного подогрева нефтепровода и грунта маловязкой низкозастывающей жидкостью, второй способ заполнения нефтепровода без предварительного прогрева.

Наилучшее решение прогревать трубопровод – грунт водой, так как это требует в 5 раза меньше времени, нежели при прогреве системы углеводородами.

Для того чтобы высоковязкая нефть дошла до следующей насосной станции нужно прогреть его. Нужно стремиться поддерживать температуру греющей жидкости на выходе из тепловой станции, которая будет равна чем планируемая начальная температура нефти.

Это дает возможность проверить технологическое оборудование на термическое напряжение и своевременно устранить возможные неисправности на стадии прогрева

Существуют разные методы прогрева трубопровод – грунт: обратный, челночный, прямой, встречный.

Во время прямого прогрева трубопровода, нефть закачиваемая насосами головной перекачивающей станции начинает постепенно нагревать нефтепровод. Через некоторое время можно будет производить перекачку

высоковязкой жидкости, так как высокая температура стенок трубопровода позволит производить данную процедуру без опасения заморозки нефти.

При обратном прогреве суть такая же как и при использовании прямого метода нагрева трубопровода, но поток разогреваемой жидкости, если это позволяет технологическая обвязка насосных станций, ведет перекачку с конечного пункта на головную станцию. Температура в конце участка будет значительно больше по сравнению с началом. Но при закачке горячей высоковязкой нефти могут возникнуть значительные термические напряжения, способные привести к авариям на технологических и линейных участках трубопровода. Объем, темп нагрева жидкости при обратном прогреве почти такой же, как и при прямом прогреве.

Принцип челночного прогрева состоит в том, что греющую жидкость закачивают сначала в прямом, затем в обратном направлениях, и повторяют данный процесс. Объем жидкости составляет в двое больше объема прогреваемого участка нефтепровода.

Данный технологический процесс требует больше времени, на значение обратных перекачек, чем прямой метод, но температура в трубопроводе будет выше.

Встречный прогрев состоит в следующем, греющую жидкость подают с двух сторон нефтепровода. В середине нефтепровода производят сброс жидкости либо на грунт либо в резервуар.

При выборе способа прогрева системы трубопровод – грунт нужно принимать решения опираясь на технико-экономические расчетами и техническую возможность нефтепровода.

Есть способы запуска нефтепровода, когда не проводится предварительный прогрев системы трубопровод – грунт. Известен способ пуска нефтепроводов с применением разбавителя или депрессорных присадок, снижающих вязкость первой порции нефти, с помощью которой проводится предварительный прогрев нефтепровода.

Потеря на трение необходимо учитывать возможности насосных

станций и нужно обеспечить необходимую подачу.

## 2.2 Особенности последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов

Применение последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов позволяет использовать трубопровод большого диаметра при меньшей себестоимости транспорта. Раздельное поступление нефтей на переработку приводит к значительному удешевлению их переработки, что позволяет компенсировать дополнительные затраты на организацию последовательной перекачки. Дополнительные затраты связаны с необходимостью увеличения резервуарных парков на ГНПС и в конечном пункте и с образованием смеси. Необходимый объем резервуарного парка зависит от периодичности смены нефтепродуктов в трубопроводе – от числа циклов Ц.

$$V_p = \sum_{i=1}^n q_i \frac{T - T_1}{Ц} . \quad (31)$$

где  $V_p$  – суммарный объем резервуарного парка в данном пункте;  $q_i$  – производительность трубопровода при работе на  $i$ -том продукте;  $T$  – календарное время работы трубопровода в году;  $T_i$  – время работы трубопровода на  $i$ -том продукте.

Чем больше число циклов, тем меньше объем резервуарного парка. В соответствии с нормами технологического проектирования должно соблюдаться условие

$$V_p \geq (2 \div 3) Q_{сум} . \quad (32)$$

Увеличение числа циклов приводит к пропорциональному увеличению числа контактов между нефтепродуктами и к увеличению объема смеси, что ведет к убыткам от пересортицы нефтепродуктов.

Исходя из вышесказанного, оптимальное число циклов определяются из условия минимума суммы затрат на строительство резервуарных парков и убытков от пересортицы.

При существующем резервуарном парке

$$C_0 = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i}{V_p} \quad (33)$$

где  $Q_i$  – объем транспорта  $i$ -го продукта за год.

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

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

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

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

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

## 2.3 Остановка перекачки

Во время эксплуатации «горячего» нефтепровода возможны его остановки. Остановки могут быть вызваны аварией на участке, ремонтом нефтепровода, отказами насосов и другими причинами.

При «горячей» перекачке нефти пропускная способность не может быть меньше некоторого минимального значения. Следовательно, появляется необходимость циклической эксплуатации «горячих» нефтепроводов, при которой сначала трубопровод работает с полной загрузкой, а на остальную часть времени перекачка останавливается. В таком случае под циклом принято понимать временной период, включающий в себя длительность одного интервала непрерывной перекачки и одного интервала простоя. С одной стороны, чем  $>$  число циклов перекачки, тем  $<$  должен быть объём резервуаров для накапливания нефти на головных сооружениях и конечном пункте нефтепровода, а значит, потребуются меньше затрат на них. С другой стороны, больше будет затрат, связанных с повторным пуском нефтепровода (вытеснение остывшей нефти и прогрев системы трубопровод – грунт). При уменьшении циклов картина абсолютно обратная. Оптимальным является то число циклов, которое соответствует минимуму суммарных затрат.

В результате остановок перекачек высоковязкой нефти, она начинает остывать, а её вязкость повышается. При последующей перекачке потери напора возрастают. Снижается темп потери напора на трении из-за вытеснения из трубы всей остывшей нефти, уменьшение потерь вызвано прогревом нефтепровода горячей нефтью. По мере прогрева грунта происходит асимптотическое по времени приближение значения потерь к потерям напора при стационарном режиме перекачки.

После остановки и при дальнейшем запуске наибольшие потери напора не должны превышать напор насосных агрегатов, а давление вначале нефтепровода должно быть меньше, предельно допустимого для данного участка. Иначе ожидается замораживание нефтепровода, что приведет к

финансовым потерям. Время, по истечении которого возобновление перекачки быстрозастывающей жидкости происходит без осложнений, т.е. потери на трение не превышают возможностей насосной станции, называется безопасным временем остановки «горячего» трубопровода. Когда время простоя превысит безопасное время, тогда следует вытеснить нефть из нефтепровода маловязкой жидкостью.

### 3 Расчет вытеснения из трубопровода маловязкой жидкостью высоковязкой нефти

Определим продолжительность полного вытеснения нефти вязкостью  $0,005 \text{ м}^2/\text{с}$  и плотностью  $950 \text{ кг}/\text{м}^3$  из участка трубопровода длиной  $100 \text{ км}$ , диаметром  $0,513 \text{ м}$  с  $\Delta z = 20 \text{ м}$ . На насосной станции установлены подпорные насосы НПВ 2500-80 ( $H_0 = 79,7$ ;  $a = 0$ ;  $b = 1 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^2/\text{м}^5$ ), включенные последовательно. Максимально допустимое давление в нефтепроводе равно  $6,4 \text{ МПа}$ ; остаточный напор равен  $30 \text{ м}$ . Вытеснение производится водой.

1. Полагая, что насосной станции последовательно включены 3 основных насоса, вычисляем коэффициенты в ее напорных характеристике

$$A = 79,7 + 3 \cdot 281,5 = 924,4 \text{ м};$$

$$B = 1 \cdot 10^{-6} + 3 \cdot 8,32 \cdot 10^{-6} = 26,0 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^2/\text{м}^5;$$

$$B = 93456 \text{ с}^2/\text{м}^5.$$

2. Расход в трубопроводе в начале 1 этапа вытеснения находим по формуле Лейбензона поскольку в момент начала вытеснения высоковязкой нефти наиболее вероятен ламинарный режим течения.

$$Q_0 = \frac{g \cdot d^4}{128 \cdot \nu_1 \cdot \ell} \cdot \left( \frac{P}{\rho_2 \cdot g} - \Delta z - H_{ост} \right).$$

$$Q_0 = \frac{9,81 \cdot 0,513^4}{128 \cdot 0,005 \cdot 100000} \cdot \left( \frac{6,4 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} - 20 - 30 \right) = 0,0064 \text{ —}$$

3. Проверим справедливость допущения о ламинарном режиме течения нефти при начале её вытеснения. Число Рейнольдса по формуле

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot \nu_p};$$

$$Re = \frac{4 \cdot 0,0064}{3,14 \cdot 0,513 \cdot 0,005} = 3,18.$$

Так как  $Re < 2320$ , то режим принят верно.

4. Проверим условие существования 1 этапа вытеснения. Напоры подпорного и основного насосов при подаче  $Q_0$  по формуле

$$H = H_0 + a \cdot Q - d \cdot Q^2;$$

$$H_2 = 79,7 + 0 - 1 \cdot 10^{-6} \cdot 23^2 = 79,7 \text{ м};$$

$$h_{MH} = 281,5 + 0 - 26,0 \cdot 10^{-6} \cdot 23^2 = 281,5 \text{ м}.$$

Первый этап вытеснения имеет место только в том случае, когда суммарный напор насосов станции при подаче  $Q_0$  превышает максимально допустимый напор, то есть если выполняется следующее неравенство

$$\rho_2 \cdot g \cdot (H_2 + m_{MH} \cdot h_{MH}) > P_d.$$

Следовательно левая часть неравенства равна

$$1000 \cdot 9,81 \cdot (79,7 + 3 \cdot 281,5) = 9,07 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

$P_d = 6,4 \text{ Мпа}$ , так как  $P_d < 9,07 \cdot 10^6 \text{ Па}$ , то допущение о существовании 1 этапа вытеснения подтверждается.

5. Расход в трубопроводе в конце 1 этапа вытеснения находится по формуле

$$Q_1 = \sqrt{\frac{1}{B} \cdot \left( A - \frac{P_d}{\rho_2 \cdot g} \right)};$$

$$Q_1 = \sqrt{\frac{1}{93456} \cdot \left( 924,4 - \frac{6,4 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} \right)} = 0,054 \text{ м}^3/\text{с}.$$

6. Средний расход в течение 1 этапа вытеснения находится по формуле

$$Q_{cp1} = 0,5 \cdot (Q_0 + Q_1);$$

$$Q_{cp1} = 0,5 \cdot (0,0064 + 0,054) = 0,0302 \text{ м}^3/\text{с}.$$

7. Число Рейнольдса при течении воды и высоковязкой нефти с расходом  $Q_{cp1}$  находится по формуле

$$Re = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot \nu_p};$$

$$Re_1 = \frac{4 \cdot 0,0302}{3,14 \cdot 0,513 \cdot 1 \cdot 10^{-6}} = 95758 ;$$

$$Re_2 = \frac{4 \cdot 0,0302}{3,14 \cdot 0,513 \cdot 0,005} = 15,0.$$

8. Относительная шероховатость трубы и переходные числа Рейнольдса находятся по формулам

$$\varepsilon = K_s / d;$$

$$Re_I = 10 / \varepsilon;$$

$$Re_{II} = 500 / \varepsilon.$$

При турбулентном режиме течения различают три зона трения: гидравлически гладких труб ( $\lambda$  зависит только от  $Re$ ), смешанного трения ( $\lambda$  зависит от  $Re$  и относительной шероховатости труб  $\varepsilon$ ), квадратичного трения ( $\lambda$  зависит только от  $\varepsilon$ ).

$$\varepsilon = \frac{0,2}{513} = 3,9 \cdot 10^{-4};$$

$$Re_{\text{I}} = \frac{10}{3,9 \cdot 10^{-4}} = 25641 ;$$

$$Re_{\text{II}} = \frac{500}{3,9 \cdot 10^{-4}} = 1282051 .$$

Так как  $Re_{\text{I}} < Re_{\text{I}} < Re_{\text{II}}$ , то вода движется в трубопроводе в зоне смешанного трения турбулентного режима. Нефть же движется в ламинарном режиме.

9. Коэффициенты гидравлического сопротивления по формулам:

Для зоны смешанного трения  $\lambda$  используется формула Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} ;$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( 3,9 \cdot 10^{-4} + \frac{68}{95758} \right)^{0,25} = 0,020 .$$

При ламинарном режиме течения, то есть при  $Re < 2320$ , коэффициент гидравлического сопротивления определяют по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re} ;$$

$$\lambda = \frac{64}{15,0} = 4,27 .$$

10. Гидравлические уклоны при единичном расходе по формулам

$$f_i = \frac{8 \cdot \lambda_i}{\pi^2 \cdot g \cdot d^5} ;$$

$$f_1 = \frac{8 \cdot 0,020}{3,14^2 \cdot 9,81 \cdot 0,513^5} = 0,0466 \text{ с}^2/\text{м}^6 ;$$

$$f_2 = \frac{8 \cdot 4,27}{3,14^2 \cdot 9,81 \cdot 0,513^5} = 9,95 \text{ с}^2/\text{м}^6.$$

11. Средняя плотность среды

$$\rho_{cp} = 0,5 \cdot (\rho_1 + \rho_2);$$

$$\rho_{cp} = 0,5 \cdot (950 + 1000) = 975 \text{ кг/м}^3.$$

12. Для вычисления участка, занятого вытесняющей жидкостью к моменту окончания 1 этапа нужно вычислить расчетные коэффициенты

$$M_1 = \frac{\rho_1 \cdot g \cdot f_1 \cdot \ell}{P_d - \rho_{cp} \cdot g \cdot (\Delta z + H_{ост})};$$

$$N_1 = \frac{g \cdot (\rho_2 \cdot f_2 - \rho_1 \cdot f_1)}{P_d - \rho_{cp} \cdot g \cdot (\Delta z + H_{ост})};$$

$$M_1 = \frac{950 \cdot 9,81 \cdot 0,0361 \cdot 100000}{6,4 \cdot 10^6 - 975 \cdot 9,81 \cdot (20 + 30)} = 5,68;$$

$$N_1 = \frac{9,81 \cdot (1000 \cdot 0,265 - 950 \cdot 0,0361)}{6,4 \cdot 10^6 - 975 \cdot 9,81 \cdot (20 + 30)} = 3,82 \cdot 10^{-4};$$

13. Длина участка, занятого вытесняющей жидкостью к моменту окончания 1 этапа

$$x_1 = \frac{1}{N_1} \cdot \left( \frac{B}{A - \frac{P_d}{\rho_2 \cdot g}} - M_1 \right);$$

$$x_1 = \frac{1}{3,82 \cdot 10^{-4}} \cdot \left( \frac{93456}{924,4 - \frac{6,4 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81}} - 5,68 \right) = 884562 \text{ м.}$$

Так как  $x > 1$ , то второй этап вытеснения отсутствует.

14. Принимая  $x = 1$ , находим продолжительность вытеснения высоковязкой нефти

$$\tau_1 = \frac{\pi \cdot d^2}{6 \cdot N_1} \cdot [(M_1 + N_1 \cdot x_1)^{1,5} - M_1^{1,5}];$$

$$\tau_1 = \frac{3,14 \cdot 0,513^2}{6 \cdot 3,82 \cdot 10^{-4}} \cdot [(5,68 + 3,82 \cdot 10^{-4} \cdot 100000)^{1,5} - 5,68^{1,5}] = 99917 \text{ с};$$

$$\tau_1 = 27,8 \text{ Ч.}$$

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б2А	Сдвижков Илья Владимирович

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТХНГ</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>

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

1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*

2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*

3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. *Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ*

2. *Разработка устава научно-технического проекта*

3. *Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок*

**Перечень графического материала**

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*

2. *Матрица SWOT*

3. *График проведения и бюджет НТИ*

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2А	Сдвижков И.В.		

## **4 Предпроектный анализ**

### **4.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

При транспортировке быстрозастывающих и высоковязких нефтей и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам возникают проблемы, связанные с парафиновыми отложениями. Парафиновые отложения уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб и, как следствие, значительно осложняют перекачку нефти, увеличивают расход электроэнергии, приводят к повышенному износу оборудования. Так же высока вероятность повреждения поперечного сечения трубопровода. Для решения данного вопроса используют метод установки ремонтных конструкций.

#### 4.1.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 4.1.1 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологий</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С3. Квалифицированный персонал.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Наличие устаревших данных</p> <p>Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Ожидание подобной методики</p>	<p>1. Уменьшение энерго и ресурсозатрат</p> <p>2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии</p>	<p>1. Поиск заинтересованных лиц</p> <p>2. Разработка научного исследования</p> <p>3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Введение дополнительных</p>	<p>1. Постоянное отслеживание изменений в российском</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров.</p> <p>2. Приобретение</p>

государственных требований к сертификации продукции У2. Изменение законодательства.	законодательстве. 2.Сертификация продукции	необходимого оборудования опытного образца
--	---	--

#### 4.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.1.2.1 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	5	4
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	3
Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	3
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3

Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	4
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	3
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	3

Проработан механизм реализации научного проекта	1	4
ИТОГО БАЛЛОВ	43	47

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (4.1)$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;  $B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Значение  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 43, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

## 4.2 Планирование управления научно-техническим проектом

### 4.2.1 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 4.2.1.1

Таблица 4.2.1.1 – Календарный план проекта

Код работ ы (из ИСП)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Выдача задания	3	25.01.16	27.01.16	Сдвижков И.В. Саруев А.Л
2	Введение	6	28.01.16	02.02.16	Сдвижков И.В. Саруев А.Л.
3	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	7	03.02.16	09.02.16	Сдвижков И.В. Саруев А.Л.
4	Литературный обзор	19	10.02.16	28.02.16	Сдвижков И.В.
5	Теоретическая часть	42	29.02.16	10.04.16	Сдвижков И.В. Саруев А.Л.
6	Расчетная часть	30	11.04.16	10.05.16	Сдвижков И.В. Саруев А.Л.
7	Оформление пояснительной	15	11.05.16	25.05.16	Сдвижков И.В.



ния																
Литературный обзор	Бакалавр	10														
Теоретическая часть	Бакалавр	25														
Расчетная часть	Бакалавр Руководитель	30														
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	15														
Разработка презентации	Бакалавр	5														

 - Бакалавр  
 - Руководитель

#### 4.2.2 Расчёт сметы затрат

В данном разделе произведены следующие расчеты:

Расчет эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов по экономически - выгодной технологии установке муфт.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов путем выборочного ремонта - состоят из следующих элементов:

1. Материальные затраты
2. затраты на топливо (ГСМ)
3. затраты на оплату труда
4. отчисления на соц. Нужды
5. Затраты на эксплуатацию машин и механизмов
6. амортизация
7. Расчет трудозатрат

### 4.2.3 Расчет затрат времени, труда, заработной платы, материалов и оборудования

Калькуляция затрат на установку муфты  $D_y=1220\text{мм}$

(на 1 июля 2016г.)

Таблица 4.2.1.3

1.	<b>Материальные затраты</b>				
	Наименование материалов	ед. измер.	кол-во	цена ед.	сумма, руб.
	Муфта	м	3,5	2063,3	7221,5
	Композитный состав	кг	571,95	49,3	28197,1
	Электроды ОК-5370 d=4мм	кг	25,90	133,5	3457,65
	Электроды ОК-5370 d=3мм	кг	4,20	130,43	547,79
	Щетка (125*22*13)	шт	1,00	226,1	226,1
	Щетка (115*22*13)	шт	1,00	197,29	197,29
	Диск отрезной	шт	4,00	46,89	187,56
	Диск шлифовальный	шт	1,00	92,95	92,95
	Пропан	кг	0,43	40,75	17,52
	Кислород	м <sup>3</sup>	3,99	15,38	61,40
1.1	Затраты на ГСМ				
.					
	Д/т для Эл.станции ДЭС-60, 20,16л*16,99ч	л	382,84	34,9	13361,1
	Д/т для трубоукладчика 19,04л*16,99ч*0,5	л	180,78	21,2	3832,54
	Д/т для э/генератора,	л	33,98	21,2	720,38

	2л*16,99ч			
	Итого			58120,8 8
2	<b>Заработная плата</b>			
	Заработная плата рабочих	Трудоемкость (чел.час.)		Сумма, руб.
	Подготовительные работы калькулированы по отдельному расчету трудозатрат			
	Оплата рабочим по тарифу	128,57	39,39	5065,19
	Премия		5%	253,26
	Итого			5318,45
	Ставка районного к-та	50%		
	Сумма районного к-та	2659,23		
	Ставка северной надбавки	50%		
	Сумма северной надбавки	2659,23		
	Итого	10636,91		
	Затраты на оплату труда 3 рабочих (руб.)	31910,73		
	Оплата ответственному за проведение работы (должность)	230,59	39,39	9223,6
	Премия	5%		461,16
	Итого	9684,76		
	Ставка районного к-та	50%		
	Сумма районного к-та	4842,38		
	Ставка северной надбавки	50%		
	Сумма северной надбавки	4842,38		

	Итого	19369,52			
	Оплата водителю УРАЛ-4320	121,35	10	1213,5	
	Премия	5%		60,67	
	Итого	1274,18			
	Ставка районного к-та	50%			
	Сумма районного к-та	637,08			
	Ставка северной надбавки	50%			
	Сумма северной надбавки	637,08			
	Итого	2548,35			
	Общий итог	53828,6			
3	<b>Отчисления на социальные нужды</b>				
	30% от ФОТ	16148,58			
<b>Затраты на эксплуатацию машин и механизмов</b>					
3.1	Амортизация основных средств				
	Наименование осн. средств	Амортизационная группа	%	Мес. износ	Износ на 1 муфту
	Спец. мастерская ПНА на базе а/м УРАЛ-4320	5	2,7	3043,7	707,84
	Трубоукладчик "Catarpillar" 583	5	2,7	46375,8 2	10785,4
	Выпрямитель сварочный ВД-	5	2,7	108,23	51,4

	306Д				
	Автомобиль КРАЗ бортовой	5	2,7	1239,66	109,7
	Установка для монтажа муфт КМТ	5	2,7	2663,95	619,52
	Итого				12273,86

#### 4.2.4 Расчет трудозатрат

На проведение работ по композитно -муфтовой технологии

Со сборкой и сваркой КМТ D 1220\*14мм, длиной 3,5м

Таблица 4.2.1.4

	Вид работ	Ед. изм.	Норма времени	Объем	Трудоемкость работы, чел. час	Разряд работ	Тариф. ставка	Сумма зарплаты по тарифу
	Подготовительные работы при сборке и сварке муфты калькулированы по отдельному расчету трудозатрат							
	<b>Дробеструйная обработка</b>							
1	Разгрузка и подготовка оборудования на ремонте участка	операция	2	1	2	4	35.86	71.72
2	Разметка мелом участка т/п и дефекта нанесением на трубопровод рисок длиной 100-150 мм	1 припуск	0.44	2	0.88	4	35.86	31.56
3	Подготовка оборудования для дробеструйной обработки	операция	0,33	1	0.33	4	35.86	11.83
4	Дробеструйная обработка наружной поверхности трубы и внутренних поверхностей полумуфт	операция	0.25	28.43	7.11	4	35.86	254.84

							Итого	369,95
	<b>Монтаж и сварка ремонтной конструкции на нефтепроводе</b>							
1	Проверка размеров муфты	операция	0.17	1	0.17	4	35.86	6.1
2	Проверка размеров трубы и дефекта	операция	0.17	1	0.17	4	35.86	6.1
3	Укладка нижней полумуфты на деревянные подкладки	1шт. груза	0.21	1	0.21	4	35.86	7.53
4	Укладка верхней полумуфты на трубу	1шт. груза	0.21	1	0.21	4	35.86	7.53
5	Монтаж ремонтной конструкции на трубопроводе	1стык	8.8	2	17.6	4	35.86	631.14
6	Зачистка щеткой свариваемых кромок полумуфт вручную	1м	0.29	7	2.03	5	41.56	72.8
7	Сварка прихваток	10м	14	0.14	1.96	4	35.86	81.46
8	Зачистка прихваток шлифмашиной	1м	0.32	1.4	0.45	3	30.83	16.07
9	Предварительный подогрев свариваемых кромок муфты	1стык	0.35	2	0.7	6	48.19	21.58
1	Сварка стыковых	10м	25.99	0.7	18.19	4	35.86	876.64

0	продольных швов								
1 1	Регулировка величины установленных зазоров между муфтой и трубой с помощью установочных болтов и проверка овальности	1 че л	0.25	2	0.5	4	35.86	17.93	
	Итого								1744,8 8

Таблица 4.2.1.5

<b>Приготовление и закачка композитного состава</b>								
1	Расчет необходимого количества герметика и композитного состава	опе рац ия	0,15	1	0,15	4	35,86	5,38
2	Приготовление состава самовулканизирующегося герметика	100 кг	5	0,27	1,36	2	26,49	36,03
3	Герметизация краев кольцевого зазора	1м2	2,02	2,88	5,82	4	35,86	208,62
4	Приготовление композитного состава	100 кг	2,3	5,72	13,16	3	30,83	405,6
5	Загрузка в насос и закачка композитного состава	10л	0,03	31	0,93	4	35,86	33,35
6	Заключительные операции по закачке	1чк л	0,08	2	0,18	3	30,63	4,93
7	Очистка оборудования	1 бр.	0,25	1	0,25	4	35,86	8,97

8	Упаковка оборудования	1 бр.	1	1	1	4	35,56	35,86
9	Подготовка ремонтной конструкции к заключительному контролю	1 чел	0,5	1	0,5	4	35,86	17,93
10	Заключительный контроль качества	1 чел	0,15	1	0,15	4	35,86	5,35
	Итого:				75,98			2878,85

Состав звена: машинист трубоукладчика бр-1 чел., электромонтажник - электрогазосварщик 5р-1 чел., водитель автомобиля по перевозке грузов 4р-1 чел.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 4.2.1.5.

Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Таблица 4.2.1.6

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	58120,88
2. Затраты на оплату труда	53828,6
3. Отчисления на социальные нужды	16148,58
4. Амортизационные отчисления	12273,86
Всего затраты на мероприятие	140371,92

### 4.3 Контроль качества

Контроль качества выполненных и выполняемых работ производится визуальным способом или с помощью специального оборудования. При косметическом ремонте – визуальным; при ремонтных работах, связанных с заменой деталей, узлов в процессе проведения ТО и ТР – проверкой на работоспособность вибродиагностическими, электроизмерительными другими приборами. Способы контроля качества выполненных работ зависят от вида самих работ, которые связаны с устранением определённых неисправностей. Результаты фиксируются в общих, специальных журналах работ, а также нарядах-допусках в случае опасных работ лицами ответственными за проведение, подготовку работ, при этом:

- проверяются данные техпаспорта;
- прогнозируется срок службы оборудования до отказа (вероятность наработки на отказ) после проведения ТО и ТР.

Следует отметить, что ТО и ТР оборудования может быть как плановым (согласно графику ППР), так и незапланированным. Последнее наиболее часто происходит непосредственно на самой трассе при аварийно-восстановительных работах. Отсюда, следует сделать вывод, что подсчёт затрат материалов на ТО и ТР ведётся приблизительно.

При контроле качества выполненных работ основную работу проводит вышестоящее начальство (ответственны за проведение работ, мастер и т.д.)

В ходе выполнения курсовой работы мною были углублены и закреплены знания, полученные в процессе изучения дисциплины «Организация и управление производством». Приобретены навыки в расчёте затрат времени, трудовых ресурсов, материалов и оборудования, а также подсчёт заработной

платы для таких видов работ, как установка композиционной муфты и расчет её экономической эффективности.

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



Институт	Природных ресурсов
Направление подготовки (специальность)	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования	Бакалавриат
Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Период выполнения	(осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2А	Сдвижков Илья Владимирович

Тема работы:

«Особенности транспортировки быстрозастывающих и высоковязких нефтей и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам»	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	04.04.2016 г. №2587/с

Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b> (бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)
--

### ЗАДАНИЕ

<p><b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей <b>производственной средой</b> со стороны их:             <ul style="list-style-type: none"> <li>-- <b>вредных</b> проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);</li> <li>-- <b>опасных</b> проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы);</li> </ul> </li> <li>2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на <b>окружающую природную среду</b> (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения <b>чрезвычайных ситуаций</b> (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).</li> <li>4. Знакомство и отбор <b>законодательных и нормативных документов</b> по теме.</li> </ol>
---	---

<p><b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей <b>производственной</b> средой в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> <li>- физико – химическая природа фактора, его связь с раз – рабатываемой темой;</li> <li>-- действие фактора на организм человека ;</li> <li>- приведение допустимых норм с необходимой размер – ностью (с ссылкой на соответствующий нормативно – технический документ);</li> <li>-- рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul> </li> <li>2. Анализ <b>опасных</b> факторов проектируемой производ – енной среды в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> <li>-- механические опасности (источники, средства защиты)</li> <li>-- термические опасности (источники, средства защиты)</li> <li>-- электробезопасность ( в т.ч. статическое электричес – тво, молниезащита - источники, средства защиты);</li> <li>-- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактичес – кие мероприятия, первичные средства пожаротушения);</li> </ul> </li> <li>3. Охрана окружающей среды: <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul> </li> <li>4. Защита в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul> </li> <li>5. Правовые вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> <li>- характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul> </li> </ol>
<p><b>Перечень расчетного и графического материала</b></p>	<p>Расчёт ущерба почве при проколе нефтепровода</p>

<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель кафедры ЭБЖД</p>	<p>Алексеев Н.А.</p>			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б2А</p>	<p>Сдвижков И.В.</p>		

## **5 Социальная ответственность при эксплуатации нефтепроводов транспортирующих высоковязкие нефти**

При трубопроводном транспорте высокозастывающей и высоковязкой нефти для обеспечения заданной пропускной способности и избежание застывания нефти при остановке перекачки необходимо использовать специальные технологии перекачки. В данной работе рассматриваются основные способы транспортировки высокозастывающей и высоковязкой нефти в магистральном трубопроводе. В расчетной части рассматривается толщина тепловой изоляции на нефтепроводе и рассчитывается число насосных и тепловых станций трубопровода для перекачки высоковязкой нефти с предварительным подогревом.

## **5.1 Производственная безопасность**

### **5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Основными факторами и обстоятельствами, определяющую категорию повышенной опасности являются:

- 1) опасные и вредные свойства нефтей и входящих в ее состав легких и тяжелых углеводородных фракций;
- 2) большие единичные мощности и высокая энерговооруженность;
- 3) большая рассредоточенность технологических объектов;

Нефть являющаяся горючей жидкостью представляет высокую пожарную опасность. Кроме того она имеет в своем составе гомологический ряд углеводородов  $C_nH_{n+2}$  (метан, этан, пропан и т.д.), которые испаряясь создают взрывоопасную концентрацию смеси с воздухом, а сернистая нефть, содержащая определенное количество сероводорода представляет угрозу для жизни и здоровью людей своей высокой токсичностью.

Нефть также имеет вредное свойство уничтожать флору и фауну вследствие загрязнения почвы и воды. В отдельных случаях нефть, загрязняя окружающую природную среду может вызвать экологическую катастрофу.

Основными свойствами опасного вещества нефти являются:

- испаряемость - свойство нефти переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения. Испарение нефти происходит при любых температурах до тех пор, пока газовое пространство над ними не будет полностью насыщено углеводородами. Скорость испарения нефти зависит, в основном, от содержания в ней легких фракций углеводородов (пропан, бутан и т.д.) и от температуры;

- пожаровзрывоопасность нефти характеризуется способностью смеси их паров с воздухом воспламеняться и взрываться. Взрывоопасность характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости.

Пожароопасность нефти определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения.

Токсичность нефти заключается в том, что их пары оказывают отравляющее действие на организм человека. Они главным образом действуют на центральную нервную систему. Признаки отравления чаще всего проявляются в головокружении, сухости во рту, головной боли, тошноте, сердцебиении, общей слабости и потере сознания.

Электризация нефти обусловлена их высоким электрическим сопротивлением, т.е. диэлектрическими свойствами. При трении частиц нефти между собой, о стенки трубопроводов и емкостей, а также о воздух возникают заряды статического электричества величиной до нескольких десятков киловольт. Для воспламенения же нефти достаточно разряда с энергией 4-8кв.

Сероводород ( $H_2S$ ) – бесцветный легко воспламеняющийся газ с неприятным запахом тухлых яиц и сладковатым вкусом. Он немного тяжелее воздуха, поэтому скапливается в низких местах. Сероводород хорошо растворим в воде: в одном объеме воды растворяется 4,3 объема сероводорода при  $0\text{ }^{\circ}C$  и атмосферном давлении 101,5кПа. В углеводородах сероводород обычно еще более растворим, чем в воде.

Частое кратковременное пребывание в атмосфере с концентрацией сероводорода  $100\text{мг/м}^3$  может вызвать раздражение слизистых оболочек глаз, носа, горла, которые обычно исчезают после выхода на свежий воздух. На здоровую кожу он не действует, но задерживает рубцевание ран. Характеристики нефти и сероводорода приведены в таблицах 5.1 и 5.2.

Общее руководство и ответственность за правильную организацию работы по обеспечению безопасных условий труда на предприятиях возлагается на их главных руководителей.

Таблица 5.1.1.1 - Характеристика обессоленной нефти

№	Наименование	Параметр	Источник информации
	<b>Данные о взрывопожароопасности</b>		Справочник по охране труда
1	Температура вспышки	-24 °С	
2	Температура самовоспламенения	+324 °С	
3	Пределы взрываемости	1,9...9,4 % об.	
	<b>Данные о токсической опасности</b>		Справочник по охране труда
1	ПДК в воздухе рабочей зоны	300 мг/м <sup>3</sup>	
2	ПДК в атмосферном воздухе	5 мг/м <sup>3</sup>	
3	Летальная токсодоза	-	
4	Пороговая токсодоза	-	
5	Реакционная способность	окисление при нагревании	
6	Запах	специфический	
7	Коррозионное воздействие	есть	
8	Меры предосторожности	соблюдение правил техники безопасности	
9	Воздействие на людей	отравления, заболевания органов дыхания, кожные заболевания	
	<b>Средства защиты</b>	спецодежда, резиновые перчатки, противогазы	
	Методы перевода вещества в безвредное состояние	отсутствуют	
	Меры первой помощи пострадавшим при воздействии вещества	Искусственное дыхание, МОЛОКО	

Таблица 5.1.1.2 - Характеристика сероводорода

№	Наименование	Параметр	Источник информации
---	--------------	----------	---------------------

	Данные о взрывопожароопасности		Справочник по охране труда, ГОСТ 9965 – 76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий»
1	Температура вспышки		
2	Температура самовоспламенения	+246 °С	
3	Пределы взрываемости	4,3...45,5 % об.	
	<b>Данные о токсической опасности</b>		
1	ПДК в воздухе рабочей зоны	10 мг/м <sup>3</sup>	
2	ПДК в атмосферном воздухе	0,08 мг/м <sup>3</sup>	
3	Летальная токсодоза	2100 мг/м <sup>3</sup>	
4	Пороговая токсодоза	750...1000 мг/м <sup>3</sup>	
5	Запах	запах тухлых яиц	
6	Меры предосторожности	соблюдение правил техники безопасности	
7	Воздействие на людей	отравления	
8	Средства защиты	спецодежда, резиновые перчатки, противогазы	

Должностные лица предприятия, виновные в нарушении законодательства о труде, невыполнении обязательств по коллективным договорам и соглашениям по охране труда или воспрепятствовании деятельности профессиональных союзов и органов Госнадзора, несут ответственность в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и субъектов РФ.

В зависимости от степени вины должностные лица привлекаются к дисциплинарной, административной, материальной и уголовной ответственности.

Незнание лицами административно-технического персонала законодательств о труде, норм и правил по технике безопасности и производственной санитарии, государственных стандартов в пределах круга их должностных обязанностей и выполняемой работы не снимает с них ответственности за нарушения.

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1 Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению**

Процесс функционирования обширной системы нефтетранспорта должен включать в себя обязательное условие обеспечения экобезопасности. Осуществление транспорта углеводородного сырья регулируется международными требованиями и стандартами, такими как:

- совершенствование управления природоохранной деятельностью организаций для обеспечения охраны ОС;
- предупреждение чрезвычайных опасных ситуаций и быстрая ликвидация последствий; рациональное использование природных объектов;
- В результате промышленной деятельности предприятий нефтепроводного транспорта осуществление и реализация контроля за выполнением экологических нормативов на всех объектах работы;
- контроль и осмотр окружающей природной среды в местах размещения предприятий;
- контроль за организацией работ по утилизации всех видов отходов производства и потребления, стремление к минимизации их объёмов и токсичности;
- расчёт платежей за выбросы и сбросы веществ-загрязнителей, распределение отходов и процесс организации работ по их уменьшению;
- разработка и внедрение новейших экологически чистых и ресурсосберегающих технологий.

Структура нормативно-правовой базы экологической безопасности и природопользования, действующая в системе магистральных нефтепроводов, представлена на приведенной схеме (Рисунок – 5.2.1.1).

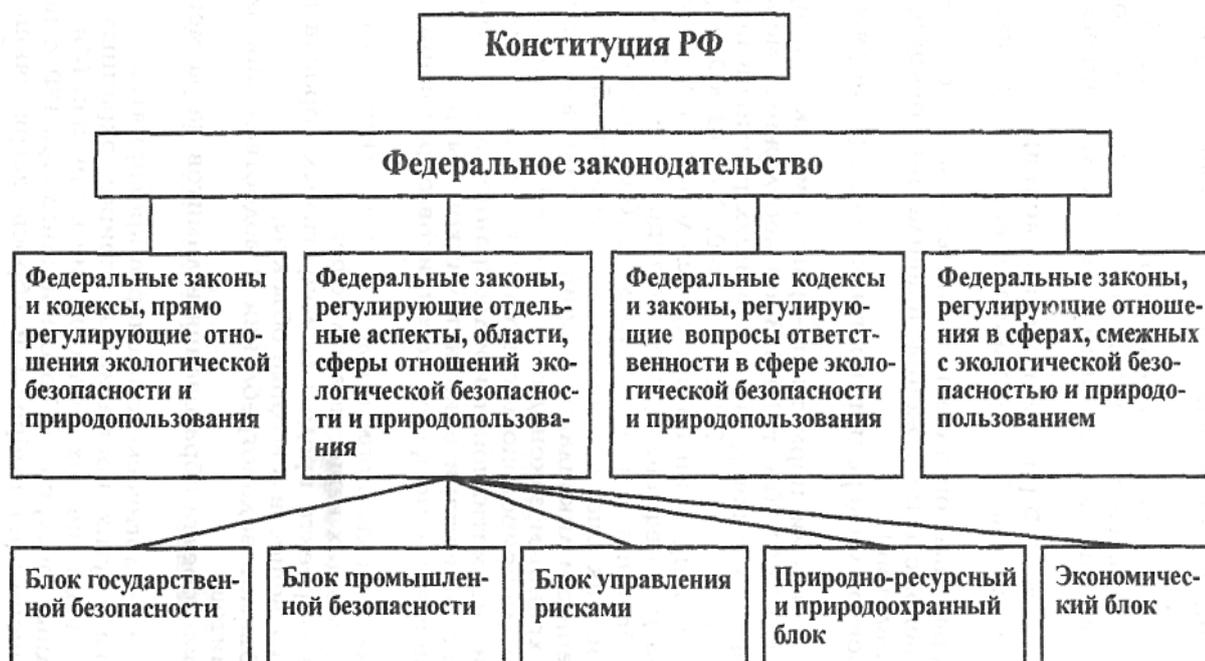


Рисунок – 5.2.1.1 Схема федеральной нормативно-правовой базы экологической безопасности и природопользования (1993), «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (1999) и др.

Федеральная законодательная база по экологической безопасности и рациональному природопользованию, в свою очередь, представлена подзаконными нормативно-правовыми актами:

- акты президента РФ (указы и распоряжения);
- акты правительства РФ (постановления, положения, правила);
- акты федеральных органов исполнительной власти — министерств и ведомств (положения, правила, инструкции, приказы, постановления);
- акты субъектов Федерации (постановления, распоряжения, правила).

Так, подзаконными нормативно-правовыми актами правительства РФ (от 21.01.2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов», от 15.04.2002 г. № 240, № 613 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ») определяются требования к предприятиям трубопроводного транспорта нефти, как

опасным производственным объектам, по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти.

Природоохранным законодательством РФ устанавливается обязательное для природопользователей проведение мероприятий и наличие нормативной природоохранной документации:

- проведение инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, источников образования отходов;
- разработка проекта норм предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу;
- разработка проекта предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ в водные объекты;
- расчет объемов водопотребления и водоотведения для получения лимитов;
- разработка проекта образования и лимитов на размещение отходов;
- разработка экологического паспорта предприятия;
- разработка других нормативных природоохранных документов и последующее их согласование в органах Министерства природных ресурсов и Госсанэпиднадзора РФ с получением разрешений на выбросы и сбросы загрязняющих веществ, хранение и размещение отходов, водопотребление и водоотведение.

На основании правовых требований природоохранного законодательства РФ с целью обеспечения единых требований по техническому регулированию на предприятиях трубопроводного транспорта разрабатывается ведомственная документация нормативно-технического и инструктивно-методического характера (регламенты, инструкции, положения, правила, рекомендации и др.). Данные документы содержат технические нормы, имеют высокую детализацию требований, направлены на регулирование технологических процессов и составляют нормативно-техническую базу экологической безопасности и рационального природопользования наряду со стандартами, СанПиНами и техническими условиями в процессе проведения работ по эксплуатации,

техническому обслуживанию и ремонту объектов магистральных нефтепроводов.

Следует отметить тесную взаимосвязь федеральных и подзаконных нормативно-правовых актов с ведомственной нормативно-технической базой. При этом отличительной чертой последней является ее постоянная актуализация и приведение в соответствие с действующими нормативно-правовыми актами РФ.

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (Федеральный закон Российской Федерации «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

Для оперативного руководства аварийно-восстановительными работами должен быть создан штаб ликвидации аварии. Персональный состав штаба устанавливается приказом генерального директора АО «Транснефть». Работы по ликвидации аварии должен возглавлять генеральный директор или главный инженер. Работы по ликвидации инцидента должны выполняться под руководством начальника или главного инженера АРНУ.

Работы по ликвидации аварии на линейной части магистральных нефтепроводов выполняется силами бригад ЛЭС и ЦРС.

Мониторинг и прогнозирование возможных последствий разлива углеводородов, решение задач по локализации разлива нефти, соблюдение безопасности для человека, оценка факторов и рисков, которые определяют масштаб ущерба природе, определение величины платы за загрязнение ОС в результате аварий на нефтепроводах – всё это является одной из важных задач данной работы.

В результате аварии и последующих разливов нефти и нефтепродуктов загрязняется почва. В нижних слоях почвы наблюдаются линзы нефтепродуктов, которые, в свою очередь, транспортируются вместе с грунтовыми водами, что приводит к нанесению значительного ущерба окружающей среде. Всё это ведёт к глобальной проблеме человечества – загрязнению почвенного слоя Земли продуктами нефти. Также характерно сильнейшее геомеханическое воздействие в результате изъятия земельных ресурсов из агропромышленного сектора, деградация качества почвы и т.д. Максимально опасной на сегодняшний день формой ликвидации последствий загрязнения природной среды является выжигание. В результате частичного сгорания углеводородов формируются вещества-канцерогены, разносящиеся по

огромной территории. Данные вещества способны попасть в пищевые цепи флористического и фаунистического мира, что приведет к значительному росту онкологически больных.

## 5.4 Расчет ущерба почве при проколе трубопровода

- рассчитать общий объем (массу) нефти, вылившейся при аварии из нефтепровода, и массу нефти, загрязнившей компоненты окружающей природной среды;

- рассчитать площади загрязненных нефтью земель (почв) и водных объектов;

- рассчитать ущерб за загрязнение нефтью каждого компонента окружающей природной среды и общей суммы платы за загрязнение ОПС.

Условия при которых произошла авария.

На нефтепроводе диаметров 1220 мм и толщиной стенки 14 мм на 35 км от насосной станции в конце апреля произошел разлив нефти. В трубе в результате коррозии образовалось отверстие – 31 мм х 20 мм (овальной формы). Отверстие расположено по нижней образующей трубы в 15° от вертикальной оси.

Таблица 5.4.1 – Исходные данные

Вариант	$Q_0$ , м <sup>3</sup> /с	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$P_1$ , МПа	$P_2$ , МПа	$P_0$ , МПа	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Толщина стенки, мм	Диаметр трубы, мм
18	0,48	0,52	5,94	1,01	6,22	800	14	1220

Таблица 5.4.2 – Исходные данные

Параметр	Значение
Ускорение силы тяжести	9,81 м/с <sup>2</sup>
Показатель режима движения нефти по нефтепроводу	0,25
Кинематическая вязкость нефти	$0,076 \times 10^{-4}$ м <sup>2</sup> /с

Напор, создаваемый атмосферным давлением	10 м вод. Столба
Элементарный интервал времени	0,1 ч

Таблица 5.4.3 – Исходные данные

Показатель	Определение
$T_a=7$ ч 15 мин	время повреждения нефтепровода;
$T_0=7$ ч 30 мин	время остановки насосов;
$T_3=8$ ч 10 мин	время закрытия задвижек;
$T_i=0,1$ ч	элементарный интервал времени, внутри которого режим истечения принимается неизменным;
$Q_0=0,48$ м <sup>3</sup> /с	расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях;
$Q^i=0,52$ м <sup>3</sup> /с	расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе;
$Z_1=46,4$ м	геодезическая отметка начала участка нефтепровода
$Z_2=72,9$ м	геодезическая отметка конца участка нефтепровода
$l=83$ км	протяженность аварийного участка нефтепровода между двумя насосными станциями;
$x^*=122$ км	расстояние от насосной станции до места повреждения;
$l_{зав1}=28$ км	расстояние от НПС до задвижки 1;
$l_{зав2}=38$ км	расстояние от НПС до задвижки 2;
$P_1=5,94 \cdot 10^5$ Па	давление и начале участка;
$P_2=1,01 \cdot 10^5$ Па	давление в конце участка;
$g=9,81$ м/с <sup>2</sup>	ускорение силы тяжести;

$\rho_0=6,22 \text{ т/м}^3$	плотность нефти;
$m_0=0,25$	показатель режима движения нефти по нефтепроводу;
$d_{\text{вн}}=0,1192 \text{ м}$	внутренний диаметр нефтепровода;
$\nu=0,076 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{с}$	кинематическая вязкость нефти;
$h_a=10 \text{ м. вод. ст.}$	напор, создаваемый атмосферным давлением;
$h_{\Gamma}=2 \text{ м}$	глубина заложения нефтепровода;
$h_{\text{ср}}=0,06$	глубина пропитки грунта нефтью;
$F_{\text{гр}}=30000 \text{ м}^2$	площадь нефтенасыщенного грунта;
$t_{\text{п}}=12^\circ\text{C}$	температура верхнего слоя земли;
$t_{\text{воз}}=15^\circ\text{C}$	температура воздуха;
$D_{\text{п}}=0,01 \text{ м}$	толщина слоя нефти на поверхности земли;
$T_{\text{н.п.}}=48 \text{ ч}$	продолжительность испарения свободной нефти с поверхности земли;
$q_{\text{н.п.}}=556 \text{ г/м}^2$	удельная величина выбросов углеводородов с 1 м <sup>2</sup> поверхности нефти, разлившейся на земле;
$K_{\text{н}}=0,4$	нефтеемкость земли;
$K_{\text{и}}=5$	коэффициент инфляции;
$K_{\text{в}}=2$	коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения земель нефтью;
$K_{\text{п}}=2,5$	коэффициент пересчета в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель;
$H_{\text{б.а.}}=50 \text{ руб./т}$	базовый норматив платы за выброс 1 т углеводородов в пределах установленного лимита;
$H_{\text{б.в}}=221750 \text{ руб./т}$	базовый норматив платы за сброс 1 т нефти в пределах установленного лимита;
$H_{\text{с}}=2132 \text{ руб./т}$	норматив стоимости сельскохозяйственных земель;

$K_{э(i)}=5$	коэффициент экологической ситуации и экологической значимости грунта в данном регионе;
$K_r=1$	коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель;
$Y_{iv}=80$ руб./т	удельные затраты за размещение токсичных отходов IV класса;
$K_{т.н.}=4$	класс токсичности нефти.

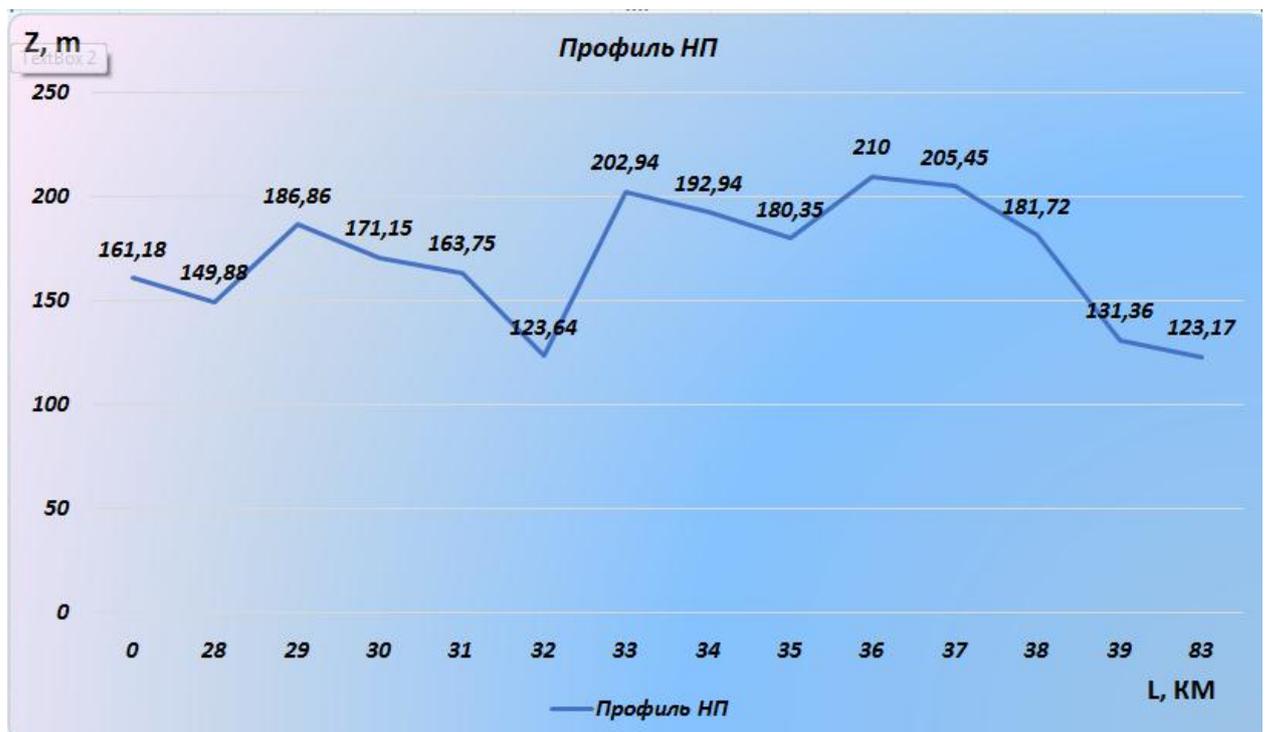


Рисунок – 5.4.1. Профиль нефтепровода к расчету.

### **5.4.1 Оценка факторов, определяющих величину ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах**

Определение количества нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии

Расчет количества нефти, вылившейся из трубопровода, производится в три стадии, определяемыми разными режимами истечения:

- истечение нефти с момента повреждения до остановки перекачки;
- истечение нефти с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;
- истечение нефти с момента закрытия задвижек до прекращения утечки.

Самое большое количество вылившейся нефти как показывает практика происходит с момента закрытия задвижек до прекращения утечки. Рассчитаем его.

Дополнительный сток  $\Delta V_3$ , определяемый объемом участка НП с частичным опорожнением, для различных условий в зависимости от диаметра НП определяется в соответствии с данными, приведенными в таблице 5.4.1.1.

Таблица 5.4.1.1

Профили участков нефтепровода, примыкающих к месту повреждения	Объем опорожнения участков НП, примыкающих к месту повреждения, $\Delta V_3$	$\alpha = \frac{2a}{D_{en}}$									
		$\alpha$ (рад)	0	0,196	0,785	1,177	1,570	1,962	2,355	2,747	3,140
	$A \cdot D_{en}^3 \cdot \frac{1}{k(X_i)}$	A	0,513	0,521	0,582	0,652	0,720	0,764	0,781	0,784	0,785
	$A \cdot D_{en}^3 \cdot \left[ \frac{1}{k(X_i)} + \frac{1}{k(X_j)} \right]$	B	0	0,001	0,003	0,021	0,065	0,133	0,203	0,264	0,272
	$B \cdot D_{en}^3 \cdot \left[ \frac{1}{k(X_i)} + \frac{1}{k(X_j)} \right]$	C	0	0,010	0,071	0,206	0,392	0,579	0,714	0,775	0,785
	$AD_{en}^3 \cdot \left[ \frac{1}{k(X_i)} + \frac{1}{k(X_j)} \right] + CD_{en}^2 (x_{r+1} - x_r)$	$k(X_{i(j)}) = \frac{Z_{i(j)+1} - Z_{i(j)}}{X_{i(j)+1} - X_{i(j)}}$ <p>Условные обозначения: а – длина дуги по контуру трубы от верхней образующей до наиболее удаленной точки контура повреждения</p> <p>Примечание. Для промежуточных значений <math>\alpha</math> значения А, В, С находятся методом интерполяции</p>									
	$BD_{en}^3 \cdot \left[ \frac{1}{k(X_i)} + \frac{1}{k(X_j)} \right] + CD_{en}^2 (x_{r+1} - x_r)$										
	$AD_{en}^3 \cdot \frac{1}{k(X_i)} + BD_{en}^3 \cdot \frac{1}{k(X_j)} + CD_{en}^2 \cdot (X_{r+1} - X_r)$										

Объем стока нефти из нефтепровода с момента закрытия задвижек равен

$$V = V' + \Delta V$$

Так как 3 стадии истечения – это истечение нефти самотеком, то тут на нефть действует лишь гравитация и она будет течь только вниз.

По профилю нефтепровода (рисунок 1) определим участки, из которых нефть будет вытекать под действием гравитации:

Это участок от 33км до 35км, а также 35-36 км.

Общая длина участков из которой выльется нефть на 3 стадии истечения будет равна:

$$l=4000 \text{ м}$$

Тогда найду  $V'$ :

$$V' = (3,14 \cdot 1,192^2 \cdot 4000) / 4 = 4623,182 \text{ м}^3:$$

Согласно данным, приведенным в таблице 2 найду  $\Delta V_3$ :

Моему случаю соответствует формула:

$$\Delta V = B \cdot D_{\text{вн}}^3 \left( \frac{1}{k(x_i)} + \frac{1}{k(x_j)} \right)$$

$$K_{i(j)} = \frac{Z_{i(j)+1} - Z_{i(j)}}{X_{i(j)+1} - X_{i(j)}}$$

Угол  $\alpha = 15^\circ$ , переведем это значение в радианы:

$$\alpha = 15 \cdot 3.14 / 180 = 0,262 \text{ рад,}$$

такого значения нет в таблице, но есть приближенные значения  $\alpha$ , воспользуемся методом интерполяции, определим значение коэффициента  $B$

$$B = 0,0012$$

Найду расстояние от центра трубы до уровня нефти, оставшейся в трубе

$$A = R \cos \alpha = 0,596 \cdot \cos(15^\circ) = 0,5757 \text{ м,}$$

где  $R$  – радиус трубы

Определим расстояние от самой нижней точки трубопровода до уровня нефти, оставшейся в трубе

$$B = R + A = 0,596 + 0,5757 = 1,1717 \text{ м}$$

Найду геодезическую отметку точки, которая показывает верхний уровень нефти:

$$Z_1 = Z_M + 1,1717 = 180,35 + 1,1717 = 181,5217 \text{ м}$$

Найду гидравлический уклон трубопровода к нижней точке слева, затем  $\Delta X_j$ :

$$\text{tg} \gamma_j = i = \frac{h}{L} = \frac{192,94 - 180,35}{1000} = 0,01259$$

$$\Delta X_j = \frac{B}{\text{tg} \gamma_j} = \frac{1,1717}{0,01259} = 93,065 \text{ м}$$

Считаю гидравлический уклон трубопровода к нижней точке справа, затем  $\Delta X_i$ :

$$\text{tg} \gamma_i = i = \frac{h}{L} = \frac{210 - 180,35}{1000} = 0,02965$$

$$\Delta X_i = \frac{B}{\text{tg} \gamma_i} = \frac{1,1717}{0,02965} = 39,5177 \text{ м}$$

Рассчитываю  $K_{i(j)}$

$$K_i = \frac{Z_1 - Z_i}{X_{i+1} - X_i} = \frac{181,5217 - 180,35}{93,065} = 0,01259$$

$$K_j = \frac{Z_1 - Z_j}{X_{j+1} - X_j} = \frac{181,5217 - 180,35}{39,5177} = 0,02965$$

Дополнительный сток равняется:

$$\Delta V = 0,0012 \cdot 1,192^3 \left( \frac{1}{0,01259} + \frac{1}{0,02965} \right) = 0,2299 \text{ м}^3.$$

Тогда,

$$V = 4623,1827 + 0,2299 = 4623,4126 \text{ м}^3$$

Масса вылившейся нефти:

$$M = V \cdot \rho = 4623,4126 \cdot 0,85 = 3929,9007 \text{ т.}$$

## 5.4.2 Оценка степень загрязнения окружающей среды

### 5.4.2.1. Оценка степени загрязнения земель

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта (количество нефти, впитавшейся в грунт), которая определяется по соотношениям:

$$M_{ен} = K_n \cdot \rho \cdot V_{гр}$$

$$V_{ен} = K_n \cdot V_{гр},$$

Где

$M_{ен}$  – масса нефти, впитавшаяся в грунт, т;

$V_{ен}$  – объем нефти, впитавшийся в грунт, м<sup>3</sup>;

$K_n$  – нефтеемкость грунта, принимается по табл. П.2

$\rho$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>;

$V_{гр}$  – объем нефтенасыщенного грунта, м<sup>3</sup>.

Объем нефтенасыщенного грунта вычисляется по формуле

$$V_{гр} = F_{гр} \cdot h_{ср},$$

Где  $F_{гр}$  – площадь нефтенасыщенного грунта, м<sup>2</sup>;

$h_{ср}$  – средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта, м.

Все необходимые для вычислений значения есть в исходных данных.

Вычисляю:

$$V_{гр} = 30000 \cdot 0,07 = 2100 \text{ м}^3,$$

$$V_{вп} = 0,4 \cdot 2100 = 840 \text{ м}^3,$$

$$M_{вп} = 840 \cdot 0,85 = 714 \text{ т.}$$

### 5.4.3 Оценка ущерба окружающей природной среде, подлежащего компенсации, от загрязнения земель

В соответствии с нормативным документом "Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами" ущерб  $U_3$  от загрязнения земель нефтью определяется по формуле:

$$U_3 = H_c \cdot F_{zp} \cdot K_n \cdot K_v \cdot K_{э(i)} \cdot K_z, \text{ руб,}$$

Где  $H_c$ — норматив стоимости сельскохозяйственных земель, руб/га,

$F_{zp}$ — площадь нефтенасыщенного грунта, га;

$K_v$ — коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от степени загрязнения земель, которая характеризуется 5 уровнями;

$K_{э(i)}$ — коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории  $i$ -го экономического района;

$K_z$ — коэффициент пересчета, принимаемый в зависимости от глубины загрязнения земель.

$$U_3 = 2101000 \cdot 3 \cdot 5,6 \cdot 1,5 \cdot 1,9 \cdot 1,0 = 1,01 \cdot 10^8 \text{ руб,}$$

В данном разделе были получены знания в области аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на магистральных нефтепроводах. При рассмотрении этого вопроса были произведены расчеты экономического ущерба окружающей природной среде в результате отказов объекта системы нефтепродуктообеспечения.

В ходе работы была проанализирована чрезвычайная ситуация, оценены факторы, определяющие величину ущерба окружающей природной среде, изложены мероприятия по локализации разлива нефти, определено количество нефти, вылившейся из нефтепровода. Также была произведена оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения нефтью земель. Определена плата за загрязнение окружающей природной среды при аварии на магистральном нефтепроводе.

## 6 Заключение

Доставка вязких нефтей по магистральным трубопроводам требует использования разных ухищрений для обеспечения нормальных условий перекачки, поскольку температура застывания их высока и возникает опасность застывания в трубе. Среди специальных технологий перекачки таких нефтей, рассмотрели следующие:

- 1) гидроперекачку;
- 2) перекачку с предварительным улучшением реологических свойств нефти за счет механического воздействия;
- 3) перекачку высоковязкой нефти в смеси с жидкими углеводородными разбавителями;
- 4) перекачку термически обработанных нефтей;
- 5) перекачку высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками;
- б) перекачку нефти с подогревом.

Технология горячей перекачки, заключающаяся в снижении вязкости и уменьшении гидравлического сопротивления при подогреве нефти, используется на действующих трубопроводах (м-е Узень). Однако, возможно застывание нефти в трубе при остановке перекачки, и, кроме того, затраты на эксплуатацию горячих трубопроводов часто экономически нецелесообразны. Перекачка высоковязких нефтей в смеси с маловязкими разбавителями бывает затруднена из-за отсутствия последних в местах добычи нефти. Тем не менее, при определенных условиях транспортирование разбавителя к месторождению высоковязкой нефти может быть экономически оправдано. Новые возможности открываются в связи с появлением малогабаритных пиролизных установок для разложения (крекинга) части высоковязкой нефти на маловязкие компоненты, с добавкой последних в основную часть высоковязкой нефти. При термической обработке нефтей нагрев их до температуры 90 °С способствует растворению содержащихся в них твердых парафинов.

Дальнейшее охлаждение по заданному режиму обеспечивает построение крупнокристаллической, не связанной пространственной сеткой структуры парафинов. Это приводит к понижению температуры застывания нефти и снижению ее вязкости при определенной температуре. Однако использование этого метода связано с дополнительными затратами на пункты термической обработки, значительной выдержкой по времени при программируемом охлаждении нефти, а также с тем, что не все нефти поддаются термообработке (например, смолистые нефти). В настоящее время для простоты перекачивания высокозастывающих и высоковязких нефтей наиболее часто используют такие методы: пуск (после остановки перекачки) нефтепровода с применением депрессорных присадок и перекачка нефти с подогревом (применение тепловой изоляции) – это самые перспективные способы перекачки высокозастывающей и высоковязкой нефти по магистральным трубопроводам.

## Список использованной литературы

- 1 Коршак А.А., Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; Под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
- 2 П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов, Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «Дизайн – ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
- 3 СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.
- 4 Справочник по охране труда, ГОСТ 9965 – 76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий»
- 5 Справочник по охране труда и технике безопасности в химической промышленности : новые и пересмотренные правила и инструкции по устройству и эксплуатации оборудования и по промышленной санитарии / Сост. В. И. Пряников; Э. Н. Иовенко; А. И. Родионова. — М. : Химия, 1972. — 583 с.
- 6 Гриценко, Александр Иванович. Экология. Нефть и газ / А. И. Гриценко, Г. С. Аكوпова, В. М. Максимов. — М. : Наука, 1997. — 598 с.
- 7 Поконова, Юлия Васильевна. Нефть и нефтепродукты / Ю. В. Поконова. — СПб. : Профессионал : Мир и семья, 2003. — 904 с.
- 8 Тугунов, Павел Иванович. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов. — М. : Недра, 1973. — 89 с.
- 9 Губин, Виктор Евдокимович. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктов / В. Е. Губин, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов. — М. : Недра, 1968. — 157 с.

10 Ткачев, Олег Андреевич. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении / О. А. Ткачев, П. И. Тугунов. — М. : Недра, 1988. — 119 с.

11 Кривошеин, Борис Лейбович. Магистральный трубопроводный транспорт : (Физико-технический и технико-экономический анализ) / Б. Л. Кривошеин, П. И. Тугунов ; Академия наук СССР (АН СССР), Институт высоких температур (ИВТ) ; под ред. В. А. Смирнова. — М. : Наука, 1985. — 237 с.

12 Нечваль, Михаил Васильевич. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам / М. В. Нечваль, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов. — М. : Недра, 1976. — 221 с.

13 Эксплуатация магистральных трубопроводов / П. И. Тугунов [и др.]. — Уфа : Башкирское книжное издательство, 1975. — 160 с.

14 Тугунов, Павел Иванович. Основы теплотехники, тепловые двигатели и паросиловое хозяйство нефтебаз и перекачивающих станций : учебник для среднего специального образования / П. И. Тугунов, А. Л. Самсонов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Недра, 1979. — 272 с.

15 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.

16 Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа : учебное пособие для вузов / под ред. В. Ф. Новоселова. — М. : Недра, 1992. — 319 с. : ил. — Библиогр.: с. 308. — Предм. указ.: с. 309-316.

17 Губин, Виктор Евдокимович. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В. Е. Губин, В. В. Губин. — М. : Недра, 1982. — 296 с.

18 Эксплуатационная надежность магистральных нефтепроводов / В. Д. Черняев, Э. М. Ясин, В. Х. Галюк, И. И. Райхер. — М. : Недра, 1992. — 271 с. : ил. — Авт. указаны на обороте тит. л. — Библиогр.: с. 260-262.

19 Трубопроводный транспорт нефти в сложных условиях эксплуатации / В. Д. Черняев [и др.]. — М. : Недра, 1990. — 232 с. : ил. — Библиогр.: с. 230.

20 Учебное пособие: Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах, утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г.

21 Учебное пособие по расчету ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах с использованием программного продукта «Аварии на нефтепроводах», Е.Е. Фомина, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.