

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Обеспечение эффективной транспортировки битуминозной нефти по трубопроводам»

УДК 622.692.4:665.6.035.6-026.732-022.225

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Черных Владислав Тимурович		10.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		10.06.2021

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Е.И.	к.э.н.		14.05.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех А.И.	–		31.05.2021

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		10.06.2021

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

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

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

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

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Черных Владиславу Тимуровичу

Тема работы:

«Обеспечение эффективной транспортировки битуминозной нефти по трубопроводам»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 г. № 36-80с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2021 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования – участок напорного нефтепровода условным диаметром 530х10 мм и протяженностью 18 км; Производительность – 10 млн. т/год; Режим работы – непрерывный; Перекачиваемый продукт – битуминозная нефть с динамической вязкостью при 20 °С равной 2754 мПа·с; Требования к особенностям эксплуатации объекта – минимизация эксплуатационных затрат.
---------------------------------	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<p>Изучение физико-химических и реологических свойств битуминозной нефти;  Аналитический обзор технологий транспортировки высоковязкой нефти с целью проведения оценки их применимости и эффективности при перекачке битуминозной нефти;  Анализ методик теплогидравлического расчета для транспортировки высоковязких нефтей и составление универсальный алгоритма для проведения данного расчета при использовании технологии «горячей» перекачки, перекачки с углеводородным разбавителем и их комбинации;  Выбор оптимальной концентрации разбавителя и температуры подогрева для обеспечения энергоэффективной перекачки битуминозной нефти;  Обсуждение результатов выполненной работы;  Заключение и выводы по работе.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Основные физико-химические свойства битуминозной нефти;</li> <li>2. Способы улучшения реологических свойств высоковязких нефтей;</li> <li>3. Схема сбора и подготовки битуминозной нефти на промысле;</li> <li>4. Алгоритм расчета оптимальных параметров при различных способах перекачки битуминозной нефти с учетом минимальных эксплуатационных затрат;</li> <li>5. Зависимость эксплуатационных затрат при перекачке битуминозной нефти от начальной температуры подогрева;</li> <li>6. Зависимость эксплуатационных затрат при перекачке битуминозной нефти от концентрации разбавителя;</li> <li>7. Зависимость эксплуатационных затрат при перекачке битуминозной нефти от концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева.</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Е.И., доцент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Фех А.И., старший преподаватель ООД</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>25.01.2021</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н, доцент		25.01.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Черных Владислав Тимурович		25.01.2021

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7А	Черных Владиславу Тимуровичу

<b>Школа</b>		<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p>	<p>Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Материальные затраты на проведение НИ – 65,12 млн. руб;</li> <li>— Затраты на специальное оборудование – 128,8 млн. руб.</li> <li>— Количество людей, участвующих в НИ – 2 чел;</li> <li>— Затраты по основной заработной плате – 73572 руб.</li> <li>— Затраты по дополнительной заработной плате – 11036 руб.</li> <li>— Отчисления во внебюджетные фонды – 25552 руб.</li> <li>— Накладные расходы – 31,04 млн. руб.</li> </ul>
<p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p>	<p>Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплаты труда:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— 30% премии к заработной плате</li> <li>— 1,3 – районный коэффициент для расчёта заработной платы (г. Томск)</li> </ul>
<p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— в органы государственного социального страхования – 2,9 %;</li> <li>— в пенсионный фонд – 22%;</li> <li>— в фонд медицинского страхования – 5,1%</li> <li>— страхование от несчастных случаев – 0,2%</li> </ul>

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

<p>1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i></p>	<p>1. Анализ потенциальных потребителей результатов исследования;</p> <p>2. Анализ конкурентных технических решений;</p> <p>3. SWOT-анализ</p>
<p>2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i></p>	<p>1. Планирование и выделение этапов проекта.</p> <p>2. Составление календарного плана проекта.</p> <p>3. Формирование бюджета НИ.</p>
<p>3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i></p>	<p>1. Определение интегрального показателя финансовой эффективности.</p> <p>2. Определение интегрального показателя ресурсоэффективности.</p> <p>3. Определение интегрального показателя</p>

	эффективности. 3. Определение сравнительной эффективности.
--	---

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. Календарный план-график выполнения НИ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	25.01.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		25.01.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Черных Владислав Тимурович		25.01.2021

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7А	Черных Владиславу Тимуровичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

<b>Обеспечение эффективной транспортировки битуминозной нефти по трубопроводам</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объект исследования: участок напорного нефтепровода Область применения: промышленные нефтепроводы
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i> — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021). 2. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 23.12.2013 N 426-ФЗ. 3. ГОСТ 12.0.004.2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения. 4. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
<i>2. Производственная безопасность:</i> <i>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</i> <i>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</i>	Вредные факторы: - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - недостаточная освещенность; - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - повышенный уровень запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны. Опасные факторы: - электрический ток; - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - пожаро- и взрывоопасность веществ.
<i>3. Экологическая безопасность</i>	Атмосфера: выброс вредных веществ по причине негерметичности технологического оборудования и стравливания газа из нефтепроводов и технологического оборудования. Гидросфера: попадание загрязняющих

	<p>веществ (нефть, ГСМ, растворители) в сточные воды.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы отходами при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования, изменение морфологии участков земной поверхности при земляных работах.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период, взрывы, аварийные разливы нефти.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: аварийные разливы нефти.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2021
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех Алина Ильдаровна	–		25.01.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Черных Владислав Тимурович		25.01.2021

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2021	<i>Введение</i>	5
26.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2021	<i>Теоретические основы технологических расчетов на прочность</i>	15
29.04.2021	<i>Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки битуминозной нефти</i>	20
14.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2021	<i>Заключение</i>	5
10.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		10.06.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		10.06.2021

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Определения:

*Авария:* Опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению или повреждению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, нанесению ущерба окружающей среде.

*Агрегация:* Объединение однородных или разнородных частиц в одно целое посредством физических сил сцепления.

*Адгезия:* Возникновение связи между поверхностными слоями двух разнородных (твёрдых или жидких) тел (фаз), приведённых в соприкосновение.

*Адсорбция:* Поглощение вещества из газообразной среды или раствора поверхностным слоем жидкости или твёрдого тела, следствием которого является самопроизвольное концентрирование веществ вблизи поверхности раздела фаз.

*Вязкость жидкости:* Свойство текучих тел оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой.

*Депрессорная присадка:* Полимерный продукт, способный изменять реологические свойства парафинистых нефтей, улучшать ее низкотемпературные характеристики.

*Коагуляция:* Явление слипания коллоидных частиц и выпадения их в осадок.

*Коллоидная частица нефти:* Частица, имеющая структуру мицеллы, ядро которой сформировано молекулами асфальтенов, окружено молекулами смол, парафинов, циклических УВ и алканов.

*Напряжение сдвига:* Прилагаемая сила, воздействующая на площадь,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Обеспечение эффективной транспортировки битуминозной нефти по трубопроводам»		
Разраб.		Черных В.Т.		10.06.	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.		1	129
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

которая заставляет слои скользить один относительно другого.

*Неньютоновская жидкость:* Жидкость, для которой отношение касательного напряжения к градиенту скорости непостоянно.

*Ньютоновская жидкость:* Жидкость, вязкость которой не зависит от касательного напряжения и градиента скорости.

*Предел прочности (временное сопротивление):* Нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала при растяжении.

*Предел текучести:* Нормативное минимальное значение напряжения, с которого начинается интенсивный рост пластических деформаций при растяжении материала.

*Реологические свойства нефти:* Свойства, влияющие на характер течения жидкости через деформацию под действием внешних напряжений.

*Скорость сдвига:* Скорость деформации сдвига (типичного для жидкостей, при сдвиге происходит скольжение слоев жидкости).

*Трубопровод промысловый:* Трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа.

*Эмульсия:* Жидкость, насыщенная не растворяющимися капельками какой-нибудь другой жидкости.

#### **Условные обозначения:**

$\mu$  – динамическая вязкость, Па·с;

$\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;

$\rho$  - плотность, кг/м<sup>3</sup>;

$\sigma_{\text{eq}}$  - эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

$\sigma_{\text{h}}$  - кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

$\sigma_{\text{l}}$  - продольное напряжение, МПа;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

$\tau$  – напряжение сдвига (касательное напряжение), Па;  
 $\psi$  – коэффициент перемежаемости, доли;  
 $c_v$  – удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С);  
 $d$  – внутренний диаметр нефтепровода, м;  
 $\Delta H$  – потери напора, м;  
 $i$  – гидравлический уклон, доли;  
 $L_t$  – длина турбулентного участка, м;  
 $Q_n$  – объемный расход, м<sup>3</sup>/с;  
 $Re$  – число Рейнольдса;  
 $R_u$  – расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности, МПа;  
 $R_y$  – расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по текучести, МПа;  
 $S$  – суммарные затраты, млн.руб/год;  
 $S_m$  – затраты механической энергии, млн.руб/год;  
 $S_p$  – затраты на разбавление, млн.руб/год;  
 $S_t$  – затраты тепловой энергии, млн.руб/год;  
 $t_k$  – температура в конце участка, °С;  
 $t_{кр}$  – критическая температура, °С;  
 $u$  – коэффициент крутизны вискограммы, °С<sup>-1</sup>;  
 $w$  – скорость потока жидкости, м/с;  
 $\frac{dw}{dr}$  – скорость сдвига, с<sup>-1</sup>;  
 $X$  – концентрация разбавителя, доли;  
 $\text{Шу}$  – параметр Шухова.

### **Сокращения:**

АМ – Ашальчинское месторождение;  
 БН – битуминозная нефть;  
 ВВН – высоковязкая нефть;  
 ВибрО – виброобработка;  
 ГН – газонасыщение;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

ГП – горячая перекачка;  
 ГТ – гидротранспорт;  
 ДНС – дожимная насосная станция;  
 КО – критерий оптимальности;  
 МН – магистральный нефтепровод;  
 НП – нефтепровод;  
 НТД – нормативно-техническая документация;  
 ПД – применение депрессаторов;  
 ПУР – перекачка с углеводородным разбавителем;  
 РС – реологические свойства;  
 САВ – смолисто асфальтеновые вещества;  
 Термо – термообработка;  
 ФХС – физико-химические свойства;  
 ЦПСН – центральный пункт сбора нефти;  
 ЧС – чрезвычайная ситуация;  
 ЭЗ – эксплуатационные затраты;  
 ЭП – электроподогрев.

***Нормативные ссылки:***

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.  
 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.  
 ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к  
 охране поверхностных вод от загрязнения.  
 ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к  
 контролю и охране от загрязнения.  
 ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур  
 текучести и застывания.  
 ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного  
 состава.  
 ГОСТ 23683-89. Парафины нефтяные твердые. Технические условия.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

ГОСТ 26098-84. Нефтепродукты. Термины и определения.

ГОСТ 32269-2013. Битумы нефтяные. Метод разделения на четыре фракции.

ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

ГОСТ 34242-2017. Нефть и нефтепродукты. Определение никеля, ванадия и железа методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой.

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.

ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов.

РД 31.4.01-99. Средства ликвидации разливов нефти в море.

РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефть».

СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 129 страниц, 19 рисунков, 50 таблиц, 80 источников литературы.

*Ключевые слова:* битуминозная нефть, трубопроводный транспорт, нефтепровод, технология перекачки, «горячая» перекачка, углеводородный разбавитель, экономическая эффективность.

*Объект исследования:* участок напорного нефтепровода условным диаметром 530x10 мм и протяженностью 18 км.

*Цель работы:* выбор оптимальной технологии перекачки битуминозной нефти с минимизацией эксплуатационных затрат предприятия трубопроводного транспорта.

*В процессе исследования проводились:* изучение физико-химических и реологических свойств битуминозной нефти, аналитический обзор технологий транспортировки высоковязкой нефти, оценка их применимости и эффективности при перекачке битуминозной нефти, анализ методик теплогидравлического расчета для транспортировки высоковязких нефтей.

*В результате исследования:* проведён анализ технологий по транспортировке высоковязкой нефти, проведена оценка их применимости для перекачки битуминозной нефти с учетом ее физико-химических и реологических свойств, составлен универсальный алгоритм для проведения теплогидравлического расчета промысловых нефтепроводов, определены оптимальные параметры при использовании технологии «горячей» перекачки (температура подогрева), перекачки с углеводородным разбавителем (концентрация разбавителя) и комбинированном способе (температура подогрева и концентрация разбавителя).

*Область применения:* промысловые трубопроводы, предназначенные для перекачки битуминозной нефти.

					«Обеспечение эффективной транспортировки битуминозной нефти по трубопроводам»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Черных В.Т.		10.06.	Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.			6	129
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		



## Оглавление

<b>Введение .....</b>	<b>11</b>
<b>1. Свойства и особенности перекачки битуминозной нефти по трубопроводам .....</b>	<b>13</b>
1.1 Классификация нефти по плотности и вязкости.....	13
1.2 Физико-химические свойства битуминозной нефти .....	15
1.3 Реологические свойства битуминозной нефти .....	20
1.4 Современные методы и средства для перекачки высоковязкой нефти.....	26
1.5 Постановка задачи исследования .....	35
<b>2. Характеристика объекта исследования .....</b>	<b>38</b>
2.1 Характеристика участка нефтепровода .....	38
2.2 Характеристика трубопровода.....	39
2.3 Характеристика перекачиваемого продукта .....	39
<b>3. Теоретические основы технологических расчетов на прочность .....</b>	<b>42</b>
3.1 Определение толщины стенки труб .....	42
3.2 Проверка условий прочности.....	44
<b>4. Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки битуминозной нефти.....</b>	<b>47</b>
4.1 Расчет гидравлических потерь в нефтепроводе без применения технологий .....	48
4.2 Расчет гидравлических потерь и эксплуатационных затрат после применения способов повышения энерго- и ресурсосбережения при транспортировке битуминозной нефти.....	49
4.2.1 Расчёт оптимальной температуры подогрева нефти при «горячей» перекачке без применения разбавителя в целях минимизации эксплуатационных затрат .....	51

					«Обеспечение эффективной транспортировки битуминозной нефти по трубопроводам»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Черных В.Т.		10.06.	Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.			8	129
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		



Выводы по разделу.....	91
<b>6. Социальная ответственность .....</b>	<b>92</b>
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	92
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	92
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	93
6.2 Производственная безопасность .....	94
6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия .....	95
6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия .....	98
6.3 Экологическая безопасность.....	100
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	102
Выводы по разделу.....	103
<b>Заключение.....</b>	<b>105</b>
<b>Список использованных источников .....</b>	<b>109</b>
<b>Приложение А .....</b>	<b>117</b>
<b>Приложение Б .....</b>	<b>122</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность.** Доля высоковязкой, а, следовательно, и битуминозной нефти в общем объеме ее добычи постепенно возрастает. Этому способствует выработка многих высокопродуктивных месторождений и истощение залежей маловязких нефтей. Месторождения высоковязких нефтей являются фактически неиспользованными энергетическими ресурсами, для разработки и использования которых требуется применение нетрадиционных методов извлечения жидкости из пласта, её сбора, подготовки и перекачки.

Проблема транспортировки высоковязкой нефти наиболее важна. Анализ климатических условий районов, в которых расположены месторождения битуминозной нефти, показывает, что большая их часть расположена в зонах с резкопеременными термобарическими условиями окружающей среды, что определяющим образом осложняет транспорт перекачиваемого высоковязкого продукта по участку нефтепровода [1]. Современные подходы к управлению перекачкой «тяжелых» углеводородных жидкостей свидетельствуют о важном влиянии процессов теплопереноса, обусловленных градиентом температурного поля, профиля участков трубопроводов, необходимых мер для поддержания заданной температуры с учетом инженерной защиты нефтепровода при различных технологических режимах транспортировки [2]. Тем не менее, несмотря на многоплановый подход к решению задач транспортировки, актуальность вопросов, связанных с энергосбережением при перекачке таких сред, остается высокой. Поэтому все работы, направленные на уменьшение эксплуатационных затрат и, следовательно, повышение эффективности и экономичности работы трубопроводов, по которым осуществляется транспорт битуминозной нефти, актуальны.

**Целью** выпускной квалификационной работы бакалавра является выбор оптимальной технологии перекачки битуминозной нефти с минимизацией

					«Обеспечение эффективной транспортировки битуминозной нефти по трубопроводам»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Черных В.Т.		10.06.	Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.			11	129
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

эксплуатационных затрат предприятия трубопроводного транспорта.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. изучить нормативную документацию и литературу по исследуемой теме;
2. определить влияние свойств битуминозной нефти на условия транспортировки и способы повышения ее эффективности;
3. разработать алгоритм для выбора оптимальных параметров перекачки битуминозных нефтей;
4. рассчитать эксплуатационные затраты для модельного участка нефтепровода при транспортировке битуминозной нефти способом «горячей» перекачки, перекачки с углеводородным разбавителем и их комбинации.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12



пластовых условиях важной характеристикой для определения типа нефти является вязкость и плотность. Поэтому в данной работе будет рассмотрена классификация нефти и природных битумов именно по этим двум параметрам.

В качестве определения типа нефти и природных битумов по плотности и вязкости были использованы данные из источников [3-5] и сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Обзор существующих классификаций нефтей и природных битумов по плотности и вязкости

Литературный источник	Тип нефти	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость, мПа·с
XII нефтяной мировой конгресс, 1987 г. При t = 15 °С [4]	Легкая	менее 870,3	менее 10 000
	Средняя	870,3 – 920,0	
	Тяжелая	920,0 – 1 000	
	Сверхтяжелая	более 1 000	более 10 000
	Природные битумы		
ГОСТ Р 51858-2002. При t = 20 °С [5]	Особо легкая	до 830	
	Легкая	831 – 850	
	Средняя	851 – 870	
	Тяжелая	871 – 895	
	<b>Битуминозная</b>	более 895	
Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р. При пластовых условиях [3]	Незначительной вязкости		менее 5,0
	Маловязкая		5,1 – 10,0
	Повышенной вязкости		10,1 – 30,0
	Высоковязкая		30,1 – 200,0
	Сверхвязкая		более 200,0

Как видно из таблицы 1.1, классификация нефти по плотности, согласно данным XII нефтяного конгресса [4] и данным ГОСТ Р 51858-2002 [5], отличается численными значениями для легкой, средней и тяжелой нефти. Следует отметить, что по данным [4] определяется граница, отделяющая понятие «нефть» от понятия «природный битум». Данной границей служит плотность, равная 1000 кг/м<sup>3</sup>, и динамическая вязкость, равная 10000 мПа·с.

Авторами работы [6] был разработан классификатор типов нефти по вязкости и плотности при пластовых условиях с учетом источников [3-5] и исследованию флюидов нижнепермских отложений Республики Татарстан, который представлен на диаграмме (рис. 1.1).



Рисунок 1.1 – Классификация нефти по вязкости и плотности [6]

В представленном классификаторе, разработанным исследователями «ТатНИПИнефть» (по плотности и вязкости), и ГОСТ Р 51858-2002 (только по плотности) выделена отдельная разновидность нефти – «битуминозная». При этом в других вышеприведенных классификациях [3, 4] такое разделение отсутствует.

Таким образом, характерными признаками БН, согласно [5, 6], является плотность свыше 895 кг/м<sup>3</sup> (при стандартных условиях) и ниже 1000 кг/м<sup>3</sup> с вязкостью более 10000 мПа·с (при пластовых условиях).

## 1.2 Физико-химические свойства битуминозной нефти

Помимо плотности и вязкости основными физико-химическими свойствами (ФХС) нефти, определяющими ее как битуминозную, при стандартных условиях являются такие показатели, как температура застывания и начала кипения, коксуемость, фракционный и компонентный состав (рис.

1.2). При пластовых условиях также рассматривается содержание растворенного газа в БН [3].

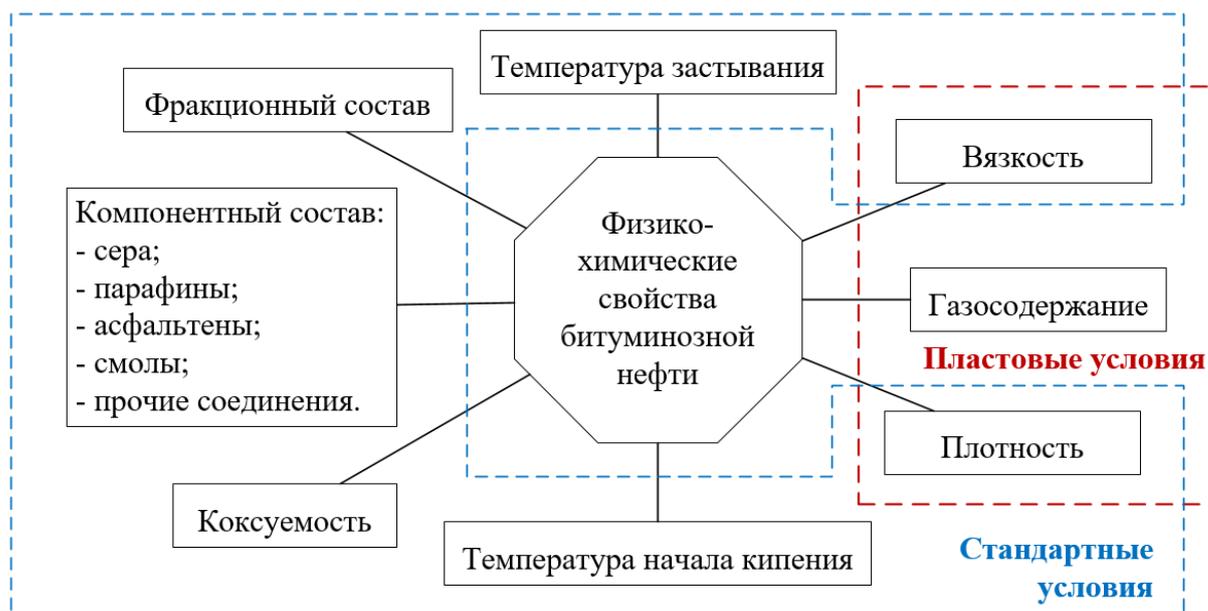


Рисунок 1.2 – Основные физико-химические свойства битуминозной нефти

Рассмотрим приведенные на рисунке 1.2 ФХС БН более подробно с учетом использования современной НТД (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Характеристика основных физико-химических свойств

Термин	Определение	НТД
Температура застывания	Температура, при которой нефтепродукт теряет подвижность в условиях испытания	ГОСТ 20287-91 [7]
Температура начала кипения	Температура, отмеченная в момент падения первой капли конденсата с конца холодильника во время перегонки в стандартных условиях.	ГОСТ 2177-99 [8]
Фракционный состав	Выделение фракций по температуре выкипания. Является определяющей характеристикой при установлении области применения нефтепродуктов.	
Коксуемость	Показатель, указывающий склонность нефтепродукта образовывать коксовые отложения при сгорании.	ГОСТ 26098-84 [9]
Газосодержание	Количество компонентов, перешедших в газовую фазу при изменении условий от пластовых до атмосферных и отнесенных к единице массы сепарированной нефти.	ОСТ 153-39.2-048-2003 [10]
Парафины	Твердые при нормальной температуре углеводороды, содержащиеся в нефти в растворенном или, в зависимости от температуры, кристаллическом состоянии, и представляющие собой смесь алканов C16-C70.	ГОСТ 23683-89 [11]
Асфальтены	Нерастворимые вещества, которые могут быть выделены из битума после его кипячения в n-алкане при определенных условиях.	ГОСТ 32269-2013 [12]
Смолы (полярные ароматические соединения)	Вещества, десорбирующиеся смесью толуола с метанолом и трихлорэтиленом из прокаленного оксида алюминия после выделения фракций насыщенных и нафтеновых ароматических соединений при определенных условиях.	

Далее, рассмотрим диапазоны значений основных ФХС БН на примере Ашальчинского месторождения (АМ), так как именно это месторождение славится многочисленными запасами данной нефти. Выделим основные результаты исследований в работах [13-16] в таблицу 1.3 для дальнейшего сравнения.

Таблица 1.3 – Обзор основных физико-химических свойств битуминозной нефти на примере Ашальчинского месторождения [13-16]

Параметр	Значение	Источник
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	962 – 966	[13]
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	3000 – 4100	
Компонентный состав нефти, % мас.:		
– сера;	4,0 – 4,5	
– парафин;	0,9 – 1,6	
– смолы;	25 – 28	
– асфальтены	4,8 – 5,5	
Температура начала кипения, °С	170 – 210	[14]
Температура застывания, °С	11 – 18	
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	968,7	
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	8341,3	
Компонентный состав нефти, % мас.:		
– сера	3,39	
– смолы	25,2	
– асфальтены	7,7	
– ванадий	0,041	
– никель	0,0112	
– механические примеси	0,34	
Фракционный состав нефти, % мас.:		[15]
– выкипающие до 200 °С	5	
– выкипающие до 250 °С	9,5	
– выкипающие до 350 °С	21,5	
– выкипающие до 450 °С	25	
– выкипающие свыше 450 °С	44	
Коксуемость, % мас.	4,5	
Плотность нефти в пластовых условиях при 8 °С, кг/м <sup>3</sup>	981	[16]
Динам. вязкость в пластовых усл. при 8 °С, мПа·с	26900	
Компонентный состав нефти, % мас.:		
– сера	4,0	
– смолы	19,5	
– асфальтены	5,8	[16]
– механические примеси	0,09	
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	0,053	
Плотность нефти в пластовых условиях при 8 °С, кг/м <sup>3</sup>	951 – 987	[16]
Динамическая вязкость в пластовых усл. при 8 °С, мПа·с	До 44027	
Компонентный состав нефти, % мас.:		
– парафины	0,09 – 0,7	[16]
– смолы	20,2 – 31,5	
– асфальтены	6,5 – 8,1	

Перед сравнением ФХС БН АМ следует отметить, что в разных источниках получились разные результаты и в некоторых из них довольно сильно отличаются значения динамической вязкости. Это обуславливается тем, что авторы работы [15, 16] проводили эксперименты над БН, отобранной непосредственно из скважины, следовательно, ФХС рассматривались при пластовых условиях (вязкость в пределах 27...44 Па·с). Авторы работ [13, 14] исследовали нефть, уже вовлеченную в процесс трубопроводного транспорта и прошедшую несколько ступеней сепарации, и поэтому эксперименты над ней проводились при стандартных условиях (вязкость составляет 3...8,5 Па·с).

Рассмотрим ФХС БН более подробно. Согласно данным таблицы 1.3 следует, что характерной особенностью данной нефти является не только высокая вязкость и плотность, но и высокое содержание смолисто асфальтеновых веществ (САВ). Высокое содержание данных веществ, наряду с низким газосодержанием, согласно исследованиям [15], коррелирует с высокими показателями динамической вязкости и плотности нефти.

САВ являются коксообразующими компонентами, а также в них, особенно в асфальтенах, достигается максимальная концентрация таких металлов, как никель и ванадий, что подтверждается исследованиями работы [14]. САВ способствуют стабилизации эмульсии «вода в нефти», то есть делают эмульсию более устойчивой [17]. Также из-за повышенной коксуемости отложения САВ приводит к засорению оборудования, не устойчивых к выпадению данных веществ [18].

Присутствующие в асфальтенах в малых количествах ванадий и никель при высоких температурах переработки могут дезактивировать катализаторы. Например, в процессе крекинга никель способствует реакции дегидрирования, что приводит к уменьшению количества выхода легких фракций и повышению количества выхода кокса и легких газов. Соединения же ванадия, содержащегося в БН, переходят в кокс, который осаждаются на крекирующем катализаторе, затем окисляется и, взаимодействуя с парами воды, образует ванадиевую кислоту, которая разрушает структуру катализатора [19]. Также

					Свойства и особенности перекачки битуминозной нефти по трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

при сгорании топлива присутствующий в нем ванадий может образовывать коррозионно-активные соединения [20]. *Все вышеперечисленное способствует удорожанию процессов переработки БН.*

Данные таблицы 1.3 свидетельствуют, что в БН содержится малое количество парафинов, следовательно, снижается риск их выделения на стенке трубопровода при перекачке нефти. Также малое содержание данных веществ не будет оказывать влияние на образование структурных отложений с твердой кристаллической решеткой [21].

Также характерной особенностью БН является ее фракционный состав. Согласно таблице 1.3, можно выделить практическое отсутствие фракций, выкипающих до 250 °С (14,5 %). Остальная часть приходится на высококипящие фракции, содержащие парафинонафтеновые и моноциклоароматические углеводороды [14]. Следовательно, из нефти такого состава можно получить дизельное топливо, масла, дорожные и строительные битумы.

Рассматривая содержание серы, можно сказать, что БН, согласно ГОСТ 51858-2002 [5], будет относиться к высокосернистой, либо к особо высокосернистой, так как содержание данного компонента варьируется в диапазоне 3,39...4,5 % от общей массы нефти.

Следует отметить, что высокое содержание серы удешевляют товарные качества перекачиваемой жидкости и к тому же способствуют отложению смол и протеканию коррозии на стенках трубы. Помимо этого, соединения серы (сероводород, меркаптаны) отравляют дорогостоящие катализаторы переработки нефти, а при сгорании загрязняют атмосферу, выделяя оксиды серы (ангидриды серной и сернистой кислоты) [22].

При хранении в резервуарах из-за высокого содержания серы в БН возможен риск образования пирофорных соединений, которые при контакте с воздухом способны самовозгораться при любой температуре окружающей среды. Это вынуждает соблюдать меры безопасности, обозначенные в приказе Ростехнадзора от 29.03.2016 N 125 [23].

					Свойства и особенности перекачки битуминозной нефти по трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

### 1.3 Реологические свойства битуминозной нефти

Перед проведением гидравлических и тепловых расчетов нефтепроводов (НП), предназначенных для транспортировки БН, необходимо проанализировать ее реологические свойства (РС), определяющие зависимость характера течения жидкости.

Существуют две распространенные модели жидкости: идеальная (при движении жидкости касательные напряжения отсутствуют) и вязкая, для которых присуща зависимость напряжений сдвига от скорости сдвига (градиент скорости по радиусу). Последняя модель разделяется на ньютоновскую и неньютоновскую. Рассмотрим их более подробно [24].

На рисунке 1.3 обозначены кривые течения жидкости, отражающие зависимость касательных напряжений  $\tau$  от скорости сдвига  $\frac{dw}{dr}$ .

К *ньютоновским* относятся жидкости с небольшой молекулярной массой, такие как вода, малопарафинистые и малосмолистые нефти, либо нефти, перекачиваемые при высокой температуре.

Как видно из рисунка 1.3, для ньютоновских жидкостей кривая течения (1) имеет вид прямой, выходящей под углом из начала координат. Данная модель описывается уравнением Ньютона, приведенной в таблице 1.4.

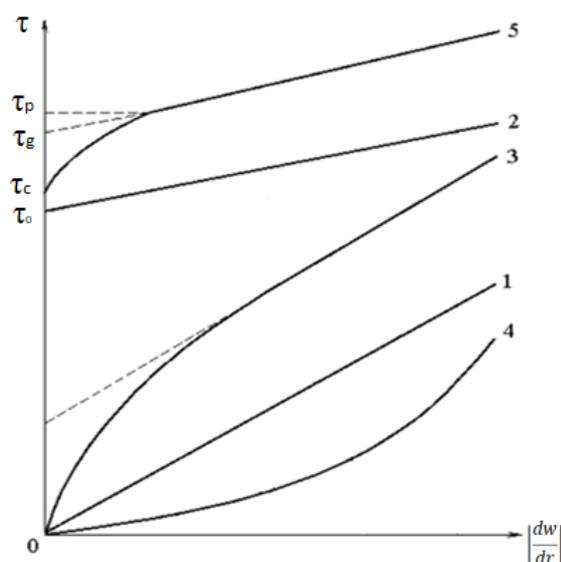


Рисунок 1.3 – Кривые течения для различных моделей жидкости [24]:  
1 – ньютоновская; 2 – вязкопластичная (бингамовская); 3 – псевдопластичная;  
4 – дилатантная; 5 – нелинейно-вязкопластичная

Таблица 1.4 – Реологические модели вязких жидкостей

Название модели	Модель Ньютона	Неньютоновская жидкость		
		Модель Шведова-Бингама	Модель Оствальда де Ваале	Модель Гершеля-Балкли
Уравнение модели	$\tau = \mu \left  \frac{dw}{dr} \right $ , (1.1) где $\mu$ – динамическая вязкость	$\tau = \tau_0 + \eta \left  \frac{dw}{dr} \right $ , (1.2) где $\tau_0$ – предельное напряжение; $\eta$ – пластическая вязкость (аналог динамической вязкости при $\tau_0 \neq 0$ ).	$\tau = K \left  \frac{dw}{dr} \right ^n$ , (1.3) где – коэффициент консистентности; $n$ – индекс течения: при $n < 1$ жидкость <i>псевдопластичная</i> , при $n > 1$ – <i>дилатантная</i> .	$\tau = \tau_g + K \left  \frac{dw}{dr} \right ^n$ , (1.4) где $\tau_g$ – динамическое (предельное) напряжение.
Эффективная вязкость $\mu_{эф}$	–	$\mu_{эф} = \frac{\tau_0}{\left  \frac{dw}{dr} \right } + \eta$ , (1.5)	$\mu_{эф} = K \left  \frac{dw}{dr} \right ^{n-1}$ , (1.6)	$\mu_{эф} = \frac{\tau_g}{\left  \frac{dw}{dr} \right } + K \left  \frac{dw}{dr} \right ^{n-1}$ , (1.7)
Особенности модели	Вязкость жидкости постоянна при неизменных термобарических условиях.	Жидкость начинает течь, преодолев предельное напряжение сдвига $\tau_0$ , и, далее, ведет себя как ньютоновская.	Чем меньше индекс течения, тем жидкость становится менее вязкой. Модель позволяет прогнозировать значения напряжений сдвига в локальных диапазонах.	Является универсальной. От данной модели течения жидкости можно легко перейти к одной из других ранее перечисленных.

Следует заметить, что модуль скорости сдвига в уравнении (1.1) появляется в связи с отсчетом текущего радиуса  $r$  от оси трубы, поэтому величина градиента скорости  $\frac{dw}{dr}$  может быть отрицательной, тогда как напряжение сдвига  $\tau$  всегда остается положительной. Следовательно, касательное напряжение по сечению трубопровода будет равно нулю на оси и максимальна на стенке трубы. Таким образом, важными реологическими параметрами ньютоновских жидкостей является вязкость, плотность и температура застывания.

Жидкости, в которых не прослеживается прямая пропорциональность между касательным напряжением и скоростью сдвига, называются *неньютоновскими*. Среди данных жидкостей наиболее широко применяемыми являются флюиды, описываемыми моделью Шведова-Бингама, Оствальда де Ваале и Балкли-Гершеля (таблица 1.4) [24].

1. Модель Шведова-Бингама. Жидкости, подчиняющиеся данной модели, называют вязкопластичными или бингамовскими. Примером таких жидкостей могут служить парафинистые и легкозастывающие нефти.

Наличие парафина в нефти приводит к заметному структурообразованию. Его кристаллы образуют жесткую пространственную структурную сетку коагуляционного типа (слипание мелких частиц в более крупные). Движение такой жидкости начинается после того, как напряжение сдвига превысит предельное значение  $\tau_0$  (кривая (2) на рисунке 1.3), причем характер течения будет как у модели Ньютона. Это объясняется тем, что при напряжениях больше  $\tau_0$  парафиновая структура полностью разрушается и больше не создает препятствий для движения нефти [25].

2. Модель Оствальда де Ваале. Жидкости, подчиняющиеся данной модели, в зависимости от индекса течения  $n$  (таблица 1.4), характеризующего меру отклонения поведения флюида от ньютоновского закона, называют либо псевдопластичными (растворы высокомолекулярных полимеров), либо дилатантными (концентрированные суспензии твердых частиц).

Дилатантные отличаются от псевдопластичных только тем, что при высоких скоростях сдвига вязкость жидкости резко увеличивается, когда у последних, наоборот, уменьшается (кривая (4) и (3) на рисунке 1.3).

3. Обобщает все вышеназванные зависимости реологическая модель Гершеля-Балкли, которой подчиняется движение нелинейно-вязкопластичных жидкостей (кривая (5) на рисунке 1.3).

Жидкость, подчиняющаяся данному закону, начинает двигаться после того, как касательное напряжение превысит статическое  $\tau_c$ . Затем при увеличении градиента скорости  $\tau$  нелинейно возрастает до напряжения  $\tau_p$ , при котором разрушение структуры внутри флюида прекращается. И после этого течение жидкости происходит, как в модели Ньютона [26].

Модель Гершеля-Балкли является более сложной, чем предыдущие законы, поэтому она точнее отражает РС большинства неньютоновских жидкостей.

В таблице 1.4 используется понятие эффективной вязкости  $\mu_{\text{эф}}$ , характерной только для неньютоновских жидкостей. Используя формулы (1.5-1.7), можно приближенно рассчитывать движение таких сред по уравнениям, полученных для ньютоновских жидкостей.

В работе [27] была исследована зависимость касательного напряжения и эффективной вязкости от скорости сдвига для БН АМ (рисунки 1.4-1.5).

Из рисунка 1.4 видно, что для БН во всем диапазоне температур отсутствует предельное напряжение сдвига, следовательно, модели Шведова-Бингама и Балкли-Гершеля не смогут достоверно описать РС данной среды.

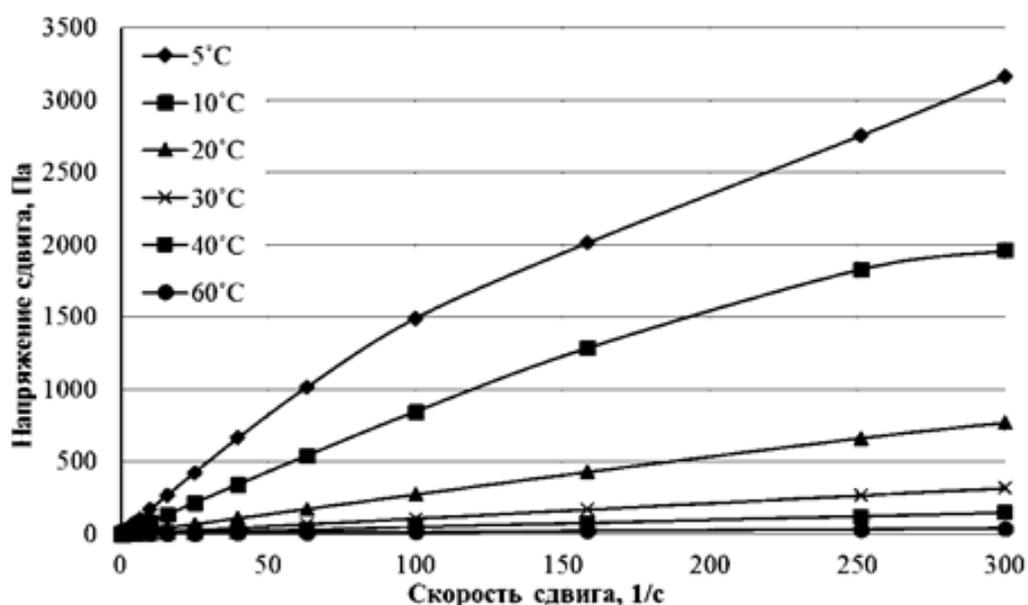


Рисунок 1.4 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига в интервале температур от 5 до 60 °C [27]

Согласно рисунку 1.5, при температурах 30 °C и выше зависимость между натуральным логарифмом эффективной вязкости БН от натурального логарифма скорости сдвига является линейной, что соответствует ньютоновской модели течения. При значениях ниже 30 °C зависимость является нелинейной, следовательно, БН проявляет неньютоновские свойства, и возникает необходимость выбора правильного закона для описания ее РС в данном диапазоне температур.

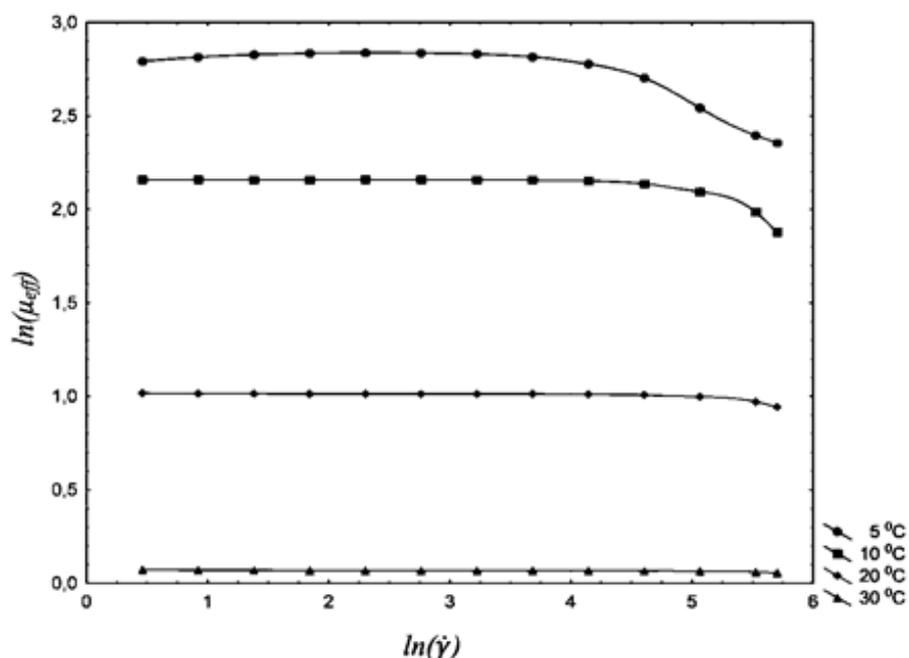


Рисунок 1.5 – Зависимость натурального логарифма эффективной вязкости от натурального логарифма скорости сдвига [27]

Авторами работы [28] в качестве определения реологических характеристик БН при температурах менее 10 °С была предложена модель Карро, которая описывается следующим уравнением:

$$\mu = \mu_{inf} + (\mu_0 - \mu_{inf})(1 + (b \cdot \dot{\gamma})^2)^{\frac{c-1}{2}}, \quad (1.8)$$

- где  $\mu$  – динамическая вязкость, Па·с;  
 $\mu_{inf}$  – коэффициент динамической вязкости, при скорости сдвига стремящейся к бесконечности, Па·с;  
 $\mu_0$  – динамическая вязкость при нулевой скорости сдвига, Па·с;  
 $b$  – время релаксации, с;  
 $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига, с<sup>-1</sup>;  
 $c$  – показатель степени.

Согласно формуле (1.8) и модели Оствальда де Ваале (1.6) в работе [27] была построена графическая зависимость коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига (рисунок 1.6).

Согласно рисунку 1.6, модель Карро намного точнее описывает РС БН в диапазоне низких температур, чем степенная зависимость Оствальда де Ваале.

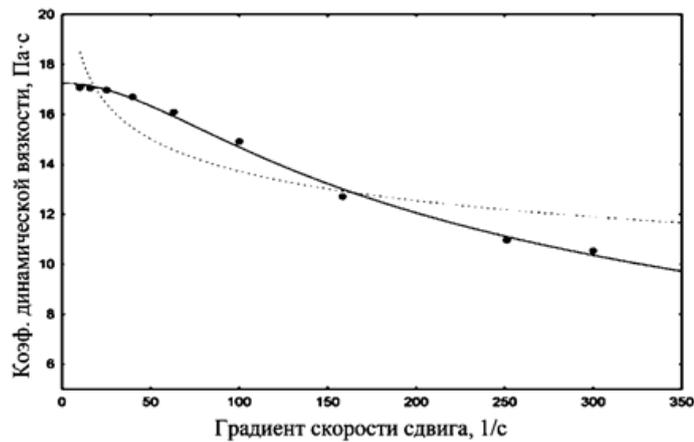


Рисунок 1.6 – Реологические кривые моделей Карро (сплошная линия) и Оствальда де Ваале (пунктирная линия) для битуминозной нефти при температуре 5 °С, сопоставленные с экспериментальными данными (точки) [27]

При температурах 10...30 °С, авторами работы [28], в качестве определения реологических характеристик БН была предложена модель Эллиса, которая описывается следующим уравнением:

$$\mu = \frac{\mu_0}{1 + \left(\frac{\tau}{\tau_{1/2}}\right)^{\alpha-1}}, \quad (1.9)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость, Па·с;  
 $\mu_0$  – динамическая вязкость при нулевой скорости сдвига, Па·с;  
 $\tau$  – напряжение сдвига, Па;  
 $\tau_{1/2}$  – напряжение сдвига, при котором коэффициент динамической вязкости равен половине начального значения, Па;  
 $\alpha$  – показатель степени.

Для БН АМ при температуре 10 °С в работе [29] с помощью модели Эллиса была построена графическая зависимость коэффициента динамической вязкости от скорости сдвига (рисунок 1.7).

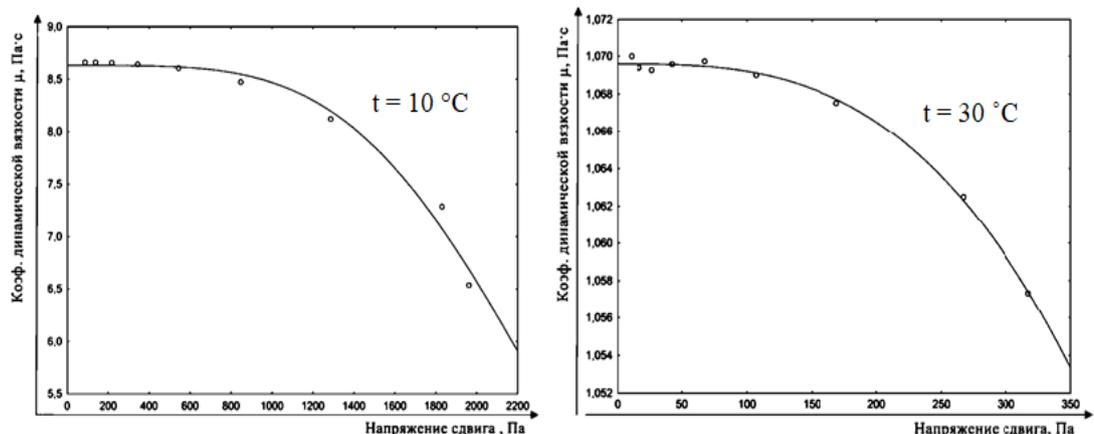


Рисунок 1.7 – Реологическая кривая модели Эллиса (сплошная линия) для битуминозной нефти при температуре 10 и 30 °С, сопоставленная с экспериментальными данными (точки) [29]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Согласно рисунку 1.7, модель Эллиса достаточно точно описывает РС БН в данном диапазоне температур.

Таким образом, при низких температурах (до 10 °С) для описания реологических характеристик БН следует пользоваться моделью Карро, при 10...30 °С – моделью Эллиса и при температурах свыше 30 °С – моделью Ньютона.

#### 1.4 Современные методы и средства для перекачки высоковязкой нефти

Трубопроводный транспорт высоковязких нефтей (ВВН) имеет ряд технологических проблем, о которых говорилось ранее. Поэтому для повышения эффективности перекачки тяжелых жидкостей необходимо применять специальные методы. Условная классификация современных способов транспортировки высоковязких нефтей представлена на рисунке 1.8.



Рисунок 1.8 – Способы улучшения реологических свойств высоковязких нефтей

Сущность каждого метода, а также его особенности, достоинства и недостатки представлены в таблице 1.5.

					Свойства и особенности перекачки битуминозной нефти по трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Таблица 1.5 – Сравнение методов перекачки высоковязких нефтей

Метод	Сущность	Особенности	Достоинства	Недостатки
<b>ГП</b>	Подогрев ВВН в печах перед подачей в основные насосы.	Необходимо топливо для сжигания в печах (может использоваться сама ВВН); Пункты подогрева ставятся каждые 25...100 км; Верхний предел подогрева ограничен температурной стойкостью изоляционной защиты (50-70 °С); Осложняется прокладка «горячих» НП на многолет-немерзлых грунтах.	Метод универсален и широко изучен; Простота технологии и оборудования.	Высокие капиталовложения; Использование ВВН в качестве топлива; Требуется тепловая изоляция; Увеличение коррозии труб; Негативное влияние на экологию.
<b>ЭП</b>	Повышение температуры ВВН за счет подогрева стенок труб.	Используется для коротких НП длиной не более 15 км; При прямом обогреве требуются пункты питания электрическим током.	Возможность автоматизации; Возможность легкого регулирования температуры.	Сложность монтажа; Необходимость в изоляции от грунта; Увеличение коррозии; Возможен неравномерный нагрев НП; Высокие затраты из-за стоимости услуг предоставления электрической энергии.
<b>ГТ</b>	Перекачка ВВН совместно с водой	Не применим в условиях Крайнего севера; <i>1 способ:</i> При транспорте ВВН внутри водяного кольца необходимо создание винтовой нарезки; <i>2 способ:</i> устойчивость эмульсии «нефть в воде» зависит от температуры, режима течения, концентрации воды в потоке <i>3 способ:</i> послойная перекачка используется только на коротких НП.	Высокая гидравлическая эффективность из-за малой вязкости воды.	Сложная технология; Высокие энергозатраты на перекачку воды и на разделение водонефтяной смеси на конечном пункте; <i>1 способ:</i> с течением времени происходит расслоение нефти и воды; <i>2 и 3 способ:</i> риск возникновения эмульсии «вода в нефти».
<b>ПУР</b>	Смешение ВВН с маловязким разбавителем	В роли разбавителя могут выступать легкие нефтепродукты, газоконденсат, маловязкие нефти; Смешение двух жидкостей должно производиться при температуре на 3-5 °С выше температуры начала застывания.	Простота технологии Отсутствие сложного оборудования; Небольшие энергозатраты; Неограниченность климатической зоной.	Отсутствие источников разбавителя; В некоторых случаях возникает необходимость выделения разбавителя и его доставки в начальный пункт.

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

<b>ГН</b>	Перекачка нефти совместно с газом	Необходимо высокое газосодержание добываемой нефти; Протяженность перекачки не более 100 км из-за значительных потерь на трение.	Утилизация нефтяного газа; Увеличение коэффициента загрузки НП; Снижение степени загрязнения окружающей среды.	Опасность срыва работы насоса; При остановке перекачки образуются газовые пробки; Создание значительных запасов инертного газа.
<b>ТерМО</b>	Нагревание ВВН последующим охлаждением	Применяется только для парафинистых нефтей; Оптимальный параметр нагрева и охлаждения влияет на эффект термообработки.	Простота технологии и оборудования; Метод достаточно широко изучен в лабораторных и полевых условиях.	Высокая энерго- и капиталоемкость; Реологические параметры с течением времени достигают первоначальных значений.
<b>ВибРО</b>	Разрушение структуры парафина за счет вибрации	Применяется только для парафинистых нефтей; Применение при температурах на 5-10 °С ниже температуры застывания; Применяется для диаметров НП менее 700 мм.	Интенсификация откачки; Сокращение энергозатрат при ГП путем снижения температуры нагрева до 15 °С.	Реологические параметры с течением времени ухудшаются и достигают первоначальных значений.
<b>ПД</b>	Ввод специальных веществ, улучшающих РС ВВН	Применяется только для парафинистых нефтей; Необходимость разработки присадок применительно к каждой конкретной нефти; Ввод депрессорной присадки происходит при температуре превышающей температуры плавления парафина (50-70 °С).	Простота технологии; Низкая материалоемкость; Небольшие энергозатраты.	Высокая стоимость присадок; Отсутствие универсальных присадок; Необходимость в предварительном подогреве ВВН.

Далее, рассмотрим каждую технологию перекачки ВВН более подробно.

1. Наиболее распространённой технологией перекачки ВВН в мире является «горячая» перекачка (ГП). Суть данного метода заключается в нагреве транспортируемой среды перед ее закачкой в трубопровод. Схема такой технологии представлена на рисунке 1.9.

Нефть, прошедшая предварительную подготовку, по подводящему трубопроводу (1) поступает в резервуарный парк (2), где размещено специальное подогревательное оборудование, за счет чего происходит предварительный подогрев жидкости, необходимый для дальнейшей выкачки продукта подпорным насосом (3).

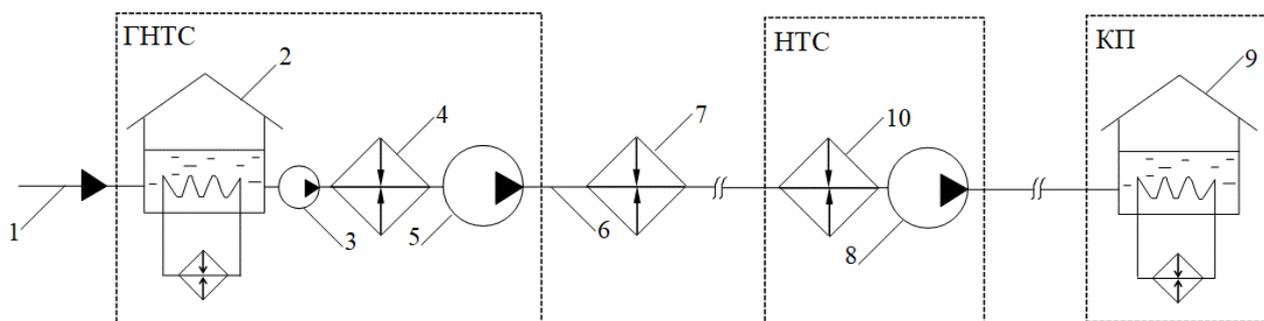


Рисунок 1.9 – Технологическая схема «горячей» перекачки высоковязких нефтей [30]:

1 – подводящий трубопровод; 2,9 – резервуары; 3 – подводящий насос;  
 4,7,10 – дополнительные подогреватели (печи подогрева); 5,8 – основные насосы;  
 6 – магистральный нефтепровод; ГНТС – головная насосно-тепловая станция;  
 НТС – насосно-тепловая станция; КП – конечный пункт

Далее, нефть поступает на печь подогрева (4), где перекачиваемый продукт нагревается до необходимой температуры, либо сверх заданной, если на выходе из подогревателя предусмотрено разбавление нефти с другой жидкостью, имеющей меньшую температуру. После печи подогрева жидкость поступает в основной насос (5), откуда уже закачивается в магистральный нефтепровод (МН).

Так как по мере движения нефти происходит теплообмен горячего трубопровода с окружающей средой, то во избежание возрастания гидравлических потерь на каждые 25-80 км трассы МН ставятся промежуточные тепловые станции (7). Далее, попадая на следующую промежуточную насосно-тепловую станцию (8), нефть снова нагревается в печи подогрева (10) и отправляется в резервуарный парк конечного пункта (9), оборудованным подогревателями для поддержания температуры на заданном уровне [31].

2. *Электроподогрев (ЭП)* используется для коротких НП протяженностью не более 15 км. По способу обогрева электронагреватели делятся на устройства прямого и косвенного обогрева.

В устройствах прямого электроподогрева ток течет по металлу трубы или намотанном на нем проводнике. Источником питания в данном методе являются однофазные трансформаторы, напряжением 12...36 В. Нагрев

жидкости происходит за счет тепла, выделяющегося согласно эффекту Джоуля, и зависит от числа витков проводника, силы и частоты тока. Использование прямого ЭП не следует использовать для обогрева подземных трубопроводов, во избежание больших утечек тока.

При косвенном обогреве используется электронагреватель, закрепленный на НП (кабель, ленты). Нагрев трубопровода происходит за счет обмена теплом с электронагревателем, по которому протекает электрический ток (рисунок 1.10) [30].



Рисунок 1.10 – Косвенный электроподогрев трубопровода

3. *Гидротранспорт (ГТ)* ВВН может осуществляться тремя способами: перекачка нефти внутри водяного кольца; перекачка в виде эмульсии прямого типа «нефть в воде», либо послойная перекачка нефти и воды.

Первый способ заключается в создании водяного кольца, с помощью которого вода могла бы двигаться вдоль стенок трубы, в то время как нефть двигалась бы внутри данного кольца (рисунок 1.11).

Чтобы обеспечить такое движение жидкостей необходимо либо применять винтовую нарезку внутри трубы (рисунок 1.11а), что достаточно трудоемко, либо подавать воду через муфты, расположенными перпендикулярно потоку, с тангенциальными отверстиями (рис. 1.11б), либо прокладывать НП с перфорированными стенками внутри трубопровода большего диаметра, по которому будет происходить подкачка воды (рис. 1.11в).

Второй способ ГТ заключается в смешивании нефти с водой для получения эмульсии типа «нефть в воде». Гидравлические сопротивления в этом случае будут снижены за счет того, что водяная пленка охватит нефтяные капли и не даст им соприкоснуться со стенкой трубы. Однако при изменении

внешних условий или скорости движения жидкости существует вероятность образования эмульсии «вода в нефти», вязкость которой выше исходного перекачиваемого продукта.

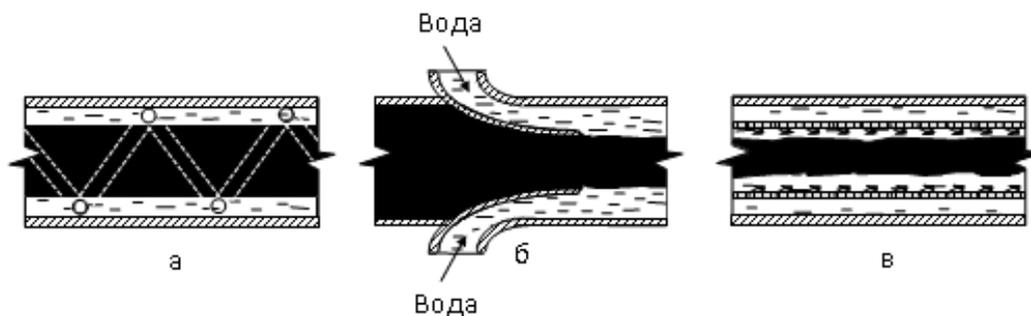


Рисунок 1.11 – Гидроперекачка нефти внутри водяного кольца [32]:  
*а – с применением винтовой нарезки; б – с применением кольцевых муфт;*  
*в – с использованием перфорированного трубопровода*

Третий способ включает в себя послойную перекачку нефти и воды, за счет чего нефть контактирует только с частью трубы, и, следовательно, потери напора при транспорте данным методом значительно сократятся [33].

4. Одним из эффективных методов транспортировки высоковязких нефтей является *технология перекачки с углеводородным разбавителем* (ПУР), в качестве которых могут служить легкие нефтепродукты, газовый конденсат, маловязкие нефти и др.

Эффект, в виде снижения вязкости и температуры застывания высоковязкой нефти, при применении разбавителя происходит из-за снижения концентрации парафина в смеси. Данный эффект достигается либо наличием в разбавителе легких фракций нефти, способных растворять твердый углеводород, либо наличием САВ, препятствующих образованию парафиновых структур [34].

Технологическая схема процесса ПУР представлена на рисунке 1.12.

Подготовленная ВВН вместе с разбавителем, который качается из буферной емкости (1) насосом (2), поступают в смеситель (3), где происходит их смешение. После чего смесь поступает в буферную емкость (4), откуда основным насосом (5) откачивается в систему МН (6) [35].

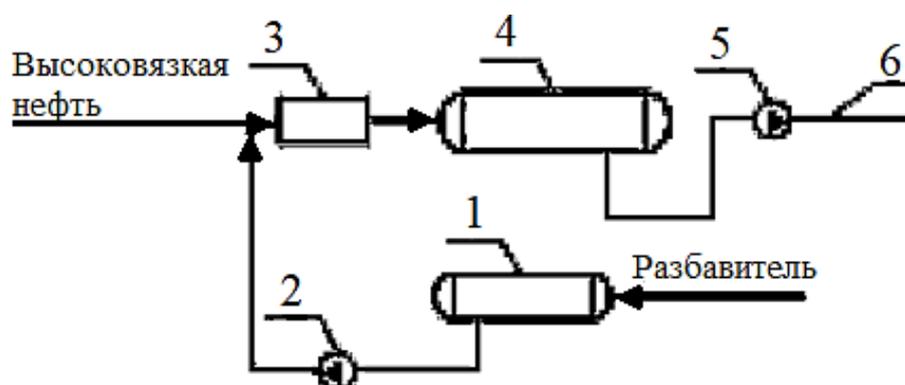


Рисунок 1.12 – Технологическая схема перекачки с углеводородным разбавителем [35]:

1 – буферная ёмкость для разбавителя; 2 – насос для разбавителя;  
 3 – технологический смеситель; 4 – буферная ёмкость; 5 – насос;  
 6 – магистральный нефтепровод

Следует заметить, что максимальный эффект при технологии методом ПУР достигается при смешении продукта с разбавителем при температурах на 3...5 °С выше температуры застывания ВВН. В противном случае, может произойти расслоение смеси [36].

5. *Транспорт газонасыщенных нефтей (ГН)* осуществляется благодаря давлению пласта. Данный метод заключается в поддержании на последней ступени сепарации давления, превышающего атмосферного. За счет этого в нефти сохраняется большая часть нефтяного газа в растворенном состоянии. Чтобы газ не выделялся, в МН поддерживают давление, которое будет выше давления насыщения. На конечном пункте нефть подвергается дегазации. В результате такого способа транспортировки вязкость продукта снижается в несколько раз, а температура застывания уменьшается на десятки градусов.

В последнее время приобрела известность технология ГН ВВН инертными газами. Сущность этого метода заключается в охлаждении перекачиваемого продукта до начала образования парафиновых структур, а затем нефть насыщается инертными газами. Далее, жидкость подвергается механическому воздействию с целью разрушить структуру парафина, и в дальнейшем на его кристаллах будет образовываться газовая пленка, которая препятствует агрегации и растворению твердых углеводородов в нефти [37].

6. *Термообработка (ТерМО)* ВВН заключается в ее нагреве до температуры, превышающей температуру плавления парафинов, чтобы достигнуть их полного растворения. Затем нефть охлаждают в определенном темпе, что приводит к образованию крупных кристаллов парафинов с непрочной структурой. Такому образованию способствует наличие САВ в нефти, которые, адсорбируясь на кристаллах парафина, снижают поверхностное натяжение на границе с ними и, тем самым, способствуют их агрегации.

Технологическая схема перекачки ВВН, прошедшую ТерМО, представлена на рисунке 1.13.

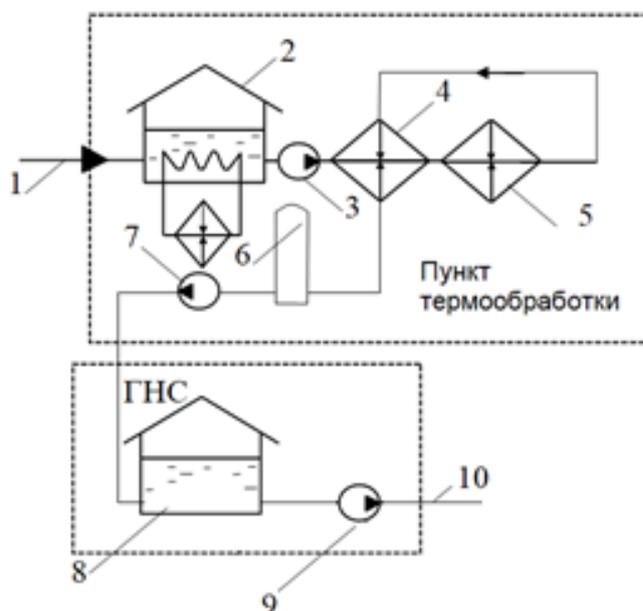


Рисунок 1.13 – Технологическая схема перекачки термообработанной нефти [38]:  
 1 – подводящий трубопровод; 2 – резервуары с подогревом; 3,7 – технологические насосы; 4 – теплообменник типа «труба в трубе»; 5 – печь подогрева; 6 – колонны статического охлаждения; 7 – опорный насос; 8 – резервуары; 9 – основной насос; 10 – магистральный нефтепровод; ГНС – головная насосная станция

Сырая ВВН по подводящему трубопроводу (1) поступает в резервуарный парк, где размещено специальное подогревательное оборудование, за счет чего происходит предварительный подогрев жидкости до температуры 30...40 °С, необходимый для дальнейшей выкачки продукта опорным насосом (3). Далее, нефть поступает в теплообменник типа «труба в трубе» (4), где частично

нагревается нефтью, уже прошедшей ТермО, после чего поступает в печь подогрева (5), где нагревается до температуры 80...100 °С.

После подогревательного устройства горячая нефть, выполняя роль теплоносителя в теплообменнике (4), движется в колонны статического охлаждения (6), где происходит ее остывание в определенном темпе. Далее, откачка жидкости происходит насосами (7) в резервуарный парк (8) головной насосной станции. Оттуда уже основными насосами (9) нефть поступает в систему МН (10) [38].

7. Технология *виброобработки (ВибрО) ВВН* заключается в охлаждении ее с целью образования парафинистой структуры, которая в дальнейшем за счет механического воздействия разрушается. Наличие в нефти САВ способствуют сохранению длительной подвижности жидкости, так как они адсорбируются на кристаллах парафина, не давая им образовывать прочную структуру.

Устройство для ВибрО ВВН внутри трубопровода представлено на рисунке 1.14.

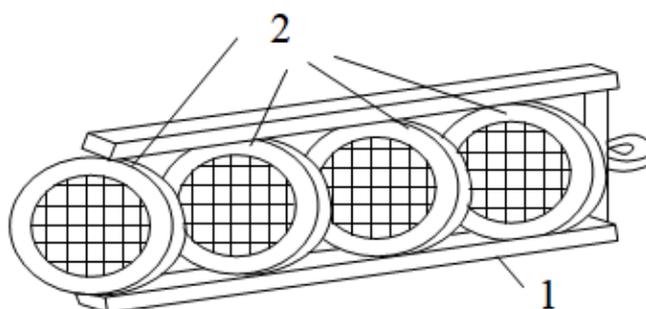


Рисунок 1.14 – Схема устройства для виброобработки высоковязкой нефти [39]:

*1 – каркас; 2 – кольца с сетками*

Внутри каркаса (1) размещены кольца с сетками (2) с размером ячеек до 8 мм. При прохождении ВВН по НП каркас с кольцами начинает совершать возвратно-поступательное движение, при этом разрушая парафиновую структуру [39].

Следует заметить, что как при ТермО, так и при ВибрО структура парафина восстанавливается с течением времени, и реологические параметры нефти достигают значений, который продукт имел до процессов воздействия на него данными технологиями.

8. Одним из популярных и эффективных методов воздействия на реологические характеристики высоковязкой нефти является применение депрессорных присадок (ПД). Примером природных депрессаторов могут служить САВ, искусственных – углеводородные полимеры высокой молекулярной массы.

Принцип действия ПД следующий. Депрессаторы вводятся в нефть при температуре чуть выше плавления парафина (50...70 °С), когда его основная часть находится в растворенном состоянии. Далее, молекулы присадок адсорбируются на кристаллах парафина, мешая их дальнейшему росту.

Количество депрессорных присадок, которые вводятся в нефть, определяются согласно реологическим исследованиям, проведенных в лаборатории, и на основе опробования в промышленных условиях. Обычно их процент содержания не более 0,2 % масс [39].

### 1.5 Постановка задачи исследования

Для каждой технологии выявлены сильные и слабые стороны области применения. Далее, рассмотрим возможность использования каждого метода для перекачки БН с учетом ее ФХС и РС.

Технологии по воздействию на структуру парафина такие, как ТермО, ВибрО, ПД не являются приемлемыми вследствие их малого содержания в продукте (до 1,6 %).

Технология использования ГН углеводородными газами не может быть использована для перекачки БН из-за малого газосодержания в ее составе (0,053 м<sup>3</sup>/т). Насыщение БН инертными газами также неэффективно в связи с аномально высокой вязкостью жидкости и высоких затрат на создание значительных запасов инертного газа и дальнейшего его извлечения на конечном пункте.

Применение ЭП для транспортировки БН будет эффективно только на короткие дистанции и в районах с невысокой стоимостью услуг на электроэнергию. На протяженные участки НП следует ставить дополнительно

					Свойства и особенности перекачки битуминозной нефти по трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

пункты питания электрическим током для возможности осуществления ЭП и станции электрохимической защиты, что влечет за собой большие капиталовложения. К тому же возможный неравномерный нагрев трубопровода может привести к снижению пропускной способности.

ГТ БН является энергозатратным в связи с перерасходом энергии на конечных пунктах из-за разделения образовавшейся вследствие транспортировки водонефтяной эмульсии и необходимости введения деэмульгаторов для повышения качества процесса.

В связи с вышеизложенным, наиболее подходящей технологией для перекачки БН по трубопроводам является ГП и ПУР, если вблизи расположены поставщики легких углеводородов. Эти методы можно назвать универсальными по отношению к высокому содержанию САВ [40].

Важно отметить, что на практике может применяться комбинация технологий ГП и ПУР. Примером может служить АМ, на котором, согласно работе [29], перекачка БН ведется совместно с разбавителем и с применением технологии предварительного подогрева.

Это связано с тем, что применение только подогрева может привести к высоким затратам на перекачку и нанести непоправимый ущерб изоляционному покрытию вследствие развития процессов адгезионного разрыва и потери защитных функций от коррозии (многие антикоррозионные покрытия рассчитаны на максимальную температуру стенки трубопровода до +50 °С). Также «горячие» НП имеют ограничения при прокладке на многолетнемерзлых грунтах. Подземная прокладка приводит к всплытию трубопровода, вследствие таяния мерзлоты. Следовательно, должна использоваться надземная прокладка, предусматривающая применения специальных опор. Однако при данном способе прокладки повышаются требования к качеству стали трубопровода вследствие значительных перепадов температур, что в итоге приведет к дополнительным затратам на проектирование и сооружение НП.

С другой стороны, применение только разбавителей не всегда позволяет соблюдать условия разбавления БН с маловязким компонентом. Как говорилось ранее, смешение двух жидкостей должно производиться при температуре на 3-5 °С выше температуры начала застывания во избежание расслоения полученной смеси.

Таким образом, наиболее значимыми технологиями для транспортировки БН по НП является ГП, ПУР и комбинированная перекачка (КП), которые примем за основу для расчетов эксплуатационных затрат в выпускной квалификационной работе.

					Свойства и особенности перекачки битуминозной нефти по трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37



(минус 47 °С), а абсолютный максимум - в июле (плюс 34 °С).

По трассе НП преобладающим типом грунтов являются суглинки мягкопластичные. Средняя температура грунта на глубине залегания трубопровода составляет 0 °С.

## 2.2 Характеристика трубопровода

Рассматриваемый участок НП выполнен из труб наружным диаметром 530 мм и максимальной толщиной стенки 10 мм, согласно ГОСТ 20295-85, производства ПАО «Челябинский трубопрокатный завод» (ЧТПЗ). НП рассчитан на рабочее давление 7,4 МПа. В качестве материала для изготовления труб используется сталь 17ГС с химическим составом, указанным в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Химический состав стали 17ГС [41]

Химический элемент	Fe	Mn	Si	C	Cr	Cu	Ni	As	S	P	N
Процентное содержание	От 96,7	1,0-1,4	0,4-0,6	0,14-0,2	До 0,3	До 0,3	До 0,3	До 0,08	До 0,04	До 0,035	До 0,008

Участок трубопровода является прямолинейным с постоянным диаметром по всей длине. Протяженность НП составляет 18 км. Луппинги и вставки отсутствуют. Разность высотных отметок начала и конца рассматриваемого участка отличаются незначительно.

Тепловая изоляция отсутствует. Применяемое антикоррозионное покрытие рассчитано на температуру стенки НП до +60 °С, что является одним из ограничений «сверху» начальной температуры подогрева нефти.

## 2.3 Характеристика перекачиваемого продукта

Перекачиваемым продуктом является БН АМ. В роли разбавителя выступает маловязкая карбоновая нефть (МКН) АМ. Их физико-химический состав указан в таблице 2.2

Реологические характеристики БН и МКН в диапазоне температур от 5 до 60 °С находятся в таблице А1 и А.2 соответственно (приложение А).

					Характеристика объекта исследования						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							39

Таблица 2.2 – Физико-химические свойства битуминозной и маловязкой нефти

<b>Параметр</b>	<b>БН</b>	<b>МКН</b>
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	964	911
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	2754	101
Температура застывания, °С	18	-6
Содержание серы, % мас.	3,5	0,7
Содержание смол, % мас.	29,2	23,2
Содержание асфальтенов, % мас.	7,4	5,0
Содержание парафинов, % мас.	0,6	1,1

Авторами работы [29] исследованы реологические характеристики БН с концентрацией разбавителя (МКН) 25, 50 и 75%. Результаты исследований представлены в таблицах А.3 – А.5 соответственно (приложение А).



$\gamma_{ту}$  – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода (1,10).

Значения коэффициента условий работы  $\gamma_d$  для трубопроводов, транспортирующих продукты без содержания сероводорода, следует принимать в зависимости от категории участка по данным таблицы 3.2.

Таблица 3.2 – Значения коэффициента условий работы трубопровода  $\gamma_d$  [42]

Категория участка трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода $\gamma_d$
Н	0,921
С	0,767
В	0,637

Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности  $\gamma_{ту}$  следует принимать в зависимости от характеристик труб согласно данным таблицы 3.3.

Таблица 3.3 – Значения коэффициента надежности по материалу труб  $\gamma_{ту}$  [42]

№	Характеристика труб	$\gamma_{ту}$
1	Сварные трубы из стали контролируемой прокатки и термически упрочненных труб	1,34
2	Сварные трубы из нормализованной стали	1,40
3	Сварные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом	1,47
4	Прочие бесшовные и сварные трубы	1,55

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 [42], НП относится к категории Н (нормальная). Так как рассматриваемые трубы из стали 17ГС являются трубам стальными бесшовными нефтегазопроводными повышенной эксплуатационной надежности, то значения коэффициентов  $\gamma_d$  и  $\gamma_{ту}$  принимаем равными 0,921 и 1,55 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений  $R_u$  и  $R_y$  по формулам (3.1) и (3.2):

$$R_u = \frac{0,921}{1,55 \cdot 1,1} \cdot 510 = 275 \text{ МПа,}$$

$$R_y = \frac{0,921}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 353 = 257 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки трубы  $t_d$  определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб:

$$t_d = \max\{t_u; t_y\}, \quad (3.3)$$

где  $t_u$  – толщина стенки, определяемая по пределу прочности, мм;  
 $t_y$  – толщина стенки, определяемая по пределу текучести, мм.

Расчетную толщину стенки, определяемой по пределу прочности  $t_u$  или по пределу текучести  $t_y$ , следует определять по формулам (3.4) и (3.5):

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}, \quad (3.4)$$

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}, \quad (3.5)$$

где  $\gamma_{fp}$  – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);  
 $p$  – рабочее давление, МПа;  
 $D$  – наружный диаметр, мм

Значения коэффициента надежности по нагрузке  $\gamma_{fp}$  принимается согласно СП 284.1325800.2016 [43]. Так как способ прокладки трубопровода подземный, нагрузки постоянные и с учетом веса давления грунта, то значение коэффициента надежности по нагрузке  $\gamma_{fp}$  равняется 1,2.

Выполним расчет толщины стенки по формулам (3.4-3.5):

$$t_u = \frac{1,2 \cdot 7,4 \cdot 530}{2 \cdot 275} = 8,6 \text{ мм},$$

$$t_y = \frac{1,2 \cdot 7,4 \cdot 530}{2 \cdot 257} = 9,2 \text{ мм}.$$

Согласно формуле (3.3) расчетная толщина стенки трубы  $t_d$  определяется как большее из двух значений  $t_u$  и  $t_y$ . Следовательно,  $t_d = 9,2$  мм. С учетом того, что трубы изготавливаются Челябинским трубным заводом, то номинальная толщина стенки трубы будет составлять  $t_n = 10$  мм [44].

### 3.2 Проверка условий прочности

Далее, выполним проверку условий прочности, состоящих в выполнении проверок кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений.

Условие прочности для кольцевых напряжений  $\sigma_h$ , на трубопроводах, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, проверяется по формуле (3.6).

$$\sigma_h \leq \min\{R_u; R_y\}, \quad (3.6)$$

где  $R_u$  – расчетное сопротивление растяжению/сжатию по прочности, МПа;  
 $R_y$  – расчетное сопротивление растяжению/сжатию по текучести, МПа.

Расчет кольцевых напряжений от внутреннего давления  $\sigma_h$  осуществляется по формуле (3.7).

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}, \quad (3.7)$$

где  $\gamma_{fp}$  – коэффициент надежности по нагрузке (1,2);  
 $p$  – рабочее давление, МПа;  
 $D$  – наружный диаметр, мм;  
 $t_n$  – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Выполним расчет кольцевых напряжений по формуле (3.7) и проверку условия прочности по формуле (3.6).

$$\sigma_h = \frac{1,2 \cdot 7,4 \cdot 530}{2 \cdot 10} = 235 \text{ МПа},$$

$$235 \text{ МПа} \leq 257 \text{ МПа}.$$

Условие прочности для кольцевых напряжений *выполняется*.

Далее выполняется проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений по формулам (3.8) и (3.9):

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad (3.8)$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad (3.9)$$

где  $\sigma_l$  – продольное напряжение, МПа;  
 $\sigma_{eq}$  – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;  
 $\sigma_y$  – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$f_I, f_{eq}$  – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии "жизни" трубопровода в соответствии с данными таблицы 3.4.

Таблица 3.4 – Значение расчетных коэффициентов  $f_I$  и  $f_{eq}$  [42]

Расчетный коэффициент	Строительство	Гидростатические испытания	Эксплуатация трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие H <sub>2</sub> S
$f_I$	0,70	0,80	0,60
$f_{eq}$	0,96	1,00	0,90

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса  $\sigma_{eq}$ , вычисляем по формуле:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_I + \sigma_I^2}, \quad (3.10)$$

где  $\sigma_h$  – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;  
 $\sigma_I$  – продольное напряжение, МПа.

Продольные напряжения  $\sigma_I$  для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляются по формуле:

$$\sigma_I = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R}, \quad (3.11)$$

где  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);  
 $E$  – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;  
 $D$  – наружный диаметр трубы, номинальный, м;  
 $R$  – радиус упругого изгиба, м (*прямолинейные участки трубопровода рассматриваются как изогнутые, для них расчетный радиус кривизны принимается равным 5000 м*);  
 $\alpha$  – коэффициент линейного температурного расширения, (°C)<sup>-1</sup>;  
 $\Delta T$  – температурный перепад, °C.

Рассчитаем продольные напряжения согласно формуле (3.11):

$$\begin{aligned} \sigma_I &= 0,3 \cdot 235 - 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 70 \pm \frac{206000 \cdot 0,53}{2 \cdot 5000} = \\ &= (-102,54 \pm 109,18) \text{ МПа;} \end{aligned}$$

$$\sigma_I^- = -211,69 \text{ МПа}; \quad \sigma_I^+ = 6,64 \text{ МПа.}$$

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение. По формуле 3.10 рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{235^2 - 235 \cdot 211,69 + 211,69^2} = 224 \text{ МПа.}$$

По условиям (3.8) и (3.9) выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_I \leq f_I \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I \geq 0; \quad 6,64 \leq 0,6 \cdot 353 = 212 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I < 0; \quad 224 \leq 0,9 \cdot 353 = 318 \text{ МПа.}$$

Оба условия прочности *выполняются* с достаточным запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990 [42], **выполнены**. На этом расчет на прочность напорного трубопровода из стали 17ГС для транспорта БН в смеси с МКН можно считать завершенным.



Таблица 4.1 – Исходные данные для расчетов гидравлических потерь в трубопроводе

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Наружный диаметр, толщина стенки, $D \times \delta$	мм x мм	530 x 10
Массовый расход нефти, $G$	млн.т./год	10
Плотность нефти при $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $\rho_0$	кг/м <sup>3</sup>	974,951
Кинематическая вязкость нефти при $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $\nu_0$	мм <sup>2</sup> /с	26540,7
Длина участка нефтепровода, $L$	м	18000
Плотность нефти при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	964
Плотность разбавителя при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , $\rho_p$	кг/м <sup>3</sup>	911
Температура окружающей среды, $t_0$	$^{\circ}\text{C}$	0
Температура застывания нефти, $t_{заст}$	$^{\circ}\text{C}$	18
Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среду при турбулентном режиме перекачки, $K_T$	Вт/(м <sup>2</sup> · $^{\circ}\text{C}$ )	13,76
Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среду при ламинарном режиме перекачки, $K_L$	Вт/(м <sup>2</sup> · $^{\circ}\text{C}$ )	12,38
Стоимость единицы механической энергии, $\sigma_m$	руб/(Вт·с)	$3,9 \cdot 10^{-7}$
Стоимость единицы тепловой энергии, $\sigma_t$	руб/Дж	$1,5 \cdot 10^{-7}$
Стоимость единицы массы разбавителя, $\sigma_p$	руб/кг	$4 \cdot 10^{-3}$
КПД насосного оборудования, $\eta_m$	доли	0,76
КПД теплового оборудования, $\eta_t$	доли	0,79

#### 4.1 Расчет гидравлических потерь в нефтепроводе без применения технологий

Целью расчета является определение гидравлических потерь в НП при транспортировке БН без применения технологий, влияющих на РС перекачиваемого продукта.

Гидравлический расчет проводится согласно методике, изложенной в учебном пособии Сваровской Н. А. [47].

1. Значение внутреннего диаметра  $d$  нефтепровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 10 = 510 \text{ мм} = 0,51 \text{ м}, \quad (4.1)$$

где  $D$  – наружный диаметр нефтепровода, м;  
 $\delta$  – толщина стенки, м.

2. Объемный расход  $Q_H$  при температуре окружающей среды  $t_0 = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ :

$$Q_H = \frac{G}{\rho_0} = \frac{10 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{974,951 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,329 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (4.2)$$

где  $G$  – массовый расход нефти, кг/с;  
 $\rho_0$  – плотность нефти при 0°C, кг/м<sup>3</sup>.

3. Скорость движения нефти  $w$  при данном расходе:

$$w = \frac{4 \cdot Q_H}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,329}{3,14 \cdot 0,51^2} = 1,61 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (4.3)$$

4. Параметр Рейнольдса  $Re$ :

$$Re = \frac{w \cdot d}{\nu_0} = \frac{1,61 \cdot 0,51}{26540,7 \cdot 10^{-6}} = 30,96, \quad (4.4)$$

где  $\nu_0$  – кинематическая вязкость нефти при 0°C, м<sup>2</sup>/с.

Так как  $Re < 2320$  – режим движения ламинарный (характерно для ВВН).

5. Гидравлический уклон  $i$  для ламинарного режима течения:

$$i = 4,15 \cdot \frac{Q_H \cdot \nu_0}{d^4} = 4,15 \cdot \frac{0,329 \cdot 26540,7 \cdot 10^{-6}}{0,51^4} = 0,5362. \quad (4.5)$$

6. Потери напора на трение  $\Delta H$ :

$$\Delta H = i \cdot L = 0,5362 \cdot 18000 = 9652 \text{ м}, \quad (4.6)$$

где  $L$  – длина участка нефтепровода, м.

#### 4.2 Расчет гидравлических потерь и эксплуатационных затрат после применения способов повышения энерго- и ресурсосбережения при транспортировке битуминозной нефти

Как говорилось ранее, наиболее перспективными технологиями для перекачки БН является перекачка ГП, ПУР и КП, так как эти методы можно назвать универсальными по отношению к высокому содержанию САВ.

Таким образом, целью расчета является определение оптимальной концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева, при которых ЭЗ при перекачке БН будут минимальны.

Для данных методов разработан математический аппарат, представленный в нормативной документации (РД-75.180.00-КТН-198-09 [48]) и авторских исследованиях [1, 49]. При этом следует отметить: РД не

учитывает неизотермичность течения, что устранено в подходе [1]. А [49] позволяет учитывать изменения количественных и качественных параметров в зависимости от концентрации применяемого разбавителя. В связи с этим, рационально провести унификацию указанных методик для расчета оптимальных параметров транспортировки БН при применении технологии ГП, ПУР и КП с учетом минимальных ЭЗ.

В результате расчет можно представить в виде алгоритма, приведенного на рисунке 4.1.

Обозначение:

- $\mu$  – динамическая вязкость, Па·с;
- $X$  – концентрация разбавителя, доли;
- $t_n$  – температура в начале участка, °С;
- $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;
- $c_p$  – удельная теплоемкость смеси, Дж/(кг·К);
- $Re$  – число Рейнольдса;
- $t_{кр}$  – критическая температура, °С;
- $t_{кон}$  – температура в конце участка, °С;
- $i_l$  – гидравлический уклон при ламинарном режиме;
- $i_t$  – гидравлический уклон при турбулентном режиме;
- $\Delta H_{л(из)}$  и  $\Delta H_{т(из)}$  – потери напора при ламинарном и турбулентном режиме для изотермического нефтепровода, м;
- $\Delta H_{л(неиз)}$  и  $\Delta H_{т(неиз)}$  – потери напора при ламинарном и турбулентном режиме при неизотермической перекачки, м;
- $\Delta H$  – полные потери напора, м;
- $L_t$  – длина турбулентного участка, м;
- $S_m$  – затраты механической энергии, млн.руб/год;
- $S_t$  – затраты тепловой энергии, млн.руб/год;
- $S_{м}$  – затраты на разбавление, млн.руб/год;
- $S$  – суммарные затраты, млн.руб/год;

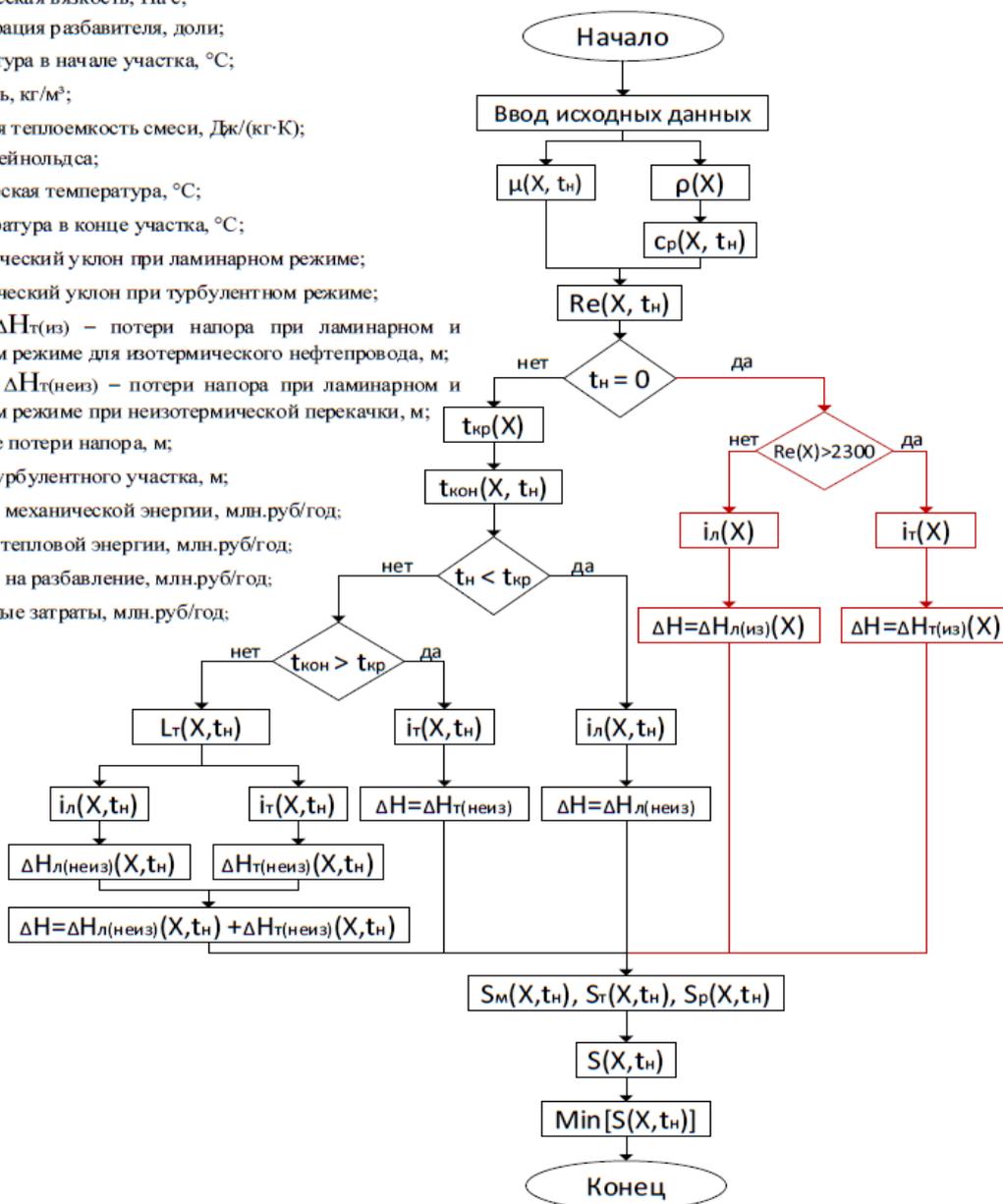


Рисунок 4.1 – Алгоритм расчета оптимальных параметров при различных способах перекачки битуминозной нефти с учетом минимальных эксплуатационных затрат

Суть расчета состоит в определении температуры подогрева БН при ГП, либо концентрации разбавителя при применении ПУР, либо определении обоих параметров при КП. Такой алгоритм позволит свести ЭЗ (затраты на перекачку, подогрев и разбавление БН), зависящие от температуры подогрева и концентрации разбавителя, до минимальных значений.

Следует заметить, что параметры для перекачки БН в смеси с разбавителем без предварительного подогрева рассчитываются по формулам для изотермического режима течения, согласно рекомендациям [49]. При этом потери напора вычисляются без учета поправок на неизотермичность течения (расчет оптимального количества разбавителя без учета подогрева указан красным цветом на рисунке 4.1).

#### **4.2.1 Расчёт оптимальной температуры подогрева нефти при «горячей» перекачке без применения разбавителя в целях минимизации эксплуатационных затрат**

*Целью расчета* является определение оптимальной температуры подогрева БН, при которой ЭЗ будут минимальны.

##### *Методика расчета*

В качестве методики расчета оптимальной температуры подогрева нефти использовались источники [1, 29, 50-52]. Определение основных параметров для расчета неизотермических НП были взяты из учебного пособия [29]. Вычисление потерь напора с учетом поправок на неизотермичность течения проводилось согласно работам [1, 52], которые учитывают РС перекачиваемой жидкости. Расчет эксплуатационных затрат на транспортировку БН основан на работах [50, 51].

##### *Алгоритм расчета*

Алгоритм расчета ЭЗ при ГП представлен на рисунке 4.1.

1. Определяем объемный расход нефти при стандартных условиях  $Q_H$ :

$$Q_H = \frac{G}{\rho_{20}}. \quad (4.7)$$

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки битуминозной нефти	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Определяем плотность нефти при температуре окружающей среды (грунта на глубине заложения трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии или температура воздуха, если прокладка надземная)  $\rho_0$ :

$$\rho_0 = \rho_{20}[1 + \xi(20 - t)], \quad (4.8)$$

где  $\xi$  – коэффициент объемного расширения, который выбирается из справочников (таблица 4.2),  $1/^\circ\text{C}$ .

Таблица 4.2. Значения коэффициента объемного расширения нефти  $\xi$  [48]

Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент объемного расширения нефти $\xi$ , 1/°C
920-939	0,000650
940-959	0,000607
960-979	0,000568
980-999	0,000527

3. Определяем коэффициент крутизны вискограммы  $u$ :

$$u = \frac{1}{t_1 - t_2} \ln\left(\frac{\nu_2}{\nu_1}\right), \quad (4.9)$$

где  $\nu_1$  и  $\nu_2$  – кинематическая вязкость нефти температуре соответственно  $t_1$  и  $t_2$ , м<sup>2</sup>/с.

4. Определяем зависимость кинематической вязкости от температуры  $\nu(t)$ :

$$\nu(t) = \nu_* \exp[-u(T - T_*)], \quad (4.10)$$

где  $\nu_*$  – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре  $T_*$ , м<sup>2</sup>/с.

5. Определяем зависимость числа Рейнольдса от температуры  $Re(t)$ :

$$Re(t) = \frac{4Q_H}{\pi d \nu(t)}. \quad (4.11)$$

6. Из-за высокой вязкости исходной нефти перекачка нефти с разбавлением ведётся при числах Рейнольдса, не превышающих 50 000. Поэтому гидравлический уклон  $i(t)$  можно вычислить по формуле Лейбенсона (с учётом переходного режима течения):

а) Для ламинарного режима течения при  $Re \leq 2300$ :

$$i_L(t) = 4,15 \frac{Q_H \nu(t)}{d^4}, \quad (4.12)$$

б) Для турбулентного режима течения при  $Re > 2300$ :

$$i_T(t) = 4,15 \frac{Q_H \nu(t)}{d^4} [1 - \psi(t)] + 0,0247 \cdot \left[ \frac{Q_H^{1,75} \nu^{0,25}(t)}{d^{4,75}} \cdot \psi(t) \right], \quad (4.13)$$

где  $\psi(X)$  – коэффициент перемежаемости, который определяется по формуле Гинзбурга:

$$\psi(t) = 1 - \exp[-0,002 \cdot (Re(t) - 2300)]. \quad (4.14)$$

При  $Re > 10\,000$  коэффициент  $\psi(X)$  принимают равным единице.

7. Определяем потери напора  $h_0$  на трение при температуре  $t_0$ :

$$h_0 = i(t_0)L. \quad (4.15)$$

8. Определяем удельную теплоемкость в зависимости от температуры  $c_v(t)$  по формуле Крeго:

$$c_v(t) = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_0}} [762 + 3,39(t + 273)]. \quad (4.16)$$

9. Определяем параметр Шухова  $Шу_0$  при температуре  $t_0$ :

$$Шу_0 = \frac{K_L \pi d L}{Q_H \rho_0 c_v(t_0)}, \quad (4.17)$$

где  $K_L$  – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при ламинарном режиме перекачки, Вт/(м<sup>2</sup>·°C).

10. Определяем температуру, при которой турбулентный режим течения нефти меняется на ламинарный  $t_{кр}$ :

$$t_{кр} = t_* + \frac{1}{u} \ln\left(\frac{v_* \pi d Re_{кр}}{4 Q_H}\right), \quad (4.18)$$

где  $Re_{кр}$  – критическое число Рейнольдса.

11. Определяем конечную температуру нефти  $t_k$ :

$$t_k = t_H + (t_H - t_0) \cdot e^{-Шу_0} \cdot \left(\frac{t_{кр} - t_0}{t_H - t_0}\right)^{1 - \frac{K_L}{K_T}}, \quad (4.19)$$

где  $K_T$  – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при турбулентном режиме перекачки, Вт/(м<sup>2</sup>·°C).

12. Определяем потери напора с учетом неизотермичного течения  $\Delta H(t)$ :

а) На участке с ламинарным режимом течения:

$$\Delta H_L(t) = \frac{i_L(t) c_v(t) Q_H \rho_0}{\pi d K_L} \ln\left(\frac{t_x - t_0}{t_k(t) - t_0}\right), \quad (4.20)$$

где  $t_x = t_H$  – если на всем участке нефтепровода режим течения ламинарный;

$t_x = t_{кр}$  – если существует участок с турбулентным режимом.

б) На участке с турбулентным режимом течения:

$$\Delta H_T(t) = \frac{i_T(t)c_v(t)Q_H\rho_0}{\pi d K_T} \ln \left( \frac{t_H - t_0}{t_y - t_0} \right), \quad (4.21)$$

где  $t_y = t_k(t)$  – если на всем участке нефтепровода режим течения турбулентный;

$t_y = t_{кр}$  – если существует участок с ламинарным режимом.

13. Определяем затраты механической энергии в зависимости от начальной температуры подогрева  $S_M(t_H)$ :

$$S_M(t_H) = \frac{\sigma_M}{\eta_M} Q_H \rho_0 g \cdot \Delta H(t_H), \quad (4.22)$$

где  $\sigma_M$  – стоимость единицы механической энергии, руб/(Вт·с);

$\eta_M$  – КПД насосного оборудования.

14. Определяем затраты тепловой энергии в зависимости от начальной температуры подогрева  $S_T(t_H)$ :

$$S_T(t_H) = \frac{\sigma_T}{\eta_T} Q_H \rho_0 c_v(t_H) \cdot [t_H - t_k(t_H)], \quad (4.23)$$

где  $\sigma_T$  – стоимость единицы тепловой энергии, руб/Дж;

$\eta_T$  – КПД теплового оборудования.

15. Определяем суммарные эксплуатационные затраты  $S(t_H)$ :

$$S(t_H) = S_M(t_H) + S_T(t_H). \quad (4.24)$$

16. Находим оптимальную начальную температуру подогрева из условия минимума ЭЗ:  $\min[S(t_H)]$  с учетом того, что температура в конце участка НП должна превышать температуру застывания нефти ( $t_k(t) > t_{заст}$ ).

#### *Исходные данные для расчета.*

Исходные данные, принятые для расчета оптимальной температуры подогрева БН приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3. Исходные данные для расчета оптимальной температуры подогрева БН

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Массовый расход нефти, G	млн.т./год	10
Внутренний диаметр нефтепровода, d	м	0,51
Длина участка нефтепровода, L	м	18000
Температура окружающей среды, $t_0$	°С	0
Температура застывания нефти, $t_{заст}$	°С	18

Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среду при турбулентном режиме перекачки, $K_T$	Вт/(м <sup>2</sup> ·°С)	13,76
Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среду при ламинарном режиме перекачки, $K_L$	Вт/(м <sup>2</sup> ·°С)	12,38
Стоимость единицы механической энергии, $\sigma_M$	руб/(Вт·с)	$3,9 \cdot 10^{-7}$
Стоимость единицы тепловой энергии, $\sigma_T$	руб/Дж	$1,5 \cdot 10^{-7}$
КПД насосного оборудования, $\eta_M$	доли	0,76
КПД теплового оборудования, $\eta_T$	доли	0,79

Реологические характеристики БН в диапазоне температур от 5 до 60 °С находятся в таблице А.1 (приложение А).

### Расчет

1. Определяем объемный расход БН при стандартных условиях  $Q_H$  по формуле (4.7):

$$Q_H = \frac{10 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{964 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,329 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

2. Определяем плотность БН при температуре 0 °С по формуле (4.8). Коэффициент объемного расширения (таблица 4.2) при  $\rho_{20} = 964 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  равен 0,000568:

$$\rho_0 = 964 \cdot [1 + 0,000568 \cdot (20 - 0)] = 974,951 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

3. Определяем коэффициент крутизны вискограммы для каждого температурного диапазона: 5...10 °С, 10...20 °С, 20...30 °С, 30...40 °С, 40...60 °С по формуле (4.9):

$$u_{5-10} = \frac{1}{5 - 10} \ln \left( \frac{8738,66}{15229,26} \right) = 0,111 \frac{1}{\text{°С}}$$

Остальные значения коэффициентов крутизны вискограммы для приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4. Значения коэффициентов крутизны вискограммы

Температурный диапазон, °С	5 – 10	10 – 20	20 – 30	30 – 40	40 – 60
$u, 1/\text{°С}$	0,11109	0,11180	0,09344	0,07703	0,06273

4. Определяем кинематическую вязкость при температуре 0 °С по формуле (4.10):

$$\nu(0^{\circ}\text{C}) = \frac{8738,66}{1000000} \cdot \exp[-0,111(0 - 10)] = 0,0265407 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Остальные значения кинематической вязкости при других значениях температур приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет параметров для определения оптимальной температуры подогрева битуминозной нефти

t, °C	$\nu$ , мм <sup>2</sup> /с	Re	$\psi$	i	t <sub>к</sub> , °C	C <sub>v</sub> , Дж/(кг·°C)	$\Delta H$ , м	S <sub>м</sub> , млн. руб/год	S <sub>т</sub> , млн. руб/год	S, млн. руб/год
0	26541	31	0	■	■	1705,6	■	■	■	■
1	23750	35	0	■	■	1709,0	■	■	■	■
2	21253	39	0	■	■	1712,5	■	■	■	■
3	19018	43	0	■	■	1715,9	■	■	■	■
4	17019	48	0	■	■	1719,3	■	■	■	■
5	15229	54	0	■	■	1722,8	■	■	■	■
10	8739	94	0	■	■	1739,9	■	■	■	■
15	4996	164	0	■	■	1757,0	■	■	■	■
20	2857	288	0	■	■	1774,1	■	■	■	■
25	1790	459	0	■	■	1791,3	■	■	■	■
30	1122	732	0	■	■	1808,4	■	■	■	■
<b>33</b>	<b>891</b>	<b>923</b>	<b>0</b>	<b>0,02</b>	<b>18,42</b>	<b>1818,7</b>	<b>309</b>	<b>15,71</b>	<b>50,91</b>	<b>66,63</b>
35	763	1076	■	■	■	1825,5	■	■	■	■
39	561	1465	■	■	■	1839,3	■	■	■	■
40	519	1582	■	■	■	1842,7	■	■	■	■
45	380	2165	■	■	■	1859,8	■	■	■	■
50	277	2963	■	■	■	1876,9	■	■	■	■
55	203	4054	■	■	■	1894,1	■	■	■	■
60	148	5548	■	■	■	1911,2	■	■	■	■

**Примечание.**

*Серым цветом* обозначены параметры перекачки, при которых температура БН в конце участка НП меньше температуры застывания.

*Зеленым цветом* обозначены параметры перекачки, при которых ЭЗ минимальны и соблюдается условие «конечная температура в конце участка НП выше температуры застывания БН».

*Оранжевым цветом* обозначен турбулентный режим движения БН.

5. Определяем число Рейнольдса при температуре 0 °C по формуле (4.11):

$$Re(0^{\circ}\text{C}) = \frac{4 \cdot 0,329}{3,14 \cdot 0,51 \cdot 0,0265407} = 30,96.$$

Остальные значения числа Рейнольдса при других значениях температур приведены в таблице 4.5.

6. Рассчитаем гидравлический уклон при температуре 0 °С. Так как  $Re(0^\circ\text{C}) < 2300$ , то режим течения – ламинарный. Воспользуемся формулой (4.12):

$$i_{\text{л}}(0^\circ\text{C}) = 4,15 \frac{0,329 \cdot 0,0265407}{0,51^4} = \blacksquare.$$

Для примера рассчитаем также гидравлический уклон при температуре 60 °С. Так как  $Re(60^\circ\text{C}) = 5548 > 2300$ , то режим течения – турбулентный. Воспользуемся формулой (4.13) и (4.14):

$$\psi(60^\circ\text{C}) = 1 - \exp[-0,002 \cdot (5548 - 2300)] = \blacksquare,$$

$$i_{\text{т}}(60^\circ\text{C}) = 4,15 \frac{0,329 \cdot 0,000148}{0,51^4} [1 - 0,99849] + 0,0247 \cdot$$

$$\cdot \left[ \frac{0,329^{1,75} \cdot 0,000148^{0,25}}{0,51^{4,75}} \cdot 0,99849 \right] = \blacksquare.$$

Остальные значения гидравлического уклона при других значениях температур приведены в таблице 4.5.

7. Определяем потери напора на трение при температуре 0 °С по формуле (4.15):

$$h_0 = 0,536 \cdot 18000 = 9652,3 \text{ м.}$$

8. Определяем удельную теплоемкость при температуре 0 °С по формуле (4.16):

$$c_v(0^\circ\text{C}) = \frac{31,56}{\sqrt{974,951}} [762 + 3,39(0 + 273)] = 1705,62 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$$

Остальные значения удельной теплоемкости при других значениях температур приведены в таблице 4.5.

9. Определяем параметр Шухова при температуре 0 °С по формуле (4.17):

$$\text{Шу}_0 = \frac{12,38 \cdot 3,14 \cdot 0,51 \cdot 18000}{0,329 \cdot 974,951 \cdot 1705,62} = 0,652.$$

10. Определяем температуру, при которой турбулентный режим течения нефти меняется на ламинарный по формуле (4.18):

$$t_{\text{кр}} = 30 + \frac{1}{0,07703} \ln \left( \frac{0,0011221 \cdot 3,14 \cdot 0,51 \cdot 2000}{4 \cdot 0,329} \right) = 45 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Следовательно, при температурах меньше 45 °С режим ламинарный, больше 45 °С – турбулентный.

11. Определяем конечную температуру БН при начальной температуре 1 °С по формуле (4.19):

$$t_k(1\text{ }^\circ\text{C}) = 1 + (1 - 0) \cdot e^{-0,652} \cdot \left(\frac{45 - 0}{1 - 0}\right)^{1 - \frac{12,38}{13,76}} = \blacksquare\text{ }^\circ\text{C}.$$

Остальные значения конечной температуры БН при различных значениях начальных температур приведены в таблице 4.5.

12. Определим потери напора с учетом неизотермичного течения при начальной температуре 1 °С по формуле (4.20):

$$\Delta H_{л}(1\text{ }^\circ\text{C}) = \frac{\blacksquare \cdot 1709,04 \cdot 0,329 \cdot 974,951}{3,14 \cdot 0,51 \cdot 12,38} \ln\left(\frac{1 - 0}{\blacksquare - 0}\right) = \blacksquare\text{ м}.$$

Остальные значения потерь напора БН при различных значениях начальных температур приведены в таблице 4.5.

13. Определим затраты механической энергии при начальной температуре 1 °С по формуле (4.22):

$$S_M(1\text{ }^\circ\text{C}) = \frac{3,9 \cdot 10^7}{0,76} 0,329 \cdot 974,951 \cdot 9,81 \cdot \blacksquare = \blacksquare \frac{\text{руб}}{\text{с}},$$

Остальные значения затрат механической энергии при различных значениях начальных температур приведены в таблице 4.5.

14. Определим затраты тепловой энергии при начальной температуре 1 °С по формуле (4.23):

$$S_T(1\text{ }^\circ\text{C}) = \frac{15 \cdot 10^8}{0,79} 0,329 \cdot 974,951 \cdot 1709,04 \cdot [1 - \blacksquare] = \blacksquare \frac{\text{руб}}{\text{с}}.$$

Остальные значения затрат тепловой энергии при различных значениях начальных температур приведены в таблице 4.5.

15. Определим суммарные ЭЗ при начальной температуре 1 °С по формуле (4.24):

$$S(1\text{ }^\circ\text{C}) = \blacksquare + \blacksquare = \blacksquare \frac{\text{руб}}{\text{с}} = \blacksquare\text{ млн. руб/год}.$$

Остальные значения суммарных ЭЗ при различных значениях начальных температур приведены в таблице 4.5.

### Результаты расчетов

В результате расчетов затрат на перекачку и подогрев при транспортировке БН методом ГП без применения разбавителя была получена следующая графическая зависимость ЭЗ от начальной температуры подогрева (рисунок 4.2).

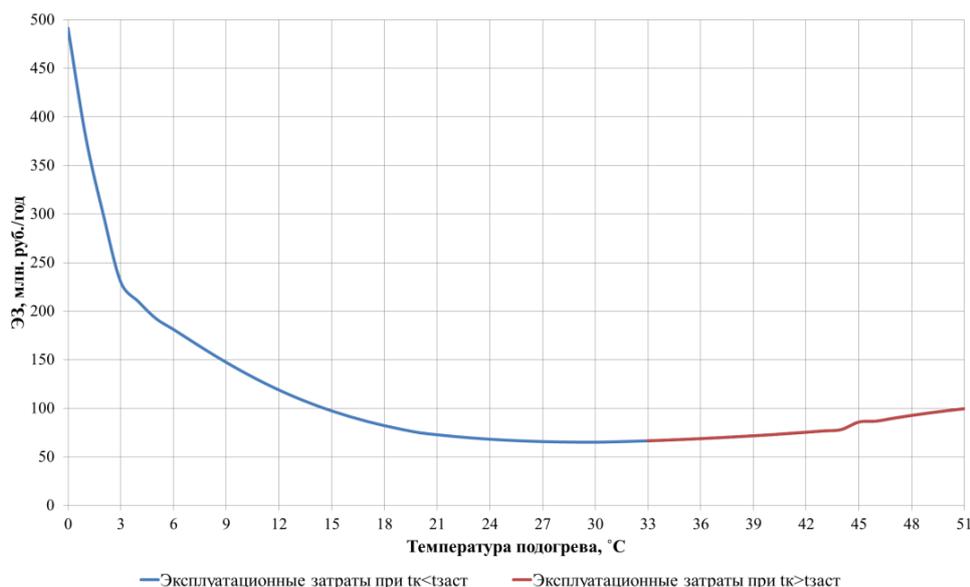


Рисунок 4.2 – Зависимость эксплуатационных затрат при перекачке битуминозной нефти от начальной температуры подогрева:

$t_k$  – температура в конце участка НП;  $t_{заст}$  – температура застывания БН

Оптимальной начальной температурой подогрева из условия минимума ЭЗ, согласно таблице 4.5 и рисунку 4.2, является 33 °С. Конечной температурой является 18,42 °С. Суммарные затраты составляют 66,63 млн. руб/год.

Суммарные затраты на перекачку БН без предварительного подогрева составляют 490,79 млн.руб/год, что в 7,4 раз больше затрат, составляющих при применении ГП. Эффективность предварительного подогрева БН очевидна.

#### 4.2.2 Расчёт оптимального количества разбавителя при перекачке без подогрева в целях минимизации эксплуатационных затрат

Целью расчета является определение оптимальной концентрации разбавителя, при которой ЭЗ будут минимальны.

### Методика расчета

Методика расчета оптимальной концентрации разбавителя взята согласно источникам [29, 53, 54]. Определение основных параметров для гидравлического расчета НП с учетом природы перекачиваемой жидкости было взято из источников [29, 53]. Расчет ЭЗ на транспортировку БН в смеси с разбавителем основан на работе [54].

### Алгоритм расчета

Алгоритм расчета ЭЗ при ПУР представлен на рисунке 4.1 (красным цветом).

1. Определяем зависимость кинематической вязкости от содержания разбавителя в смеси  $\nu_{см}(X)$ . Данную зависимость можно определить как при построении модели с помощью программных комплексов при наличии экспериментальных данных, так и по формуле, являющейся обобщением формулы Кусакова:

$$\nu_{см(теор)}(X) = \nu_H \cdot \left(\frac{\nu_p}{\nu_H}\right)^X \exp[-bX(1 - X)], \quad (4.25)$$

$$b = -\left[a + \ln\left(\frac{\nu_H}{\nu_p}\right)\right], \quad (4.26)$$

$$a = X_0 \cdot \ln\left(\frac{\nu_H}{\nu_p}\right) - \frac{(1+X_0)^2}{X_0} \ln\left(\frac{\nu_H}{\nu_{осм}}\right), \quad (4.27)$$

где  $X = \frac{Q_p}{Q_H}$  – относительное количество разбавителя, равное отношению расходов разбавителя и заданного расхода высоковязкой нефти;  
 $Q_p$  и  $Q_H$  – объемный расход разбавителя и нефти соответственно, м<sup>3</sup>/с;  
 $\nu_p$  и  $\nu_H$  – кинематическая вязкость разбавителя и нефти соответственно, м<sup>2</sup>/с;  
 $\nu_{осм}$  – кинематическая вязкость смеси при относительном количестве разбавителя, равным  $X_0$ , м<sup>2</sup>/с.

2. Определяем зависимость плотности смеси от относительного количества разбавителя  $\rho_{см}(X)$ :

$$\rho_{см}(X) = \frac{\rho_H + \rho_p X}{1 + X}, \quad (4.28)$$

где  $\rho_H$  и  $\rho_p$  – плотность нефти и разбавителя соответственно, кг/м<sup>3</sup>.

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки битуминозной нефти	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Определяем зависимость числа Рейнольдса от относительного количества разбавителя  $Re(X)$ :

$$Re(X) = \frac{4Q_H(1+X)}{\pi d v_{cm}(X)}. \quad (4.29)$$

4. Из-за высокой вязкости исходной нефти перекачка нефти с разбавлением ведётся при числах Рейнольдса, не превышающих 50000. Поэтому гидравлический уклон  $i(X)$  можно вычислить по формуле Лейбензона (с учётом переходного режима течения):

а) Для ламинарного режима течения при  $Re \leq 2300$ :

$$i_L(X) = 4,15 \frac{Q_H(1+X)v_{cm}(X)}{d^4}, \quad (4.30)$$

б) Для турбулентного режима течения при  $Re > 2300$ :

$$i_T(X) = 4,15 \frac{Q_H(1+X)v_{cm}(X)}{d^4} [1 - \psi(X)] + 0,0247 \cdot \left[ \frac{Q_H^{1,75}(1+X)^{1,75} v_{cm}^{0,25}(X)}{d^{4,75}} \cdot \psi(X) \right], \quad (4.31)$$

$$\psi(X) = 1 - \exp[-0,002 \cdot (Re(X) - 2300)]. \quad (4.32)$$

при  $Re > 10\,000$  коэффициент  $\psi(X)$  принимают равным единице.

5. Определяем зависимость потерь напора от относительного количества разбавителя  $\Delta H(X)$ :

$$\Delta H(X) = iL. \quad (4.33)$$

6. Определяем затраты механической энергии в зависимости от относительного количества разбавителя  $S_M(X)$ :

$$S_M(X) = \frac{\sigma_M}{\eta_M} Q_H(1+X)\rho_{cm}(X)g \cdot \Delta H(X). \quad (4.34)$$

7. Определяем затраты на разбавление нефти в зависимости от относительного количества разбавителя  $S_P(X)$ :

$$S_P(X) = \sigma_P Q_H X \cdot \rho_{cm}(X), \quad (4.35)$$

где  $\sigma_P$  – стоимость единицы массы разбавителя, руб/кг.

8. Определяем суммарные эксплуатационные затраты  $S(X)$ :

$$S(X) = S_M(X) + S_P(X). \quad (4.36)$$

9. Находим оптимальную концентрацию разбавителя из условия минимума эксплуатационных затрат:  $\min[S(X)]$ .

### Исходные данные для расчета

Реологические характеристики БН, МКН и их смесей при различных концентрациях в диапазоне температур от 5 до 60 °С находятся в таблицах А.1 – А.5 (приложение А). Остальные данные, принятые для расчета оптимальной концентрации разбавителя, приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6. Исходные данные для расчета оптимальной концентрации разбавителя

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Массовый расход нефти, G	млн.т./год	10
Внутренний диаметр нефтепровода, d	м	0,51
Длина участка нефтепровода, L	м	18000
Плотность нефти при 20 °С, $\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	964
Плотность разбавителя при 20 °С, $\rho_p$	кг/м <sup>3</sup>	911
Начальное количество разбавителя, X <sub>0</sub>	доли	0,25
Стоимость единицы массы разбавителя, $\sigma_p$	руб/кг	4·10 <sup>-3</sup>
Стоимость единицы механической энергии, $\sigma_m$	руб/(Вт·с)	3,9·10 <sup>-7</sup>
КПД насосного оборудования, $\eta_m$	доли	0,76

### Расчет

1. Определяем объемный расход нефти при стандартных условиях Q<sub>н</sub> по формуле (4.7):

$$Q_H = \frac{G}{\rho_{H20}} = \frac{10 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{964 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,329 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

2. Определяем плотность нефти и разбавителя при температуре 0 °С по формуле (4.8). Коэффициент объемного расширения берем по таблице 4.2:

$$\rho_{n0} = 964 \cdot [1 + 0,000568 \cdot (20 - 0)] = 974,951 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{p0} = 911 \cdot [1 + 0,000693 \cdot (20 - 0)] = 923,626 \text{ кг/м}^3.$$

3. Определяем коэффициент крутизны вискограммы при концентрации разбавителя 0% (БН), 25%, 50%, 75% и 100% (МКН) при температуре 0 °С:

$$u_{0\%}(0^\circ\text{C}) = \frac{1}{5 - 10} \ln \left( \frac{8738,66}{15229,26} \right) = 0,111 \frac{1}{^\circ\text{C}}$$

Остальные значения коэффициентов крутизны вискограммы для других концентраций разбавителя приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7. Значения коэффициентов крутизны вискограммы и кинематической вязкости БН, смеси и МКН при  $t = 0 \text{ }^\circ\text{C}$

X	0	0,25	0,5	0,75	1
$\alpha, 1/^\circ\text{C}$	0,111	0,0593	0,0623	0,0693	0,0554
$\nu, \text{м}^2/\text{с}$	0,026541	0,006331	0,001606	0,001169	0,000337

4. Определяем кинематическую вязкость для разных концентраций разбавителя при температуре  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  по формуле (4.10):

$$\nu_{0\%}(0^\circ\text{C}) = \frac{8738,66}{1000000} \cdot \exp[-0,111(0 - 10)] = 0,0265407 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Остальные значения кинематической вязкости при концентрации разбавителя 25%, 50%, 75%, 100% приведены в таблице 4.7.

5. Определяем зависимость кинематической вязкости от содержания разбавителя в смеси при температуре  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  по формулам (4.25) – (4.27):

$$a = 0,25 \cdot \ln\left(\frac{0,0265407}{0,0003368}\right) - \frac{(1 + 0,25)^2}{0,25} \ln\left(\frac{0,0265407}{0,0063307}\right) = -7,866,$$

$$b = -\left[-7,866 + \ln\left(\frac{0,0265407}{0,0003368}\right)\right] = 3,499,$$

$$\begin{aligned} \nu_{\text{см(теор)}}(0,25) &= 0,0265407 \cdot \left(\frac{0,0265407}{0,0003368}\right)^{0,25} \exp[-3,499 \cdot 0,25(1 - 0,25)] = \\ &= 0,004622 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \end{aligned}$$

$$\nu_{\text{см(теор)}}(0,5) = 0,001246 \frac{\text{м}^2}{\text{с}},$$

$$\nu_{\text{см(теор)}}(0,75) = 0,000521 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

Сравнивая  $\nu_{\text{см(теор)}}(X)$  с  $\nu_{\text{см}}(X)$  из таблицы 4.7, можно заметить, что значения, полученные по формуле (4.25) сильно отличаются от экспериментальных данных. Значит, в данном случае формулу Кусакова применять нельзя.

Используя программный комплекс MS Excel [55], найдем зависимость кинематической вязкости от содержания разбавителя в смеси при температуре  $0 \text{ }^\circ\text{C}$ :

$$v_{см(теор')}(X) = \blacksquare^4 - \blacksquare^3 + \blacksquare^2 - \blacksquare + \blacksquare,$$

$$v_{см(теор')}(0,25) = 0,006331 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$v_{см(теор')}(0,5) = 0,001606 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$v_{см(теор')}(0,75) = 0,001169 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Сравнивая  $v_{см(теор')}(X)$  с  $v_{см}(X)$  из таблицы 4.7, можно заметить, что значения, полученные с помощью MS Excel практически не отличаются от экспериментальных данных. Значит, для зависимости кинематической вязкости от содержания разбавителя в смеси при температуре 0 °С используем формулу, полученную с помощью MS Excel.

Остальные значения кинематической вязкости при различных концентрациях разбавителя приведены в таблице 4.8.

6. Определяем плотность смеси при концентрации разбавителя 25% по формуле (4.28):

$$\rho_{см}(0,25) = \frac{974,951 + 923,626 \cdot 0,25}{1 + 0,25} = 964,686 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Остальные значения плотности смеси при различных концентрациях разбавителя приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчета параметров для определения оптимальной концентрации разбавителя

X, %	$v_{см}, \text{мм}^2/\text{с}$	$\rho_{см}, \text{кг}/\text{м}^3$	Re	$\psi$	i	$\Delta H, \text{м}$	$S_m, \text{млн руб}/\text{год}$	$S_r, \text{млн руб}/\text{год}$	$S, \text{млн руб}/\text{год}$
0	26541	974,95	31	0	■	■	■	■	■
5	20503,93	972,51	42	0	■	■	■	■	■
10	15611,29	970,29	58	0	■	■	■	■	■
15	11710,98	968,26	81	0	■	■	■	■	■
20	8661,32	966,40	114	0	■	■	■	■	■
25	6331,05	964,69	162	0	■	■	■	■	■
30	4599,32	963,11	232	0	■	■	■	■	■
35	3355,72	961,64	331	0	■	■	■	■	■
40	2500,26	960,29	460	0	■	■	■	■	■
45	1943,36	959,02	613	0	■	■	■	■	■
50	1605,87	957,84	767	0	■	■	■	■	■
55	1419,06	956,74	897	0	0,044	800	61,87	21,08	82,95
60	1324,63	955,70	992	0	■	■	■	■	■
65	1274,68	954,73	1064	0	■	■	■	■	■

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

70	1231,76	953,82	1134	0	■	■	■	■	■
75	1168,82	952,95	1230	0	■	■	■	■	■
80	1069,25	952,14	1383	0	■	■	■	■	■
85	926,851	951,37	1640	0	■	■	■	■	■
90	745,83	950,64	2093	0	■	■	■	■	■
95	540,86	949,95	2962	■	■	■	■	■	■
100	337	949,29	4876	■	■	■	■	■	■

**Примечание.**

Зеленым цветом обозначены параметры перекачки, при которых ЭЗ минимальны.

Оранжевым цветом обозначен турбулентный режим движения БН в смеси с МКН.

7. Определяем число Рейнольдса для смеси при концентрации разбавителя 25% по формуле (4.29):

$$Re(0,25) = \frac{4 \cdot 0,329 \cdot (1 + 0,25)}{3,14 \cdot 0,51 \cdot 0,006331} = 162,22.$$

Остальные значения числа Рейнольдса при различных концентрациях разбавителя приведены в таблице 4.8.

8. Рассчитаем гидравлический уклон для смеси при концентрации разбавителя 25%. Так как  $Re(0,25) < 2300$ , то режим течения – ламинарный. Воспользуемся формулой (4.30):

$$i_{\text{л}}(0,25) = 4,15 \frac{0,329 \cdot (1 + 0,25) \cdot 0,006331}{0,51^4} = \text{■}.$$

Остальные значения гидравлического уклона при различных концентрациях разбавителя приведены в таблице 4.8.

9. Определяем потери напора для смеси при концентрации разбавителя 25% по формуле (4.33):

$$\Delta H(0,25) = \text{■} \cdot 18000 = \text{■} \text{ м.}$$

Остальные значения потерь напора при различных концентрациях разбавителя приведены в таблице 4.8.

10. Определяем затраты механической энергии для перекачки БН вместе с разбавителем при концентрации разбавителя 25% по формуле (4.34):

$$S_M(0,25) = \frac{3,9 \cdot 10^7}{0,76} 0,329 \cdot (1 + 0,25) \cdot 964,686 \cdot 9,81 \cdot \text{■} = \text{■} \text{ руб/с.}$$

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

Остальные значения затрат механической энергии при различных концентрациях разбавителя приведены в таблице 4.8.

11. Определяем затраты на разбавление БН при концентрации разбавителя 25% по формуле (4.35):

$$S_p(0,25) = 0,004 \cdot 0,329 \cdot 0,25 \cdot 964,686 = \blacksquare \text{руб/с.}$$

Остальные значения затрат на разбавление БН при различных концентрациях разбавителя приведены в таблице 4.8.

12. Определяем суммарные ЭЗ при концентрации разбавителя 25% по формуле (4.36):

$$S(0,25) = \blacksquare + \blacksquare = \blacksquare \text{руб/с} = \blacksquare \text{млн. руб/год.}$$

Остальные значения суммарных ЭЗ при различных концентрациях разбавителя приведены в таблице 4.8.

#### *Результаты расчетов*

В результате расчетов затрат на перекачку и разбавление при транспортировке БН методом ПУР без применения предварительного подогрева была получена следующая графическая зависимость ЭЗ от концентрации разбавителя (рисунок 4.3).

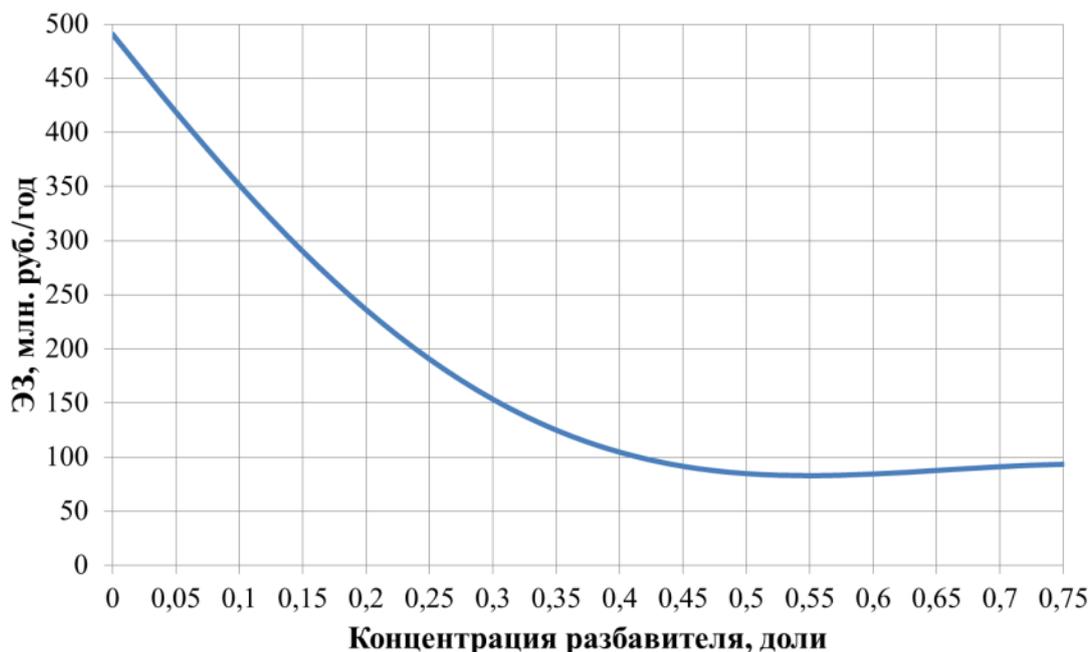


Рисунок 4.3 – Зависимость эксплуатационных затрат при перекачке битуминозной нефти от концентрации разбавителя

Оптимальной концентрацией разбавителя является 55 %, при которой ЭЗ будут составлять 82,95 млн. руб/год. Однако в данном примере сделано допущение – не учитывалась температура застывания БН.

Суммарные затраты на перекачку БН без применения разбавителя составляют 490,79 млн.руб/год, что намного больше затрат, составляющих при использовании разбавителя. Эффективность разбавления БН с помощью МКН очевидна.

#### 4.2.3 Расчёт оптимальных значений количества разбавителя и начальной температуры подогрева в целях минимизации эксплуатационных затрат

*Целью расчета* является определение параметров: оптимальной концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева для перекачки БН, при которых ЭЗ будут минимальны.

##### *Методика расчета*

Методика расчета оптимальной концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева взята согласно источникам [1, 29, 51, 54]. Определение основных параметров для расчета неизотермических трубопроводов были взяты из источников [1, 29]. Расчет ЭЗ на транспортировку БН методом ГП и ПУР основан на работах [51, 54].

##### *Алгоритм расчета*

Алгоритм расчета ЭЗ при КП представлен на рисунке 4.1.

1. Определяем зависимость динамической вязкости от объёмной концентрации разбавителя и температуры  $\mu_{см}(X, t)$ . Данную зависимость можно определить при построении модели с помощью программных комплексов при наличии экспериментальных данных.

2. Определяем зависимость числа Рейнольдса от объёмной концентрации разбавителя и температуры  $Re(X, t)$ :

$$Re(X, t) = \frac{4Q_H \rho_{см}(X) \cdot (1+X)}{\pi d \mu_{см}(X, t)}. \quad (4.37)$$

3. Определяем температуру  $t_{кр}(X)$ , при которой происходит смена режима течения из равенства:  $Re_{кр}(X, t_{кр}) = 2300$ .

					Выбор оптимальной технологии повышения эффективности транспортировки битуминозной нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

4. Определяем удельную теплоемкость в зависимости от объёмной концентрации разбавителя и температуры  $c_v(X, t)$  по формуле Крето:

$$c_v(X, t) = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{cm}(X)}} [762 + 3,39(t + 273)]. \quad (4.38)$$

5. Определяем в зависимости от объёмной концентрации разбавителя и температуры длину участка нефтепровода с турбулентным режимом  $L_T(X, t)$ :

$$L_T(X, t) = \frac{Q_H \cdot (1+X) \cdot \rho_{cm}(X) \cdot c_v(X, t)}{\pi d K_T} \ln \left( \frac{t_H - t_0}{t_{кр} - t_0} \right). \quad (4.39)$$

6. Определяем в зависимости от объёмной концентрации разбавителя и температуры конечную температуру нефти  $t_k(X, t)$ :

$$t_k(X, t) = t_H + (t_H - t_0) \cdot \exp \left( \frac{K_L \pi d L}{Q_H \cdot (1+X) \cdot \rho_{cm}(X) \cdot c_v(X, t)} \right) \cdot \left( \frac{t_{кр}(X) - t_0}{t_H - t_0} \right)^{1 - \frac{K_L}{K_T}}. \quad (4.40)$$

7. Определяем гидравлический уклон  $i(X, t)$  по формуле Лейбензона (с учётом переходного режима течения):

а) Для ламинарного режима течения при  $Re \leq 2300$ :

$$i_L(X, t) = 4,15 \frac{Q_H(1+X)\mu_{cm}(X,t)}{d^4 \rho_{cm}(X)}, \quad (4.41)$$

б) Для турбулентного режима течения при  $Re > 2300$ :

$$i_T(X, t) = 4,15 \frac{Q_H(1+X)\mu_{cm}(X,t)}{d^4 \rho_{cm}(X)} [1 - \psi(X, t)] + 0,0247 \cdot \left[ \frac{Q_H^{1,75} (1+X)^{1,75} v^{0,25}(t)}{d^{4,75}} \cdot \psi(X, t) \cdot \left( \frac{\mu_{cm}(X,t)}{\rho_{cm}(X)} \right)^{0,25} \right], \quad (4.42)$$

$$\psi(X, t) = 1 - \exp[-0,002 \cdot (Re(X, t) - 2300)]. \quad (4.43)$$

при  $Re > 10\,000$  коэффициент  $\psi(X, t)$  принимают равным единице.

8. Определяем в зависимости от объёмной концентрации разбавителя и температуры потери напора с учетом неизотермичного течения  $\Delta H(X, t)$ :

а) На участке с ламинарным режимом течения:

$$\Delta H_L(X, t) = \frac{i_L(X, t) c_v(X, t) Q_H (1+X) \rho_{cm}(X)}{\pi d K_L} \ln \left( \frac{t_x - t_0}{t_k(X, t_H) - t_0} \right), \quad (4.44)$$

где  $t_x = t_H$  – если на всем участке НП режим течения ламинарный;  
 $t_x = t_{кр}(X)$  – если существует участок с турбулентным режимом.

б) На участке с турбулентным режимом течения:

$$\Delta H_T(X, t) = \frac{i_T(X, t) c_v(X, t) Q_H (1+X) \rho_{см}(X)}{\pi d K_L} \ln \left( \frac{t_H - t_0}{t_y - t_0} \right), \quad (4.45)$$

где  $t_y = t_k(X, t)$  – если на всем участке НП режим течения турбулентный;  $t_y = t_{кр}(X)$  – если существует участок с ламинарным режимом.

9. Определяем ЭЗ при перекачке нефти с применением разбавления и подогрева  $S(X, t_H)$ :

$$S(X, t_H) = \frac{\sigma_M}{\eta_M} Q_H (1+X) \rho_{см}(X) g \cdot \Delta H(X, t_H) + \frac{\sigma_T}{\eta_T} Q_H (1+X) \rho_{см}(X) c_v(X, t_H) \cdot (t_H - t_k(X, t_H)) + \sigma_P Q_H X \cdot \rho_{см}(X). \quad (4.46)$$

10. Находим оптимальную концентрацию разбавителя и начальную температуру подогрева из условия минимума ЭЗ:  $\min[S(X, t_H)]$ .

### Исходные данные

Исходные данные, принятые для расчета оптимальной концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9. Исходные данные для расчета оптимальных параметров при КП БН

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Массовый расход нефти, G	млн.т./год	10
Внутренний диаметр нефтепровода, d	м	0,51
Длина участка нефтепровода, L	м	18000
Плотность нефти при 20 °С, $\rho_H$	кг/м <sup>3</sup>	964
Плотность разбавителя при 20 °С, $\rho_P$	кг/м <sup>3</sup>	911
Температура окружающей среды, $t_0$	°С	0
Температура застывания нефти, $t_{заст}$	°С	18
Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среду при турбулентном режиме перекачки, $K_T$	Вт/(м <sup>2</sup> ·°С)	13,76
Коэффициент теплопередачи от нефти в окр. среду при ламинарном режиме перекачки, $K_L$	Вт/(м <sup>2</sup> ·°С)	12,38
Стоимость единицы механической энергии, $\sigma_M$	руб/(Вт·с)	$3,9 \cdot 10^{-7}$
Стоимость единицы тепловой энергии, $\sigma_T$	руб/Дж	$1,5 \cdot 10^{-7}$
Стоимость единицы массы разбавителя, $\sigma_P$	руб/кг	$4 \cdot 10^{-3}$
КПД насосного оборудования, $\eta_M$	доли	0,76
КПД теплового оборудования, $\eta_T$	доли	0,79

Реологические характеристики БН, МКН и их смесей при различных концентрациях разбавителя в диапазоне температур от 5 до 60 °С находятся в таблицах А.1 – А.5 (приложение А).

### Расчет

1. Определяем объемный расход БН при стандартных условиях  $Q_H$  по формуле (4.7):

$$Q_H = \frac{G}{\rho_{H_2O}} = \frac{10 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{964 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 0,329 \frac{M^3}{c}.$$

2. Используя программный комплекс MS Excel [55], найдем зависимость динамической вязкости от концентрации разбавителя для температур 0 °С, 5 °С, 10 °С, 20 °С, 30 °С, 40 °С, 60 °С соответственно:

$$\begin{aligned} \mu(0 \text{ } ^\circ\text{C}, X) &= \blacksquare X^4 - \blacksquare X^3 + \blacksquare X^2 - \blacksquare X + \blacksquare, \\ \mu(5 \text{ } ^\circ\text{C}, X) &= \blacksquare X^4 - \blacksquare X^3 + \blacksquare X^2 - \blacksquare X + \blacksquare, \\ \mu(10 \text{ } ^\circ\text{C}, X) &= \blacksquare X^4 - \blacksquare X^3 + \blacksquare X^2 - \blacksquare X + \blacksquare, \\ \mu(20 \text{ } ^\circ\text{C}, X) &= \blacksquare X^4 - \blacksquare X^3 + \blacksquare X^2 - \blacksquare X + \blacksquare, \\ \mu(30 \text{ } ^\circ\text{C}, X) &= \blacksquare X^4 - \blacksquare X^3 + \blacksquare X^2 - \blacksquare X + \blacksquare, \\ \mu(40 \text{ } ^\circ\text{C}, X) &= \blacksquare X^4 - \blacksquare X^3 + \blacksquare X^2 - \blacksquare X + \blacksquare, \\ \mu(60 \text{ } ^\circ\text{C}, X) &= \blacksquare X^4 - \blacksquare X^3 + \blacksquare X^2 - \blacksquare X + \blacksquare. \end{aligned}$$

Значения динамической вязкости от концентрации разбавителя для температур 0 °С, 5 °С, 10 °С, 20 °С, 30 °С, 40 °С, 60 °С занесены в таблицу Б.1 (приложение Б).

Зависимость динамической вязкости от температуры для различных концентраций находятся через коэффициент крутизны вискограммы по формуле (4.9).

Результаты вычислений коэффициентов крутизны вискограммы представлены в таблице 4.10.

Для примера определим динамическую вязкость при 2 °С и концентрации разбавителя 10%:

$$\mu(2^\circ\text{C}; 0,1) = 15165,42 \cdot \exp[-0,07 \cdot (2^\circ\text{C} - 0^\circ\text{C})] = 13180,34 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Остальные значения динамической вязкости приведены в таблице Б.1 (приложение Б).

Таблица 4.10. Значения коэффициента крутизны вискограммы в зависимости от температуры и концентрации разбавителя

t, °C / X, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
<b>0-5</b>	0,112	0,070	0,030	-0,005	-0,021	0,003	0,046	0,047	-0,003	-0,063	0,009
<b>5-10</b>	0,112	0,112	0,111	0,106	0,096	0,082	0,071	0,080	0,096	0,103	0,048
<b>10-20</b>	0,112	0,107	0,102	0,097	0,090	0,084	0,080	0,081	0,085	0,087	0,084
<b>20-30</b>	0,094	0,090	0,086	0,082	0,077	0,072	0,067	0,066	0,067	0,067	0,050
<b>30-40</b>	0,078	0,074	0,071	0,067	0,064	0,059	0,055	0,052	0,051	0,049	0,037
<b>40-60</b>	0,063	0,060	0,057	0,054	0,050	0,045	0,042	0,040	0,041	0,041	0,035

3. Плотность смеси в зависимости от концентрации разбавителя берем из таблицы 4.8 и переносим в таблицу Б.2 (приложение Б).

4. Определяем число Рейнольдса при концентрации разбавителя 10% и температуры 2 °C по формуле (4.37):

$$Re(2^{\circ}\text{C}; 0,1) = \frac{4 \cdot 0,329 \cdot 970,285 \cdot (1 + 0,1)}{3,14 \cdot 0,51 \cdot \frac{13180,34}{1000}} = 66,53.$$

Остальные значения числа Рейнольдса приведены в таблице Б.2 (приложение Б).

5. Исходя из таблицы Б.2 определяем температуру нефти с разбавителем, при котором ламинарный режим течения нефти меняется на турбулентный. Для концентрации разбавителя 10% и температуры 2 °C критическая температура будет равна 41 °C, так как при  $t \leq 41^{\circ}\text{C}$  режим течения ламинарный ( $Re \leq 2300$ ), а при  $t > 41^{\circ}\text{C}$  режим течения становится турбулентным ( $Re > 2300$ ).

6. Определим удельную теплоёмкость при концентрации разбавителя 10% и температуры 2 °C по формуле (4.38):

$$c_v(2^{\circ}\text{C}; 0,1) = \frac{31,56}{\sqrt{970,285}} [762 + 3,39(2 + 273)] = 1716,58 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C}}.$$

Остальные значения удельной теплоемкости приведены в таблице Б.3 (приложение Б).

7. Длина турбулентного участка нефтепровода при числе Рейнольдса менее 2300 равняется нулю. Определим длину турбулентного участка при концентрации разбавителя 10% и температуры 45 °С по формуле (4.39):

$$L_T(45^\circ\text{C}; 0,1) = \frac{0,329 \cdot (1+0,1) \cdot 970,285 \cdot 1864,27}{3,14 \cdot 0,51 \cdot 13,76} \ln \left( \frac{45-0}{41-0} \right) = 2765,06 \text{ м.}$$

Остальные значения длин турбулентного участка приведены в таблице Б.4 (приложение Б).

8. Определим конечную температуру смеси нефти с разбавителем при концентрации разбавителя 10% и температуры 2 °С по формуле (4.40):

$$t_k(2^\circ\text{C}; 0,1) = 2 + (2 - 0) \cdot \exp \left( \frac{12,38 \cdot 3,14 \cdot 0,51 \cdot 18000}{0,329 \cdot (1 + 0,1) \cdot 970,285 \cdot 1716,58} \right) \cdot \left( \frac{41 - 0}{2 - 0} \right)^{1 - \frac{12,38}{13,76}} =$$

$$= \blacksquare^\circ\text{C.}$$

Остальные значения конечной температуры смеси нефти с разбавителем приведены в таблице Б.5 (приложение Б).

9. Определим гидравлический уклон при концентрации разбавителя 10% и температуры 2 °С. Так как  $Re(2^\circ\text{C}; 0,1) < 2300$ , то режим течения ламинарный. Используем формулу (4.41):

$$i_l(2^\circ\text{C}; 0,1) = 4,15 \frac{0,329(1 + 0,1) \frac{13180,34}{1000}}{0,51^4 \cdot 970,285} = \blacksquare.$$

Остальные значения гидравлического уклона приведены в таблице Б.6 (приложение Б). Для определения гидравлического при турбулентном режиме были использованы формулы (4.42) и (4.43).

10. Определим потери напора при концентрации разбавителя 10% и температуры 2 °С по формуле (4.44):

$$\Delta H_{л}(2^\circ\text{C}; 0,1) = \frac{\blacksquare \cdot 1716,58 \cdot 0,329(1 + 0,1) \cdot 970,285}{12,38 \cdot 3,14 \cdot 0,51} \cdot \ln \left( \frac{2 - 0}{\blacksquare - 0} \right) = \blacksquare \text{ м.}$$

Остальные значения потерь напора приведены в таблице Б.7 (приложение Б).

11. Определим ЭЗ при перекачке БН при концентрации разбавителя 10% и температуры 2 °С по формуле (4.46):

$$S(2^{\circ}\text{C}; 0,1) = \frac{3,9 \cdot 10^7}{0,76} 0,329 \cdot (1 + 0,1) \cdot 970,285 \cdot 9,81 \cdot \blacksquare + \frac{15 \cdot 10^8}{0,79} 0,329 \cdot 970,285 \cdot$$

$$\cdot 1716,58 \cdot (2 - \blacksquare) + 0,004 \cdot 0,329 \cdot 0,1 \cdot 970,285 = \blacksquare \frac{\text{руб}}{\text{с}} =$$

$$= \blacksquare \text{ млн. руб/год.}$$

Остальные значения ЭЗ приведены в таблице Б.8 (приложение Б).

### Результаты расчетов

В результате расчетов затрат на перекачку, подогрев и разбавление при транспортировке БН методом КП была получена следующая графическая зависимость ЭЗ от концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева (рисунок 4.4).

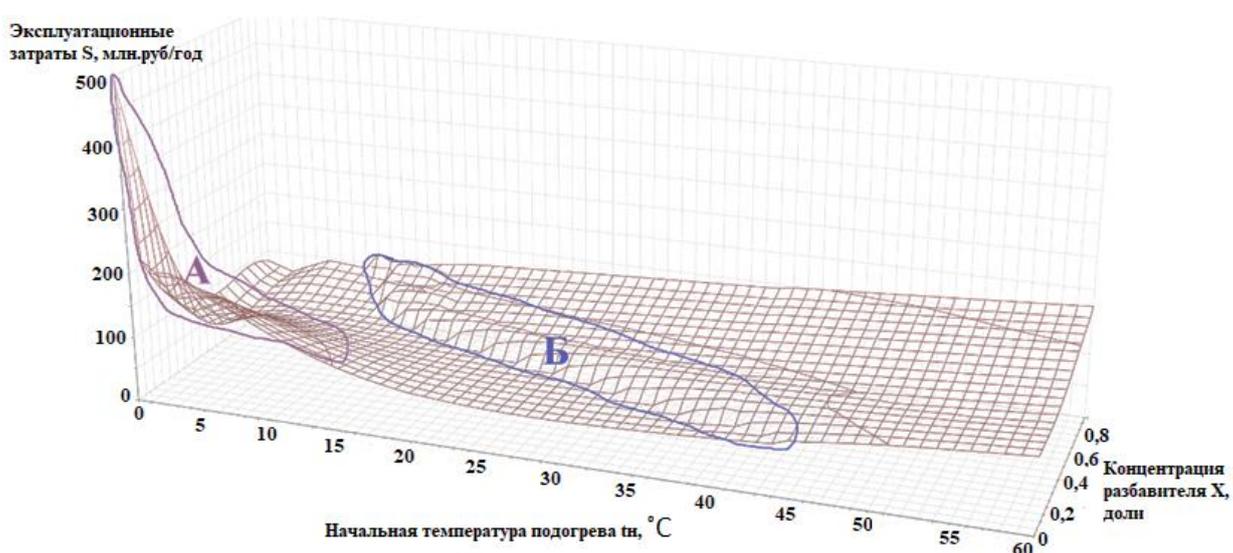


Рисунок 4.4 – Зависимость эксплуатационных затрат при перекачке битуминозной нефти от концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева

На данном графике наглядно представлена область резкого понижения ЭЗ (область «А»), связанная с уменьшением потерь напора в результате улучшения РС перекачиваемой среды (понижение вязкости БН вследствие применения технологий ГП, ПУР или КП). В области «Б» наблюдается скачкообразное возрастание ЭЗ, обусловленное увеличением потерь напора в связи с переходом перекачиваемой жидкости из ламинарного режима течения в турбулентный (развитие турбулентной диффузии) [56].

Таким образом, оптимальными условиями для перекачки БН является использование разбавителя с концентрацией 30% и начальной температурой

подогрева 29 °С. При этом конечная температура смеси БН с МКН составит 18,06 °С, а ЭЗ будут минимальны – 65,12 млн.руб/год.

Суммарные затраты на перекачку БН без предварительного подогрева и применения разбавителя составляют 490,79 млн.руб/год, что гораздо больше затрат, составляющих при применении КП. Эффективность применения подогрева БН совместно с ее разбавление очевидна.

#### **4.3 Выбор оптимального способа перекачки битуминозной нефти по трубопроводу**

На основе вышеприведенных расчетов определим наиболее оптимальный способ перекачки БН по трубопроводу (таблица 4.11).

Таблица 4.11 – Результаты расчета оптимальных параметров при различных способах перекачки битуминозной нефти

Способ перекачки	Температура подогрева, °С	Концентрация разбавителя, %	Конечная температура, °С	Потери напора, м	ЭЗ, млн. руб/год
Без воздействия на РС	–	–	0	9652	490,79
ГП	33	–	18,4	309	66,63
ПУР	–	55	0	800	82,95
КП	29	30	18,1	236	65,12

Таким образом, ЭЗ могут быть значительно снижены за счет применения технологии ГП, ПУР и КП. Эффективность каждого метода по отношению к традиционной технологии перекачки БН без воздействия на ее РС составляют 86,4 %, 83,1 % и 86,7 % соответственно.

Наименее затратной технологией для транспортировки БН является комбинация методов, которая позволит сократить ЭЗ на 2,3 %, по сравнению с применением только предварительного подогрева продукта, и на 27,4 %, если бы использовалась технология, направленная на разбавление БН маловязким компонентом.



заказчика. При продвижении разработки следует ориентироваться на предприятия, транспортирующих ВВН с малым содержанием парафинов и высоким содержанием САВ в осложненных условиях.

### 5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития [57].

Проведем сравнение конкурентоспособности комбинированной перекачки (Ф) перед ГП ( $K_1$ ) и ПУР ( $K_2$ ). Результаты представим в виде оценочной карты (таблица 5.1), где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная.

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия $V_i$	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_\Phi$	$B_{K1}$	$B_{K2}$	$K_\Phi$	$K_{K1}$	$K_{K2}$
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,06	5	4	5	0,30	0,24	0,30
2. Удобство в эксплуатации	0,09	4	5	5	0,36	0,45	0,45
3. Помехоустойчивость	0,06	4	4	4	0,24	0,24	0,24
4. Энергоэкономичность	0,11	5	4	3	0,55	0,44	0,33
5. Надежность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Безопасность	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
7. Простота эксплуатации	0,09	3	4	5	0,27	0,36	0,45
<b>Экономически критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность технологии	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
2. Уровень проникновения на рынок	0,07	4	5	5	0,28	0,35	0,28
3. Цена	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
5. Финансирование научной разработки	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>55</b>	<b>52</b>	<b>52</b>	<b>4,6</b>	<b>4,36</b>	<b>4,33</b>

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (5.1)$$

где  $B_i$  – вес показателя, доли;

$B_i$  – балл  $i$ -ого показателя.

В результате анализа таблица 5.1 можно сделать вывод, что КП является наиболее конкурентоспособной по сравнению с такими методами, как ГП и ПУР вследствие превышения ее показателя конкурентоспособности над другими (4,6 против 4,36 и 4,33 соответственно).

Также по оценочной карте видно, что самым уязвимым местом КП перед ГП и ПУР являются такие критерии, как простота и удобство в эксплуатации. Это связано с тем, что КП включает в себя и применение предварительного подогрева, и использование разбавителя.

### 5.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ является инструментом стратегического менеджмента и представляет собой комплексное исследование технического проекта, приобретшего свое применение в исследованиях внутренней и внешней сферы проекта.

Для того чтобы провести SWOT-анализа составляется матрица «SWOT», в которой отображаются сильные (С) и слабые (Сл) стороны проекта, а также возможности (В) и угрозы (У) [57].

В таблице 5.2 и 5.3 показаны соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды, которые помогут выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 5.1 – Интерактивная матрица возможностей

Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4
B1	+	+	0	+
B2	+	+	–	–
B3	–	+	–	+

Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
В1	–	–	+	–
В2	–	+	+	+
В3	–	+	–	–

Таблица 5.2 – Интерактивная матрица угроз

Сильные стороны проекта				
	С1	С2	С3	С4
У1	–	+	–	+
У2	+	+	–	–
У3	+	–	–	–
Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
У1	+	–	+	–
У2	–	+	+	+
У3	–	+	–	–

Результаты SWOT-анализа, проведенного в рамках данной работы, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – SWOT-анализ

<p><b>Внутренняя среда</b></p> <p><b>Внешняя среда</b></p>	<p><b>Сильные стороны проекта:</b></p> <p>С1. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С2. Энергоэффективность технологии.</p> <p>С3. Применяемая технология соответствует требованиям нормативных документов.</p> <p>С4. Рациональность использования ресурсов.</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b></p> <p>Сл1. Экологичность технологии.</p> <p>Сл2. Необходимость закупки специального оборудования.</p> <p>Сл3. Отсутствие достаточного количества разбавителя вблизи месторождения.</p> <p>Сл4. Строительство дополнительной ветки трубопроводов для поставки разбавителя.</p>
	<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Повышение эффективности работы нефтепроводов и его объектов за счет модернизации технологических схем перекачки.</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на нефтепродукты в районе</p>	<p>1. Повышение производительности работы нефтепроводов и его объектов.</p> <p>2. Снижение затрат на электроэнергию, оборудование, материалы.</p> <p>3. Совместная разработка</p>

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

перекачки продукта. В3. Совместная разработка нескольких месторождений с нефтью разных реологических свойств.	нескольких месторождений.	месторождений с целью выявления оптимальных условий применения технологии.
<b>Угрозы:</b> У1. Разработка более усовершенствованной технологии в связи с научно-техническим прогрессом. У2. Экономическая ситуация в стране, способствующая снижению цены нефть, в результате чего разработка месторождений и эксплуатация НП для перекачки ВН станет экономически нецелесообразным. У3. Нежелание потенциальных потребителей менять производство на предлагаемую технологию.	1. Создание экономически выгодных отношений с компаниями, транспортирующими лёгкие нефти. 2. Быстрая окупаемость средств, потраченных на покупку необходимого оборудования технологической схемы перекачки за счет высокой экономичности и эффективности данного оборудования.	1. Проведение постоянного анализа актуальности системы и её дополнение 2. Прекращение модернизации обустройства нефтепромысла.

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты таблицы 5.3, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

## 5.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работа, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 5.4.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	3	Выбор направления исследования	Исполнитель
	4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	5	Календарное планирование работ	Руководитель. Исполнитель
Теоретические исследования	6	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель
	7	Проведение прочностных и гидравлических расчетов	Исполнитель
	8	Составление алгоритма расчета эксплуатационных затрат	Исполнитель
	9	Расчет оптимального режима перекачки	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности проделанных работ	Руководитель. Исполнитель
Оформление отчета	11	Составление пояснительной записки	Исполнитель
	12	Разработка презентации	Исполнитель

### 5.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Трудовые затраты являются основной частью стоимости разработки проекта. Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер. Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости  $t_{ожі}$  определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (5.2)$$

где  $t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -

ой работы, чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях  $T_{pi}$ , которая учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями и высчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (5.3)$$

где  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (5.4)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  
 $k_{кал}$  – коэффициент календарности, который определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (5.5)$$

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

Проведем расчет для 1 этапа работ «Составление и утверждение задания» по формулам (5.2-5.5).

$$t_{ож1} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 1}{5} = 1 \text{ чел. дней};$$

$$T_{p1} = \frac{1}{1} = 1 \text{ день};$$

$$k_{кал} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22;$$

$$T_{k1} = 1 \cdot 1,22 = 1,22.$$

Результаты остальных этапов занесены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни	$t_{max}$ , чел-дни	$t_{ож}$ , чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	1	1	2
Подбор и изучение материалов по теме	4	8	5,6	1	6	7
Выбор направления исследования	2	3	2,4	1	2	3
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	2	3	2,4	1	2	3
Календарное планирование работ	2	3	2,4	2	1	3
Проведение теоретического исследования темы	11	20	14,6	1	15	18
Проведение прочностных и гидравлических расчетов	6	9	7,2	1	7	9
Составление алгоритма расчета эксплуатационных затрат	3	5	3,8	1	4	5
Расчет оптимального режима перекачки	5	7	5,8	1	6	7
Оценка эффективности проделанных работ	2	3	2,4	2	1	3
Составление пояснительной записки	12	16	13,6	1	14	17
Разработка презентации	2	4	2,8	1	3	3
<b>Итого:</b>	<b>52</b>	<b>83</b>	<b>64,4</b>	–	<b>62</b>	<b>80</b>

Итого для выполнения ВКР потребуется 80 календарных дней. Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Календарный план-график выполнения ВКР

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Февраль			Март			Апрель			Май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение задания	Руководитель	2	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	7	■	■												
3	Выбор направления исследования	Исполнитель	3		■												
4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель	3			■											
5	Календарное планирование работ	Руководитель Исполнитель	3			■	■										
6	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель	18			■	■	■									
7	Проведение прочностных и гидравлических расчетов	Исполнитель	9				■	■	■								
8	Составление алгоритма расчета эксплуатационных затрат	Исполнитель	5					■	■								
9	Расчет оптимального режима перекачки	Исполнитель	7						■	■							
10	Оценка эффективности проделанных работ	Руководитель Исполнитель	3							■	■						
11	Составление пояснительной записки	Исполнитель	17								■	■	■				
12	Разработка презентации	Исполнитель	3									■	■				

■ – Руководитель; ■ – Исполнитель

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

### 5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета проводимого исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### 5.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

В прошлом разделе при выборе оптимальной технологии для перекачки БН были посчитаны годовые эксплуатационные затраты. Для ГП к ЭЗ относят затраты на перекачку и подогрев, для ПУР – затраты на перекачку и разбавление, а для КП – затраты на перекачку, подогрев и разбавление.

В материальные затраты входят затраты на приобретение топлива, сырья и энергии всех видов, используемых на производственные нужды. Следовательно, материальные затраты будут совпадать с ЭЗ (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З <sub>мат</sub> ), млн. руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Механическая энергия (перекачка нефти)	кВт·час	1,404*			15,42	15,86	61,12
Тепловая энергия (подогрев нефти)	МДж	0,15*			37,7	50,77	–
Разбавление нефти	кг	0,004			12	–	21,83
<b>Итого</b>					<b>65,12</b>	<b>66,63</b>	<b>82,95</b>
*принято в соответствии со ставкой тарифа для промышленных потребителей в регионе рассматриваемого участка трубопроводной системы							

### 5.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 5.7). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам.

Таблица 5.7 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, млн. руб.			Общая стоимость оборудования (З <sub>об</sub> ), млн. руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Печь трубчатая блочная ПТБ	2	3	–	40			80	120	–
2.	Резервуар вертикальный стальной РВС-10000 м <sup>3</sup>	1	–	3	30			30	–	90
3.	Смеситель статический «жидкость-жидкость»	4	–	12	0,5			2	–	6
<b>Итого:</b>								<b>112</b>	<b>120</b>	<b>96</b>
<b>Итого (с учетом затрат на доставку и монтаж в размере 15%):</b>								<b>128,8</b>	<b>138</b>	<b>110,4</b>

### 5.3.3 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату З<sub>зп</sub>:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.6)$$

где Z<sub>осн</sub> – основная заработная плата, руб;

Z<sub>доп</sub> – дополнительная заработная плата (12-20% от Z<sub>осн</sub>), руб.

Основная заработная плата (Z<sub>осн</sub>) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (5.7)$$

где  $Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.8)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 5.8)

Таблица 5.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней;	365	
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни);	66	
Потери рабочего времени (отпуск и невыходы по болезни)	56	
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.9)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Далее, проведем расчет заработной платы руководителя по формулам (5.6-5.9):

$$Z_{\text{м.рук}} = 30000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 58500 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн.рук}} = \frac{58500 \cdot 10}{243} = 2407 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн.рук}} = 2407 \cdot 5 = 12035 \text{ руб.}$$

Аналогично, проведем расчет заработной платы исполнителя:

$$Z_{\text{м.исп}} = 13000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 25350 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн.исп}} = \frac{25350 \cdot 10}{243} = 1043 \text{ руб.};$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{\text{осн.исп}} = 1043 \cdot 59 = 61537 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$ , руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$ , руб.	$Z_{\text{дн}}$ , руб.	$T_{\text{р}}$ , раб.дн.	$Z_{\text{осн}}$ , руб.
Руководитель	30000	0,3	0,2	1,3	58500	2407	5	12035
Исполнитель	13000	0,3	0,2	1,3	25350	1043	59	61537
Затраты по основной заработной плате, руб.	<b>73572</b>							

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (5.10)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Подставив значения из таблицы 5.9 в формулу (5.10), получим:

$$Z_{\text{доп.рук}} = 12035 \cdot 0,15 = 1805 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп.ст}} = 61537 \cdot 0,15 = 9231 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = 73572 \cdot 0,15 = 11036 \text{ руб.}$$

Таким образом, суммарные затраты на дополнительную заработную плату составляют 11036 рублей.

### 5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.11)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, равный 0,302 на 2021 год.

Результаты расчета отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	12035	1805
Исполнитель	61537	9231
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%	
<b>Итого:</b>	<b>25552</b>	

### 5.3.5 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{мат}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (5.12)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаемый в размере 16 %.

Рассчитаем накладные расходы для каждой технологии:

$$Z_{\text{накл.исп1}} = (65120000 + 128800000 + 73572 + 11036 + 25552) \cdot 0,16 = 31,04 \text{ млн. руб.}$$

$$Z_{\text{накл.исп2}} = (66630000 + 138000000 + 73572 + 11036 + 25552) \cdot 0,16 = 32,76 \text{ млн. руб.}$$

$$Z_{\text{накл.исп3}} = (82950000 + 110400000 + 73572 + 11036 + 25552) \cdot 0,16 = 30,95 \text{ млн. руб.}$$

### 5.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на проведение исследовательской работы является основой для формирования бюджета.

Определение бюджета затрат на проведение исследовательской работы представлено в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
Материальные затраты НИИ	65 120 000	66 630 000	82 950 000	Пункт 5.3.1
Затраты на специальное оборудование	128 800 000	138 000 000	110 400 000	Пункт 5.3.2

Затраты по основной заработной плате исполнительной темы	73 572			Пункт 5.3.3
Затраты по дополнительной заработной плате исполнительной темы	11 036			Пункт 5.3.3
Отчисления во внебюджетные фонды	25 552			Пункт 5.3.4
Накладные расходы	31 044 825	32 758 426	30 953 626	Пункт 5.3.5
<b>Бюджет затрат НИИ</b>	<b>225 074 985</b>	<b>237 498 586</b>	<b>224 413 786</b>	<b>Сумма ст. 1-5</b>

#### 5.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования ( $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ ) получают в ходе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования и определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.13)$$

где  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения, руб;  
 $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги), руб.

Для первого варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{225\,074\,985}{237\,498\,586} = 0,948.$$

Для второго варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{237\,498\,586}{237\,498\,586} = 1.$$

Для третьего варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{224\,413\,786}{237\,498\,586} = 0,945.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования ( $I_{\text{риси}i}$ ) определяется следующим образом:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{риси}} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.14)$$

где  $a_i$  – весовой коэффициент проекта;  
 $b_i$  – балльная оценка проекта, устанавливается экспериментальным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности труда	0,15	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	5
3. Помехоустойчивость	0,1	4	4	4
4. Энергосбережение	0,25	5	4	3
5. Надежность	0,25	5	5	5
6. Материалоемкость	0,1	4	3	5
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>4,65</b>	<b>4,3</b>	<b>4,4</b>

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{\text{исп.}i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{\text{риси.}i}}{I_{\text{финр.}i}}. \quad (5.15)$$

Для первого варианта исполнения:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{4,65}{0,948} = 4,91.$$

Для второго варианта исполнения:

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{4,3}{1} = 4,3.$$

Для третьего варианта исполнения:

$$I_{\text{исп.3}} = \frac{4,4}{0,945} = 4,66.$$

На основе сравнения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки определена сравнительная эффективность НТИ и выбран наиболее целесообразный вариант из сравниваемых (таблица 5.13).

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ ) определяется как:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{финр}}}. \quad (5.16)$$

где  $I_{\text{исп1}}$  – интегральный показатель эффективности разработки;  
 $I_{\text{финр}}^i$  – интегральный показатель эффективности аналога.

Таблица 5.13 – Сравнительная эффективность разработки

№ / п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,948	1	0,945
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	4,3	4,4
3	Интегральный показатель эффективности	4,91	4,3	4,66
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	–	1,14	1,05

Исходя из полученных данных, *наиболее эффективной* оказалась разработка под исполнением №1, то есть комбинированная перекачка битуминозной нефти по трубопроводу.

#### Выводы по разделу

В данном разделе были выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Также был проведен анализ конкурентных технических решений исследования, который указал не только уязвимые места КП, но и определил, что КП является наиболее конкурентоспособной по сравнению с ГП и ПУР.

С помощью SWOT-анализа были оценены сильные и слабые стороны проекта, угрозы и возможности развития. Далее было произведено календарное планирование работ, на основе которого смоделирована и построена диаграмма Ганта. Таким образом, выполнение ВКР занимает 51 рабочих или 80 календарных дней.

В конце проделанной работы были рассчитаны итоговые затраты на научно-исследовательский проект и его возможные альтернативы, в ходе чего выяснилось, что рассмотренная технология перекачки битуминозной нефти является наиболее эффективной, так как на нее приходится меньше всего затрат.

## 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Вопросам безопасного ведения технологического процесса на объектах трубопроводного транспорта углеводородов необходимо уделять исключительное внимание. Ошибочное выполнение технологической операции может привести к образованию горючей или взрывоопасной среды, к авариям и несчастным случаям. Поэтому одним из приоритетов каждого предприятия, занимающей перекачкой углеводородов, является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается рабочая зона трубопроводчика линейного. Его рабочее место располагается в месте прокладки НП.

В данной работе проведены исследования с целью повышения надежности и безопасности функционирования опасного производственного объекта, в данном случае промысловых трубопроводов и их объектов. При разработке раздела учитывались действующие НТД, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Основным принципом деятельности организаций Компании в области охраны труда является признание приоритета жизни и здоровья работников. Отношение между работником и работодателем регламентируется трудовым законодательством. Согласно статье 212 ТК РФ [58], работодатель должен обеспечить работников безопасными условиями и охраной труда, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием и безопасность при

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение эффективной транспортировки битуминозной нефти по трубопроводам		
Разраб.		Черных В.Т.		10.06.	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.		92	129
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.	Социальная ответственность		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

выполнении технологических процессов.

Продолжительность рабочего дня, согласно статье 91 и 92 ТК РФ, составляет до 40 часов в неделю (до 36 часов – для персонала, работающих на местах с условиями труда 3 и 4 степени). Ежегодный основной оплачиваемый отпуск должен составлять 28 календарный дней (статья 115 ТК РФ).

В соответствии с ФЗ «О специальной оценке условий труда», статье 117 и 147 ТК РФ [58, 59], рабочий персонал, занятый на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней. Также работникам, подверженным факторам вредных и опасных условий труда, необходимо проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ и предупреждения профессиональных заболеваний (статья 213 ТК РФ).

Обучение и проверка знаний лиц, принимаемых на работу с вредными и (или) опасными условиями труда, согласно ГОСТ 12.0.004.2015 [60], должны пройти обучение безопасным методам и приемам выполнения работ с обязательной индивидуальной стажировкой на рабочем месте и проверкой полученных знаний и усвоенных навыков.

### **6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы трубопроводчика линейного, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность. Концентрации опасных и (или) вредных производственных факторов, воздействующих на человека на рабочем месте, не должны превышать установленных предельно допустимых значений.

Рабочее место трубопроводчика линейного и взаимное расположение его элементов должны обеспечивать безопасное и удобное техническое обслуживание и чистку.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Организация и состояние рабочих мест, а также расстояния между рабочими местами должны обеспечивать безопасное передвижение работников и транспортных средств, удобные и безопасные действия с материалами, а также техобслуживание и ремонт производственного оборудования [61].

## 6.2 Производственная безопасность

Промысловый трубопровод и процесс его эксплуатации несет в себе ряд опасностей как для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность возникновения чрезвычайных ситуаций. В таблице 6.1 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [62].

Таблица 6.1 – Возможные вредные и опасные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Погрузочно- разгрузочные работы	Сварочно- монтажные работы	Ревизия и ремонт обо- рудование	
<i>Вредные производственные факторы</i>				
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [63] СП 51.13330.2011 [64]
Повышенный уровень вибрации	+	+	+	ГОСТ 24346-80 [65] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [66]
Недостаточная освещенность	+	+	+	ГЭСН 81-02-01-2020 [67]
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [68]
Повышенный уровень запыленности и загазованности воздуха	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [69] СанПиН 1.2.3685-21 [70]
<i>Опасные производственные факторы</i>				
Электрический ток	–	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [71]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	–	+	ГОСТ 12.4.125-83 [72]
Пожаро- и взрывоопасность веществ	–	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [73] ГОСТ 12.1.010-76 [74]

## **6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия**

### *Повышенный уровень шума*

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Его постоянными источниками являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха. В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 [63] допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

В качестве индивидуальных средств защиты, согласно СП 51.13330.2011 [64], предусмотрены заглушки, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

### *Повышенный уровень вибрации*

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [65].

Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации [66].

### *Недостаточная освещенность*

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

При недостаточной освещенности и напряженной зрительной работе происходит повышенная утомляемость, возникновение головных болей и ухудшение зрения.

В соответствии с ГЭСН 81-02-01-2020 [67], рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении.

#### *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

Основные параметры микроклимата, учитываемые при работе на открытых площадках: метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление.

Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потере сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты: спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного сукна, свободного кроя. Для защиты головы применяются

алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей.

Средством коллективной защиты является рациональное размещение технологического оборудования, применение теплоизоляции, автоматизации и дистанционного управления процессами производства, а также перерывы на обогрев и отдых работников [68].

#### *Повышенный уровень запыленности и загазованности воздуха*

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>.

Опасность отравления при обращении с высокосернистыми нефтями состоит в комбинированном воздействии углеводородов и сероводорода. При работе с такой нефтью должны применяться особые меры предосторожности. Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-88 [69].

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему, вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья.

Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно



Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [71].

*Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

Движущиеся части производственного оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов, которые могут привести к потере трудоспособности. Основными грузоподъемными машинами при сооружении являются экскаваторы, краны, краны трубоукладчики.

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.

Согласно ГОСТ 12.4.125-83 [72] коллективные средства защиты от воздействия механических факторов разделяют на устройства: оградительные, предохранительные, тормозные, автоматического контроля и сигнализации, дистанционного управления и знаки безопасности.

*Пожаро- и взрывоопасность веществ*

Источниками возникновения взрыва при сооружении промышленного нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [73], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающих газов в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

Предотвращение возникновения источника инициирования взрыва, согласно ГОСТ 12.1.010-76 [74], должно быть обеспечено: регламентацией огневых работ; предотвращением нагрева оборудования до температуры самовоспламенения взрывоопасной среды; применением средств, понижающих давление во фронте ударной волны; применением взрывозащищенного оборудования и др.

### **6.3 Экологическая безопасность**

Технологические процессы строительства и эксплуатации нефтепровода в какой-то степени оказывают техногенное воздействие как на отдельные компоненты окружающей природной среды (атмосферный воздух, акватории водоемов и грунтовых вод, растительный покров и т.д.), так и на целую группу природных компонентов одновременно.

#### *Защита атмосферы*

В ходе эксплуатации возможны выбросы вредных веществ в атмосферу (сравливание газа из НП и технологического оборудования). Таким образом в атмосферу могут попасть легкие газообразные углеводороды (метан, этан,

пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности [70]. Во избежание загрязнений атмосферы, необходимо поддерживать весь транспортный парк в исправном состоянии, осуществлять постоянный контроль на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.

#### *Защита гидросферы*

При эксплуатации промышленного трубопровода или проведении ремонтных работ на участке некоторые загрязняющие вещества (нефть, ГСМ, растворители) могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, аварии. Для защиты гидросферы следует исключить появление источников утечки вредных веществ на месте эксплуатации или при проведении работ, своевременно убирать отходы в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

Согласно ГОСТ 17.1.3.13-86 [75] необходимо придерживаться следующих природоохранных мероприятий:

– соблюдать согласованные места расположения и границ площадок, находящихся от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;

– ёмкости с отработанными материалами должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой и герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив отходов за пределы площадки;

– в случае возникновения нештатной ситуации места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.

#### *Защита литосферы*

В период эксплуатации нефтепровода может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям [76].

Земляные работы при строительстве трубопроводов меняют морфологию участков земной поверхности, на длительное время исключают из хозяйственного оборота территории, уничтожают растительность, способствуют эрозии, загрязняют окружающую среду. Основными методами сохранения земельных ресурсов являются: исправление ландшафта, измененного во время работ; создание мелиоративных и гидротехнических сооружений; обработка почвы, путем внесения удобрений. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с ГОСТ 17.4.3.04-85 [77].

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации (ЧС) на трубопроводном транспорте можно разделить на два основных вида:

1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.

2. Техногенного характера: взрывы, пожары, аварийные разливы нефти.

Наиболее вероятная ЧС, которая может возникнуть при эксплуатации нефтепровода – аварийный разлив нефти. Основными причинами могут служить разрывы и проколы трубопровода, образовавшиеся вследствие несанкционированных врезок, превышение давления нефти в трубопроводе над допустимым, а также разрушение металла трубы под действием коррозии. Для предотвращения возникновения ЧС необходимо осуществлять периодический

контроль за состоянием НП, путем проведения технического обслуживания [78], а также проводить диагностирование коррозионного состояния труб и сварных стыков и проверку целостности изоляционного покрытия.

В случае обнаружения разлива нефти работник обязан сообщить диспетчеру районного нефтепроводного управления точное место аварии и характер разлива нефти.

Далее, ликвидация аварийных разливов нефти осуществляется в следующей последовательности:

1. Локализация разлива нефти. В случае разливов нефти на грунте используют насыпи, перехватывающие траншеи, подпорные стенки, а также заграждения из сорбирующих материалов; при разливах нефти на водной поверхности используют ограждения, диспергенты и сорбенты; разливы нефти в зимних условиях локализуются с помощью заграждений, дамб и снежных преград.

2. Ликвидация разлива нефти. Осуществляется путем сбора разлитой нефти с помощью нефтесборных машин, судов-нефтесборщиков, ручным и механизированным способом, применением сорбентов. Для каждого случая разрабатывается план ликвидации аварийного разлива нефти, в котором указываются основные решения по организации работ [79, 80].

### **Выводы по разделу**

В данном разделе проведены анализы возможных вредных и опасных факторов при транспортировке нефти по промышленному трубопроводу, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы по обеспечению экологической безопасности и безопасности в ЧС.

В заключении раздела важно отметить, что соблюдения правил и требований производственной и экологической безопасности является неотъемлемой частью процесса любого производства. Обеспечение охраны окружающей среды позволит предоставить большинство проблем экологического и экономического характера, минимизировать отрицательное

влияние человека на здоровую флору и фауну. Ответственное отношение работников к охране труда способно понизить число несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104



алгоритму. Для рассматриваемого участка напорного нефтепровода оптимальным условиями транспортировки является использование разбавителя с концентрацией 30% при начальной температуре подогрева 29 °С. Данная комбинация методов позволит сократить эксплуатационные затраты с 490,79 до 65,12 млн.руб/год, тем самым повысив ресурсоэффективность предприятия трубопроводного транспорта.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Николаев, А. К. Тепловые режимы перекачки нефти: монография / А. К. Николаев, С. Ю. Трапезников, В. И. Климко. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. – 84 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/169216> (дата обращения: 28.01.2021).

2. Чухарева, Н. В. Выбор оптимальных параметров при перекачке битуминозной нефти по трубопроводу / Н. В. Чухарева, В. Т. Черных // Трубопроводный транспорт углеводородов. – 2020. – С. 36–42.

3. Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 : официальное издание : утверждено распоряжением Минприроды России от 1 февраля 2016 г. № 3-р. – URL: <https://rulaws.ru/acts/Rasporyazhenie-Minprirody-Rossii-ot-01.02.2016-N-3-r/> (дата обращения: 26.02.2021). – Текст : электронный.

4. Сургучев, М. Л. Мировые запасы и ресурсы нефти, природного газа, тяжелых нефтей, битумов и нефтяных сланцев / М. Л. Сургучев // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 10. – С. 51-53.

5. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия: дата введения 2006-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200041164> (дата обращения: 26.02.2021). Текст : электронный.

6. Мусин, К. М. Подходы по определению параметров сверхвязкой тяжёлой нефти / К.М. Мусин, А. А. Гибадуллин, И. И. Амерханов // Методические подходы по определению параметров сверхвязких тяжелых нефтей. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2012. – № 80. – С. 56-65.

7. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания: дата введения 1992-01-01. – URL:

					Обеспечение эффективной транспортировки битуминозной нефти по трубопроводам		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
Разраб.		Черных В.Т.		10.06.	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06.		107	129
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06.	Список использованных источников Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

<https://docs.cntd.ru/document/1200005428> (дата обращения: 26.02.2021). Текст : электронный.

8. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава: дата введения 2001-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005690> (дата обращения: 26.02.2021). Текст : электронный.

9. ГОСТ 26098-84. Нефтепродукты. Термины и определения: дата введения 1985-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003648> (дата обращения: 26.02.2021). Текст : электронный.

10. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов: дата введения 2003-07-01. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293832/4293832602.htm> (дата обращения: 26.02.2021). Текст : электронный.

11. ГОСТ 23683-89. Парафины нефтяные твердые. Технические условия: дата введения 1991-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200008618> (дата обращения: 26.02.2021). Текст : электронный.

12. ГОСТ 32269-2013. Битумы нефтяные. Метод разделения на четыре фракции: дата введения 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200108290> (дата обращения: 26.02.2021). Текст : электронный.

13. Сахабутдинов, Р. З. Методы подготовки сверхвязких нефтей месторождений ОАО «Татнефть» / Р. З. Сахабутдинов, Т. Ф. Космачёва, С. Н. Судыкин [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 86-89.

14. Гусамов, И.И. Компонентный и углеводородный состав битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / И. И. Гусамов, С. М. Петров, Д. А. Ибрагимова [и др.]. // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – № 10. – С. 207-211.

15. Тахаутдинов, Ш. Ф. Геологические и технологические особенности разработки залежи сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения / Ш. Ф.

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

Тахаутдинов, Р. С. Хисамов [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 34-37.

16. Каюкова Г. П. Температурно-вязкостные характеристики сверхтяжелой нефти Ашальчинского месторождения / Г. П. Каюкова, Г. В. Романов, И. М. Абдрафикова [и др.]. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 44-46.

17. Ермаков, С. А. О влиянии асфальтенов на устойчивость водонефтяных эмульсий / С. А. Ермаков, А. А. Мордвинов // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2007. – №. 1. – С. 1-9.

18. Абдрафикова, И. М. Состав сверхвязких нефтей и природных битумов и превращения их высокомолекулярных компонентов в гидротермально-каталитических процессах : дис. ... канд. хим. наук / Абдрафикова Ильмира Маратовна ; Казанский национальный исследовательский технологический университет. – Казань, 2018. – 173 с.

19. Сугаюпов, Р. Э. Исследование влияние вредных металлов на процессы каталитического крекинга / Р. Э. Сугаюпов, К. Ш. Амирханов // Вопросы науки и образования. – 2019. – № 14 (61). – С. 25-32.

20. ГОСТ 34242-2017. Нефть и нефтепродукты. Определение никеля, ванадия и железа методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой: дата введения 2019-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200156913> (дата обращения: 26.02.2021). Текст : электронный.

21. Тронов, В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. – Москва : Недра, 1969. – 192 с.

22. Новиков, Е. А. Определение серы в нефтепродуктах. Обзор аналитических методов / Е. А. Новиков // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2008. – №. 4. – С. 20-29.

23. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности нефтегазоперерабатывающих производств» : приказ Федеральной службы по

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

экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.03.2016 № 125. – Москва, 2016.

24. Коршак, А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – Санкт-Петербург : Недра, 2008. – 488 с. – ISBN 978-5-940089-112-3.

25. Neftegaz.RU : информационно-аналитический портал : сайт. – Москва, 2000-2021. – URL: <https://neftegaz.ru> (дата обращения: 26.02.2021). – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей. – Текст: электронный.

26. Цимбалюк, А. Ф. Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие / А. Ф. Цимбалюк. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 114 с. – ISBN 987-5-98862-044-0.

27. Закиров, А. И. Исследование реологических свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / А. И. Закиров, А. И. Каримов, В. В. Пшенин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 10. – С. 382-389.

28. Закиров, А. И. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти / А. И. Закиров, А. А. Рыжкова, А. К. Николаев // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – №. 1. – С. 49-54.

29. Николаев, А. К. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти: учебное пособие / А. К. Николаев, А. И. Закиров, Н. А. Зарипова. – Санкт-Петербург : Лань, 2019. – 152 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/112680> (дата обращения: 26.02.2021).

30. Мастобаев, А. М. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов: справочное пособие / Б. Н. Мастобаев, А. М. Нечваль, М. М. Гареев [и др.]. – Москва : Недра, 2017. – 494 с. – ISBN 978-5-865-0488-5.

31. Жунусова, Г. М. «Горячая» перекачка / Г. М. Жунусова // Наука и образование сегодня. – 2018. – №. 2. – С. 14-17.

32. Жилиева, Н. П. Транспортировка высоковязких нефтей при пониженных температурах / Н. П. Жилиева // Научные тенденции: Вопросы

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

точных и технических наук. – 2020. – С. 56-59.

33. Саттарова, Л. Ф. Перекачка предварительно нагретой нефти / Л. Ф. Саттарова // Методы проектирования и оптимизации. – 2017. – С. 50-54.

34. Ююкин, Д. Ю. Способы перекачки высоковязкой нефти / Д. Ю. Ююкин, С. В. Григорьев // Гидравлические машины и системы транспортировки нефти и газа. – 2019. – С. 124-128.

35. Губайдулин, Ф. Р. Технологии подготовки сверхвязкой нефти Татарстана / Ф. Р. Губайдулин, Р. З. Сахабутдинов, Т. Ф. Космачева [и др.]. – Казань : Центр инновационных технологий, 2015. – 280 с. – ISBN 978-5-93962-730-6.

36. Марон, В. И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах: учебное пособие / В. И. Марон. – Санкт-Петербург : Лань, 2012. – 256 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/3189> (дата обращения: 26.02.2021).

37. Бахмат, В. Г. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов : справочное пособие / В. Г. Бахмат, Г. Г. Васильев, Ю. В. Богатенков. – Москва : Изд-во "Инфра-Инженерия", 2006. – 928 с. – ISBN 978-5-9729-0001-7.

38. Тугунов, П. И. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов. – Москва : Недра, 1973. – 89 с. – ISBN 978-5-8365-0490-8.

39. Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебное пособие / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров [и др.]. – Москва : Недра, 1988. – 368 с. – ISBN 5-247-00064-1.

40. Черных, В. Т. Снижение эксплуатационных затрат в результате применения комбинированной технологии для перекачки битуминозной нефти / В. Т. Черных // Транспорт и хранение углеводородов. – 2021. – С. 24-26.

41. Центральный металлический портал РФ : единый металлургический портал : сайт. – Москва, 2010-2021. – URL: <https://metallicheskiy-portal.ru> (дата обращения 08.03.2021). – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей. –

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

Текст: электронный.

42. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования: дата введения 2014-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200110076> (дата обращения: 24.03.2021). Текст : электронный.

43. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ: дата введения 2017-06-17. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456096925> (дата обращения: 24.03.2021). Текст : электронный.

44. Крец, В. Г. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ : учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрин, Н. А. Антропова. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 54 с.

45. Исхаков, Р. Г. Увеличение пропускной способности нефтепроводов с помощью разбавителей / Р. Г. Исхаков, П. И. Тугунов, Л. С. Абрамзон [и др.]. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1976. – 72 с.

46. Марон, В. И. Гидродинамика и однофазных и многофазных потоков в трубопроводе : учебное пособие / В.И. Марон. – Москва: МАКС Пресс, 2009. – 344 с. – ISBN 978-5-317-02921-0

47. Сваровская, Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции : учебное пособие / Н. А. Сваровская. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2004. – 268 с. – ISBN 5-98298-072-2.

48. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефть»: дата введения 2009-09-16. – Текст : непосредственный.

49. Родин, А. А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей в смеси с углеводородными разбавителями с заданной характеристикой насосной станции / А. А. Родин // Нефть, газ и бизнес. – 2009. – № 6. – С. 69-71.

50. Тугунов, П. И. Транспорт и хранение нефти и газа : учебное пособие /

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

П. И. Тугунов. – Москва : Недра, 1975 – 248 с.

51. Пшенин, В. В. Выбор оптимальной температуры подогрева при "горячей" перекачке нефти и нефтепродуктов / В. В. Пшенин, В. И. Климко // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № 8. – С. 338-342.

52. Касим, С. Д. Исследование «горячей» перекачки высоковязких нефтей с применением углеводородных разбавителей: дис. ...канд. тех. наук / Касим Саад Джаббар ; Российский государственный университет нефти и газа. – Москва, 2005. – 174 с.

53. РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях: дата введения 1979-04-25. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293831/4293831373.htm> (дата обращения: 29.04.2021). Текст : электронный.

54. Родин, А. А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и с применением углеводородных разбавителей: дис. ... канд. тех. наук / Родин Артём Александрович ; Российский государственный университет нефти и газа. – Москва, 2009. – 125 с.

55. Microsoft Office Excel 2010 : программа для работы с электронными таблицами / разработчик «Microsoft». – Электронная программа : электронная.

56. Чухарева, Н. В. Горячая перекачка. Повышение эффективности работы нефтепроводов при перекачке битуминозной нефти / Н. В. Чухарева, В. Т. Черных // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 12. – С. 78-82.

57. Видяев, И. Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение : учебное пособие / И. Г. Видяев, Г. Н. Серикова, Н. А. Гаврикова [и др.]. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

58. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021). URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения:

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

31.05.2021). – Текст : электронный.

59. Российская Федерация. Законы. О специальной оценке условий труда : Федеральный закон № 426-ФЗ : [принят Государственной думой 23 декабря 2013 года]. – Москва, 2013. – 27 с.

60. ГОСТ 12.0.004.2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136072> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

61. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам: дата введения 1982-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200228> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

62. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

63. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

64. СП 51.13330.2011. Защита от шума: дата введения 2011-05-20. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

65. ГОСТ 24346-80. Вибрация. Термины и определения: дата введения 1981-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200009496> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

66. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий: дата введения 1996-10-31. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901703281> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

67. ГЭСН 81-02-01-2020. Государственные сметные нормативы. Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Часть 1. Земляные работы: дата введения 2019-12-26. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/564214771> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

68. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: дата введения 1996-10-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

69. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

70. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания: дата введения 2021-01-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

71. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2011-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200080203> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

72. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация: дата введения 1984-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702099> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

73. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

74. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования : дата введения 1978-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

75. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003200> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

76. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов: дата введения 2007-09-25. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902065388> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

77. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

78. ГОСТ 34182-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения: дата введения 2018-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146117> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

79. РД 31.4.01-99. Средства ликвидации разливов нефти в море: дата введения 1999-08-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200045504> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

80. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации : утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 г. № 2451 : введены в действие 01.01.2021. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573319208> (дата обращения: 31.05.2021). – Текст : электронный.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А** – Реологические характеристики битуминозной нефти, разбавителя, а также их смесей при различных концентрациях разбавителя в диапазоне температур от 5 до 60 °С

Таблица А.1 – Результаты определения реологических характеристик **битуминозной нефти** в диапазоне температур от 5 до 60 °С, в пределах скорости сдвига от 0 до 300 с<sup>-1</sup> [29]

	Т = 5 °С		Т = 10 °С		Т = 20 °С		Т = 30 °С		Т = 40 °С		Т = 60 °С	
$\gamma'$ , рад/с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с
<b>0,1</b>	1,045	10450,0	0,913	9130,0	0,288	2880,0	0,111	1110,0	0,051	510,0	0,014	140,0
<b>0,2</b>	1,960	12327,0	1,384	8704,4	0,451	2836,5	0,174	1094,3	0,080	503,1	0,023	144,7
<b>0,3</b>	3,347	13334,7	2,197	8753,0	0,707	2816,7	0,274	1091,6	0,126	502,0	0,035	139,4
<b>0,4</b>	5,676	14261,3	3,470	8718,6	1,113	2796,5	0,432	1085,4	0,199	500,0	0,056	140,7
<b>0,6</b>	9,547	15130,0	5,483	8689,4	1,754	2779,7	0,681	1079,2	0,314	497,6	0,089	141,0
<b>1,0</b>	15,830	15830,0	8,670	8670,0	2,771	2771,0	1,078	1078,0	0,495	495,0	0,140	140,0
<b>1,6</b>	25,860	16315,5	13,740	8668,8	4,378	2762,1	1,705	1075,7	0,784	494,6	0,221	139,4
<b>2,5</b>	41,910	16683,9	21,780	8670,4	6,926	2757,2	2,697	1073,6	1,241	494,0	0,349	138,9
<b>4,0</b>	67,340	16915,3	34,470	8658,6	10,970	2755,6	4,269	1072,3	1,962	492,8	0,553	138,9
<b>6,3</b>	107,500	17036,5	54,630	8657,7	17,370	2752,8	6,756	1070,7	3,106	492,2	0,875	138,7
<b>10,0</b>	170,800	17080,0	86,620	8662,0	27,530	2753,0	10,700	1070,0	4,917	491,7	1,386	138,6
<b>15,9</b>	270,300	17053,6	137,300	8662,5	43,630	2752,7	16,950	1069,4	7,784	491,1	2,197	138,6
<b>25,1</b>	426,400	16974,5	217,500	8658,4	69,160	2753,2	26,860	1069,3	12,330	490,8	3,482	138,6
<b>39,8</b>	664,900	16701,8	344,100	8643,6	109,600	2753,1	42,580	1069,6	19,550	491,1	5,519	138,6
<b>63,1</b>	1015,000	16085,6	543,000	8605,4	173,400	2748,0	67,500	1069,7	31,000	491,3	8,744	138,6
<b>100,0</b>	1492,000	14920,0	847,300	8473,0	273,800	2738,0	106,900	1069,0	49,140	491,4	13,860	138,6
<b>158,5</b>	2014,000	12706,6	1287,000	8119,9	429,800	2711,7	169,200	1067,5	77,900	491,5	21,990	138,7
<b>251,2</b>	2756,000	10971,3	1830,000	7285,0	663,100	2639,7	266,900	1062,5	123,600	492,0	34,970	139,2
<b>300,0</b>	3162,000	10540,0	1961,000	6536,7	770,100	2567,0	317,200	1057,3	147,600	492,0	41,850	139,5
$\mu_{ср}$ , мПа*с	<b>14806,2</b>		<b>8472,0</b>		<b>2753,9</b>		<b>1075,5</b>		<b>495,0</b>		<b>139,5</b>	
$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	<b>972,2</b>		<b>969,5</b>		<b>964,0</b>		<b>958,5</b>		<b>953,1</b>		<b>942,1</b>	
$\nu_n$ , мм <sup>2</sup> /с	<b>15229,3</b>		<b>8738,7</b>		<b>2856,8</b>		<b>1122,1</b>		<b>519,4</b>		<b>148,1</b>	

Таблица А.2 – Результаты определения реологических характеристик **разбавителя** (маловязкой карбоновой нефти) в диапазоне температур от 5 до 60 °С, в пределах скорости сдвига от 0 до 300 с<sup>-1</sup> [29]

	Т = 5 °С		Т = 10 °С		Т = 20 °С		Т = 30 °С		Т = 40 °С		Т = 60 °С	
$\gamma'$ , рад/с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с										
<b>0,1</b>	0,024	240,0	0,034	340,0	0,012	120,0	0,007	70,0	0,005	50,0	0,003	30,0
<b>0,2</b>	0,045	283,0	0,050	314,5	0,018	113,2	0,010	62,9	0,007	44,0	0,004	25,2
<b>0,3</b>	0,081	322,7	0,076	302,8	0,027	107,6	0,016	63,7	0,011	43,8	0,005	19,9
<b>0,4</b>	0,135	339,2	0,118	296,5	0,042	105,5	0,025	62,8	0,017	42,7	0,008	20,1
<b>0,6</b>	0,219	347,1	0,154	244,1	0,065	103,0	0,039	61,8	0,027	42,8	0,013	20,6
<b>1,0</b>	0,300	300,0	0,231	231,0	0,102	102,0	0,061	61,0	0,042	42,0	0,021	21,0
<b>1,6</b>	0,473	298,4	0,345	217,7	0,159	100,3	0,096	60,6	0,066	41,6	0,032	20,2
<b>2,5</b>	0,748	297,8	0,535	213,0	0,250	99,5	0,152	60,5	0,104	41,4	0,051	20,3
<b>4,0</b>	1,182	296,9	0,841	211,3	0,394	99,0	0,240	60,3	0,164	41,2	0,080	20,1
<b>6,3</b>	1,877	297,5	1,328	210,5	0,621	98,4	0,379	60,1	0,259	41,0	0,126	20,0
<b>10,0</b>	2,979	297,9	2,097	209,7	0,980	98,0	0,599	59,9	0,409	40,9	0,200	20,0
<b>15,9</b>	4,722	297,9	3,314	209,1	1,548	97,7	0,949	59,9	0,648	40,9	0,317	20,0
<b>25,1</b>	7,479	297,7	5,236	208,4	2,447	97,4	1,503	59,8	1,026	40,8	0,503	20,0
<b>39,8</b>	11,840	297,4	8,277	207,9	3,870	97,2	2,382	59,8	1,626	40,8	0,798	20,0
<b>63,1</b>	18,720	296,7	13,090	207,4	6,121	97,0	3,777	59,9	2,580	40,9	1,271	20,1
<b>100,0</b>	29,650	296,5	20,730	207,3	9,698	97,0	5,999	60,0	4,098	41,0	2,032	20,3
<b>158,5</b>	46,970	296,3	32,850	207,3	15,420	97,3	9,548	60,2	6,530	41,2	3,253	20,5
<b>251,2</b>	74,440	296,3	52,260	208,0	24,590	97,9	15,240	60,7	10,450	41,6	5,250	20,9
<b>300,0</b>	89,080	296,9	62,530	208,4	29,470	98,2	18,300	61,0	12,570	41,9	6,344	21,1
$\mu_{ср}$ , мПа*с	<b>299,8</b>		<b>234,5</b>		<b>101,4</b>		<b>61,3</b>		<b>42,1</b>		<b>21,1</b>	
$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>	<b>920,5</b>		<b>914,2</b>		<b>911,0</b>		<b>904,7</b>		<b>898,4</b>		<b>885,7</b>	
$\nu_p$ , мм <sup>2</sup> /с	<b>325,7</b>		<b>256,5</b>		<b>111,3</b>		<b>67,8</b>		<b>46,9</b>		<b>23,8</b>	

Таблица А.3 – Результаты определения реологических характеристик смеси битуминозной нефти и разбавителя в диапазоне температур от 5 до 60 °С, в пределах скорости сдвига от 0 до 300 с<sup>-1</sup>, концентрация X = 25 % [29]

$\dot{\gamma}$ , рад/с	T = 5 °С		T = 10 °С		T = 20 °С		T = 30 °С		T = 40 °С		T = 60 °С	
	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с
<b>0,1</b>	0,428	4237,6	0,346	3425,7	0,130	1300,0	0,055	550,0	0,027	270,0	0,009	90,0
<b>0,2</b>	1,016	5291,7	0,660	3419,7	0,247	1279,8	0,104	538,9	0,053	274,6	0,017	88,1
<b>0,3</b>	1,482	5571,4	0,916	3405,2	0,341	1272,4	0,145	541,0	0,073	272,4	0,024	89,6
<b>0,4</b>	2,127	5748,6	1,270	3404,8	0,472	1265,4	0,200	536,2	0,101	270,8	0,033	88,5
<b>0,5</b>	3,017	5858,3	1,764	3398,8	0,652	1258,7	0,277	534,7	0,139	268,3	0,046	88,8
<b>0,7</b>	4,248	5933,0	2,447	3393,9	0,903	1254,2	0,385	534,7	0,193	268,1	0,064	88,9
<b>1,0</b>	5,945	5974,9	3,399	3395,6	1,253	1253,0	0,535	535,0	0,268	268,0	0,089	89,0
<b>1,9</b>	11,540	6004,2	6,561	3394,2	2,411	1248,6	1,030	533,4	0,517	267,7	0,171	88,6
<b>2,7</b>	16,060	6010,5	9,114	3393,1	3,346	1247,1	1,431	533,4	0,718	267,6	0,237	88,3
<b>3,7</b>	22,260	5993,5	12,670	3395,0	4,643	1245,4	1,989	533,5	0,997	267,4	0,329	88,3
<b>5,2</b>	30,800	5980,6	17,610	3394,4	6,441	1243,7	2,763	533,4	1,386	267,6	0,458	88,4
<b>7,2</b>	42,640	5959,5	24,470	3396,3	8,943	1242,4	3,838	533,3	1,925	267,5	0,636	88,4
<b>9,9</b>	59,020	5939,4	34,020	3398,6	12,420	1242,0	5,331	533,1	2,674	267,4	0,884	88,4
<b>19,2</b>	113,400	5912,4	65,690	3398,3	23,970	1241,3	10,290	532,9	5,159	267,2	1,706	88,3
<b>26,7</b>	157,400	5906,2	91,260	3397,6	33,310	1241,5	14,290	532,6	7,166	267,1	2,370	88,3
<b>37,0</b>	218,200	5894,1	126,800	3397,6	46,290	1242,0	19,860	532,7	9,955	267,0	3,291	88,3
<b>51,4</b>	301,700	5867,4	175,900	3392,5	64,330	1242,1	27,600	532,8	13,830	267,0	4,571	88,2
<b>71,4</b>	416,400	5829,5	244,000	3386,5	89,360	1241,6	38,360	533,0	19,220	267,1	6,356	88,3
<b>99,2</b>	572,200	5770,5	337,400	3370,6	124,100	1241,1	53,320	533,2	26,730	267,3	8,843	88,4
<b>137,7</b>	776,200	5636,9	464,200	3337,2	172,100	1239,0	74,150	533,5	37,200	267,6	12,310	88,6
<b>191,3</b>	1037,000	5420,8	633,200	3275,7	238,400	1234,6	103,200	534,4	51,850	268,5	17,170	88,9
<b>266,6</b>	1352,000	5071,3	847,100	3153,8	329,200	1227,4	143,800	536,0	72,330	269,6	24,000	89,5
<b>300,0</b>	1444,000	4813,3	920,900	3069,7	365,800	1219,3	160,800	536,0	81,080	270,3	26,960	89,9
$\mu_{ср}$ , мПа*с	<b>5784,7</b>		<b>3354,6</b>		<b>1241,4</b>		<b>533,6</b>		<b>267,7</b>		<b>88,6</b>	
$\rho_{см}$ , кг/м <sup>3</sup>	<b>961,9</b>		<b>958,4</b>		<b>953,4</b>		<b>947,8</b>		<b>942,1</b>		<b>930,8</b>	
$\nu_{см}$ , мм <sup>2</sup> /с	<b>6014,0</b>		<b>3500,2</b>		<b>1302,1</b>		<b>563,0</b>		<b>284,2</b>		<b>95,2</b>	

Таблица А.4 – Результаты определения реологических характеристик смеси битуминозной нефти и разбавителя в диапазоне температур от 5 до 60 °С, в пределах скорости сдвига от 0 до 300 с<sup>-1</sup>, концентрация X = 50 % [29]

$\dot{\gamma}'$ , рад/с	Т = 5 °С		Т = 10 °С		Т = 20 °С		Т = 30 °С		Т = 40 °С		Т = 60 °С	
	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с
<b>0,1</b>	0,128	1280,0	0,111	1110,0	0,053	530,0	0,022	220,0	0,011	110,0	0,005	50,0
<b>0,2</b>	0,220	1383,6	0,172	1081,8	0,077	484,3	0,034	213,8	0,018	113,2	0,008	50,3
<b>0,3</b>	0,362	1442,2	0,266	1059,8	0,115	458,2	0,055	219,1	0,029	115,5	0,012	47,8
<b>0,4</b>	0,590	1482,4	0,415	1042,7	0,180	452,3	0,086	216,1	0,047	118,1	0,019	47,7
<b>0,6</b>	0,954	1511,9	0,651	1031,7	0,281	445,3	0,136	215,5	0,075	118,9	0,030	47,5
<b>1,0</b>	1,533	1533,0	1,021	1021,0	0,440	440,0	0,214	214,0	0,118	118,0	0,048	48,0
<b>1,6</b>	2,454	1548,3	1,607	1013,9	0,692	436,6	0,339	213,9	0,187	118,0	0,075	47,3
<b>2,5</b>	3,916	1558,9	2,529	1006,8	1,087	432,7	0,535	213,0	0,297	118,2	0,119	47,4
<b>4,0</b>	6,234	1565,5	3,985	1001,0	1,709	429,3	0,846	212,5	0,472	118,6	0,188	47,2
<b>6,3</b>	9,905	1570,0	6,282	995,6	2,691	426,5	1,338	212,0	0,748	118,5	0,298	47,2
<b>10,0</b>	15,720	1572,0	9,917	991,7	4,240	424,0	2,116	211,6	1,186	118,6	0,472	47,2
<b>15,9</b>	24,910	1571,6	15,670	988,6	6,688	422,0	3,347	211,2	1,880	118,6	0,748	47,2
<b>25,1</b>	39,440	1570,1	24,770	986,1	10,550	420,0	5,295	210,8	2,980	118,6	1,186	47,2
<b>39,8</b>	62,460	1569,0	39,180	984,2	16,670	418,7	8,381	210,5	4,726	118,7	1,880	47,2
<b>63,1</b>	98,780	1565,7	61,910	981,3	26,360	417,7	13,270	210,3	7,495	118,8	2,979	47,2
<b>100,0</b>	155,700	1557,0	97,970	979,7	41,700	417,0	21,020	210,2	11,890	118,9	4,722	47,2
<b>158,5</b>	244,600	1543,2	154,600	975,4	66,000	416,4	33,350	210,4	18,880	119,1	7,497	47,3
<b>251,2</b>	382,400	1522,3	243,700	970,1	104,600	416,4	52,990	210,9	30,070	119,7	11,950	47,6
<b>300,0</b>	451,500	1505,0	289,400	964,7	124,800	416,0	63,400	211,3	36,000	120,0	14,320	47,7
$\mu_{ср}$ , мПа*с	<b>1518,5</b>		<b>1009,8</b>		<b>437,0</b>		<b>213,0</b>		<b>117,8</b>		<b>47,7</b>	
$\rho_{см}$ , кг/м <sup>3</sup>	<b>955,0</b>		<b>951,0</b>		<b>946,3</b>		<b>940,6</b>		<b>934,8</b>		<b>923,3</b>	
$\nu_{см}$ , мм <sup>2</sup> /с	<b>1590,1</b>		<b>1061,8</b>		<b>461,8</b>		<b>226,5</b>		<b>126,0</b>		<b>51,7</b>	

Таблица А.5 – Результаты определения реологических характеристик смеси битуминозной нефти и разбавителя в диапазоне температур от 5 до 60 °С, в пределах скорости сдвига от 0 до 300 с<sup>-1</sup>, концентрация X = 75 % [29]

	Т = 5 °С		Т = 10 °С		Т = 20 °С		Т = 30 °С			Т = 40 °С		Т = 60 °С	
$\gamma'$ , рад/с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\gamma'$ , рад/с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с	$\tau$ , Па	$\mu$ , мПа*с
<b>0,1</b>	0,080	800,0	0,065	650,0	0,029	290,0	0,015	150,0	<b>0,1</b>	0,009	90,0	0,004	40,0
<b>0,2</b>	0,180	932,6	0,125	647,7	0,055	285,0	0,028	145,1	<b>0,2</b>	0,014	88,1	0,006	37,7
<b>0,3</b>	0,256	955,2	0,173	645,5	0,075	279,9	0,038	141,8	<b>0,3</b>	0,021	83,7	0,010	39,8
<b>0,4</b>	0,361	967,8	0,240	643,4	0,104	278,8	0,053	142,1	<b>0,4</b>	0,034	85,4	0,015	37,7
<b>0,5</b>	0,508	980,7	0,333	642,9	0,144	278,0	0,073	140,9	<b>0,6</b>	0,053	84,0	0,024	38,0
<b>0,7</b>	0,712	988,9	0,462	641,7	0,200	277,8	0,102	141,7	<b>1,0</b>	0,084	84,0	0,038	38,0
<b>1,0</b>	0,993	993,0	0,640	640,0	0,278	278,0	0,142	142,0	<b>1,6</b>	0,133	83,9	0,059	37,2
<b>1,4</b>	1,385	996,4	0,887	638,1	0,385	277,0	0,196	141,0	<b>2,5</b>	0,211	84,0	0,093	37,0
<b>1,9</b>	1,923	995,9	1,231	637,5	0,534	276,5	0,273	141,4	<b>4,0</b>	0,335	84,1	0,148	37,2
<b>2,7</b>	2,672	995,5	1,705	635,5	0,742	276,6	0,379	141,3	<b>6,3</b>	0,531	84,2	0,234	37,1
<b>3,7</b>	3,706	994,4	2,361	633,3	1,028	275,8	0,527	141,4	<b>10,0</b>	0,842	84,2	0,372	37,2
<b>5,2</b>	5,141	992,5	3,271	631,6	1,428	275,7	0,732	141,3	<b>15,9</b>	1,335	84,2	0,589	37,2
<b>7,2</b>	7,128	990,6	4,536	630,3	1,982	275,4	1,017	141,3	<b>25,1</b>	2,118	84,3	0,935	37,2
<b>10,0</b>	9,879	987,9	6,291	629,1	2,751	275,1	1,413	141,3	<b>39,8</b>	3,360	84,4	1,484	37,3
<b>19,3</b>	18,990	983,4	12,110	627,1	5,300	274,5	2,728	141,3	<b>63,1</b>	5,326	84,4	2,355	37,3
<b>26,8</b>	26,330	981,4	16,820	626,9	7,357	274,2	3,790	141,3	<b>100,0</b>	8,439	84,4	3,739	37,4
<b>37,3</b>	36,510	979,3	23,350	626,3	10,220	274,1	5,267	141,3	<b>158,5</b>	13,390	84,5	5,937	37,5
<b>51,8</b>	50,620	977,2	32,420	625,9	14,190	273,9	7,322	141,4	<b>251,2</b>	21,340	85,0	9,484	37,8
<b>72,0</b>	70,140	974,6	45,020	625,5	19,710	273,9	10,180	141,4	<b>300,0</b>	25,590	85,3	11,410	38,0
<b>100,0</b>	97,060	970,6	62,520	625,2	27,410	274,1	14,140	141,4	-	-	-	-	-
<b>139,0</b>	134,100	964,7	86,770	624,2	38,090	274,0	19,660	141,4	-	-	-	-	-
<b>193,1</b>	185,000	958,1	120,300	623,0	52,970	274,3	27,370	141,7	-	-	-	-	-
<b>268,3</b>	254,900	950,1	166,600	620,9	73,770	275,0	38,180	142,3	-	-	-	-	-
<b>300,0</b>	283,500	945,0	186,100	620,3	82,660	275,5	42,830	142,8	-	-	-	-	-
$\mu_{cp}$ , мПа*с	<b>979,5</b>		<b>628,9</b>		<b>275,2</b>		<b>141,5</b>		-	<b>84,8</b>		<b>37,7</b>	
$\rho_{cm}$ , кг/м <sup>3</sup>	<b>950,0</b>		<b>945,8</b>		<b>941,3</b>		<b>935,4</b>		-	<b>929,6</b>		<b>917,9</b>	
$\nu_{cm}$ , мм <sup>2</sup> /с	<b>1031,0</b>		<b>665,0</b>		<b>292,4</b>		<b>151,3</b>		-	<b>91,3</b>		<b>41,1</b>	

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Результаты расчетов оптимальной температуры подогрева и концентрации разбавителя при  
комбинированной перекачке битуминозной нефти**

Таблица Б.1 – Зависимость динамической вязкости  $\mu_{см}$  от температуры  $t$  и концентрации разбавителя  $X$

$t$ °C / X	$\mu_{см}, \text{мПа}\cdot\text{с}$																		
	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
0	25876,0	19956,3	15165,4	11352,4	8376,4	6107,4	4425,4	3221,1	2395,7	1860,7	1538,2	1360,6	1270,7	1222,1	1178,5	1114,1	1013,7	872,5	696,0
1	23142,2	18222,2	14138,1	10803,4	8132,4	6041,3	4448,6	3275,3	2445,7	1887,7	1534,2	1325,7	1213,3	1157,5	1124,8	1085,7	1016,6	903,0	741,3
2	20697,3	16638,8	13180,3	10280,9	7895,5	5976,1	4471,9	3330,3	2496,7	1915,0	1530,1	1291,8	1158,4	1096,3	1073,7	1058,1	1019,5	934,6	789,5
3	18510,6	15193,0	12287,5	9783,7	7665,5	5911,5	4495,4	3386,3	2548,7	1942,7	1526,1	1258,7	1106,1	1038,4	1024,8	1031,1	1022,5	967,3	840,9
4	16555,0	13872,8	11455,1	9310,5	7442,2	5847,6	4519,0	3443,3	2601,9	1970,8	1522,1	1226,5	1056,1	983,5	978,1	1004,9	1025,4	1001,2	895,6
5	14806,0	12667,4	10679,1	8860,3	7225,4	5784,4	4542,7	3501,2	2656,1	1999,4	1518,1	1195,1	1008,3	931,5	933,6	979,3	1028,3	1036,2	953,8
10	8472,0	7227,2	6089,2	5062,9	4151,0	3354,6	2672,9	2103,1	1640,6	1278,9	1009,8	823,0	706,4	646,0	626,2	629,1	635,1	623,0	569,4
15	4830,2	4174,6	3562,5	2999,9	2491,5	2040,7	1649,1	1317,3	1044,3	827,9	664,3	548,6	474,4	434,0	418,1	416,1	416,2	405,2	368,7
20	2753,9	2411,4	2084,2	1777,5	1495,5	1241,4	1017,5	825,1	664,8	535,9	437,0	365,7	318,7	291,5	279,1	275,2	272,7	263,6	238,8
25	1721,0	1521,7	1327,7	1143,0	970,8	813,9	674,2	553,2	451,4	368,9	305,1	258,6	227,6	209,3	200,6	197,3	195,0	188,3	171,2
26	1566,6	1387,9	1213,2	1046,3	890,4	748,0	620,9	510,6	417,7	342,4	283,9	241,3	212,8	195,9	187,7	184,6	182,3	176,0	160,2
27	1426,0	1265,8	1108,6	957,9	816,7	687,4	571,9	471,4	386,6	317,7	264,2	225,1	198,9	183,3	175,7	172,7	170,5	164,6	149,9
28	1298,0	1154,5	1013,0	876,9	749,1	631,7	526,7	435,1	357,8	294,9	245,9	210,1	185,9	171,6	164,5	161,6	159,4	153,8	140,3
29	1181,5	1052,9	925,6	802,8	687,0	580,6	485,1	401,7	331,2	273,6	228,8	196,0	173,8	160,6	153,9	151,2	149,1	143,8	131,2
30	1075,5	960,3	845,8	734,9	630,2	533,6	446,7	370,8	306,5	253,9	213,0	182,9	162,5	150,3	144,1	141,5	139,4	134,5	122,8
31	979,0	875,9	772,9	672,8	578,0	490,4	411,4	342,3	283,6	235,7	198,2	170,6	151,9	140,6	134,9	132,4	130,4	125,7	114,9
32	891,1	798,8	706,2	615,9	530,1	450,7	378,9	316,0	262,5	218,7	184,5	159,2	142,0	131,6	126,3	123,8	121,9	117,5	107,5
33	811,2	728,6	645,3	563,9	486,2	414,2	349,0	291,7	242,9	203,0	171,7	148,5	132,8	123,2	118,2	115,9	114,0	109,9	100,6
34	738,4	664,5	589,7	516,2	446,0	380,6	321,4	269,3	224,8	188,4	159,8	138,6	124,1	115,3	110,6	108,4	106,6	102,7	94,1
35	672,1	606,0	538,8	472,6	409,1	349,8	296,0	248,6	208,1	174,8	148,7	129,3	116,1	107,9	103,5	101,4	99,7	96,0	88,0
40	495,0	450,8	404,3	357,2	311,2	267,7	227,9	192,5	162,2	137,3	117,8	103,5	93,9	88,4	85,8	84,8	84,1	81,6	75,4
45	360,7	331,3	299,4	266,6	234,1	203,0	174,4	148,7	126,6	108,3	94,0	83,4	76,3	72,1	70,1	69,3	68,5	66,5	61,5
50	262,8	243,5	221,8	199,0	176,1	154,0	133,4	114,9	98,8	85,5	75,0	67,2	61,9	58,8	57,2	56,6	55,9	54,1	50,2
55	191,5	178,9	164,3	148,5	132,5	116,8	102,1	88,7	77,1	67,5	59,8	54,1	50,3	47,9	46,8	46,2	45,6	44,1	40,9
60	139,5	131,5	121,7	110,9	99,6	88,6	78,1	68,5	60,2	53,2	47,7	43,6	40,8	39,1	38,2	37,7	37,1	35,9	33,3

Таблица Б.2 – Зависимость плотности смеси  $\rho_{см}$  от концентрации разбавителя  $X$  и зависимость числа Рейнольдса  $Re$  от температуры  $t$  и концентрации разбавителя  $X$

$\rho_{см}, \text{ кг/м}^3$	Re																		
	975,0	972,5	970,3	968,3	966,4	964,7	963,1	961,6	960,3	959,0	957,8	956,7	955,7	954,7	953,8	953,0	952,1	951,4	950,6
$t \text{ }^\circ\text{C} / X$	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
0	31	42	58	81	114	162	232	331	461	614	767	896	989	1059	1130	1230	1389	1657	2132
1	35	46	62	85	117	164	231	326	452	605	769	919	1036	1118	1184	1262	1385	1601	2002
2	39	50	67	89	121	166	230	320	442	597	771	943	1085	1181	1241	1295	1381	1547	1880
3	43	55	71	94	124	168	229	315	433	588	774	968	1136	1247	1300	1329	1377	1495	1765
4	48	60	77	98	128	169	228	310	425	580	776	993	1190	1316	1362	1364	1373	1444	1657
5	54	66	82	103	132	171	226	305	416	571	778	1020	1246	1390	1427	1399	1369	1396	1556
10	95	116	144	181	230	295	385	507	673	893	1169	1481	1779	2003	2128	2178	2217	2321	2606
15	166	201	246	305	382	486	624	810	1058	1380	1777	2221	2648	2982	3187	3293	3383	3568	4025
20	291	348	421	515	637	798	1011	1293	1662	2132	2701	3332	3943	4440	4773	4979	5163	5486	6215
25	465	551	660	800	982	1217	1526	1928	2447	3097	3869	4711	5521	6184	6643	6944	7222	7681	8667
26	511	605	723	874	1070	1325	1657	2089	2644	3337	4158	5049	5905	6607	7097	7422	7723	8216	9263
27	562	663	791	955	1167	1441	1799	2263	2857	3596	4468	5412	6317	7060	7582	7933	8259	8788	9900
28	617	727	866	1043	1272	1568	1953	2451	3087	3875	4801	5800	6757	7544	8100	8479	8833	9400	10581
29	678	797	947	1140	1387	1707	2121	2655	3336	4175	5158	6216	7227	8061	8654	9062	9446	10054	11309
30	745	874	1037	1245	1512	1857	2303	2876	3604	4499	5543	6662	7731	8613	9245	9686	10102	10754	12087
31	818	958	1135	1360	1649	2020	2500	3116	3894	4848	5956	7141	8269	9203	9877	10352	10803	11503	12918
32	899	1050	1242	1485	1797	2198	2715	3375	4208	5224	6400	7653	8845	9833	10552	11065	11553	12304	13807
33	988	1152	1359	1623	1960	2392	2948	3657	4547	5629	6877	8202	9461	10507	11274	11826	12355	13161	14756
34	1085	1263	1487	1772	2136	2603	3201	3961	4913	6066	7390	8791	10120	11227	12044	12640	13212	14077	15771
35	1192	1384	1628	1936	2329	2832	3475	4291	5308	6536	7940	9422	10825	11996	12867	13510	14130	15057	16856
40	1618	1861	2169	2562	3062	3701	4514	5540	6809	8322	10021	11771	13373	14646	15534	16149	16750	17717	19675
45	2221	2532	2929	3432	4070	4880	5900	7172	8724	10546	12562	14612	16474	17958	19015	19779	20545	21754	24129
50	3048	3446	3954	4598	5411	6434	7712	9285	11177	13364	15748	18138	20294	22019	23276	24224	25200	26710	29590
55	4183	4689	5338	6160	7193	8483	10079	12020	14320	16936	19741	22515	25000	26999	28491	29668	30910	32796	36288
60	5741	6381	7206	8252	9562	11186	13174	15561	18347	21463	24746	27948	30796	33105	34876	36335	37914	40269	44502

*Примечание. Красным шрифтом обозначен ламинарный режим течения*

Таблица Б.3 – Зависимость удельной теплоемкости  $C_v$  от температуры  $t$  и концентрации разбавителя  $X$

$t$ °C / $X$	$C_v$ , Дж/(кг*°C)																		
	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
0	1706	1708	1710	1712	1713	1715	1716	1717	1719	1720	1721	1722	1723	1724	1724	1725	1726	1727	1727
1	1709	1711	1713	1715	1717	1718	1720	1721	1722	1723	1724	1725	1726	1727	1728	1729	1729	1730	1731
2	1712	1715	1717	1718	1720	1722	1723	1724	1725	1727	1728	1729	1730	1731	1731	1732	1733	1734	1734
3	1716	1718	1720	1722	1723	1725	1726	1728	1729	1730	1731	1732	1733	1734	1735	1736	1736	1737	1738
4	1719	1721	1723	1725	1727	1728	1730	1731	1732	1734	1735	1736	1737	1737	1738	1739	1740	1741	1741
5	1723	1725	1727	1729	1730	1732	1733	1735	1736	1737	1738	1739	1740	1741	1742	1743	1743	1744	1745
10	1740	1742	1744	1746	1748	1749	1751	1752	1753	1754	1755	1756	1757	1758	1759	1760	1761	1761	1762
15	1757	1759	1761	1763	1765	1766	1768	1769	1770	1772	1773	1774	1775	1776	1776	1777	1778	1779	1779
20	1774	1776	1778	1780	1782	1784	1785	1786	1788	1789	1790	1791	1792	1793	1794	1795	1795	1796	1797
25	1791	1794	1796	1797	1799	1801	1802	1804	1805	1806	1807	1808	1809	1810	1811	1812	1813	1813	1814
26	1795	1797	1799	1801	1803	1804	1806	1807	1808	1810	1811	1812	1813	1814	1814	1815	1816	1817	1818
27	1798	1800	1802	1804	1806	1808	1809	1811	1812	1813	1814	1815	1816	1817	1818	1819	1820	1820	1821
28	1802	1804	1806	1808	1810	1811	1813	1814	1815	1816	1818	1819	1820	1821	1821	1822	1823	1824	1824
29	1805	1807	1809	1811	1813	1815	1816	1817	1819	1820	1821	1822	1823	1824	1825	1826	1826	1827	1828
30	1808	1811	1813	1815	1816	1818	1819	1821	1822	1823	1824	1826	1827	1827	1828	1829	1830	1831	1831
31	1812	1814	1816	1818	1820	1821	1823	1824	1826	1827	1828	1829	1830	1831	1832	1833	1833	1834	1835
32	1815	1818	1820	1822	1823	1825	1826	1828	1829	1830	1831	1832	1833	1834	1835	1836	1837	1838	1838
33	1819	1821	1823	1825	1827	1828	1830	1831	1833	1834	1835	1836	1837	1838	1839	1840	1840	1841	1842
34	1822	1824	1826	1828	1830	1832	1833	1835	1836	1837	1838	1839	1840	1841	1842	1843	1844	1845	1845
35	1826	1828	1830	1832	1834	1835	1837	1838	1839	1841	1842	1843	1844	1845	1846	1846	1847	1848	1849
40	1843	1845	1847	1849	1851	1852	1854	1855	1857	1858	1859	1860	1861	1862	1863	1864	1865	1865	1866
45	1860	1862	1864	1866	1868	1870	1871	1873	1874	1875	1876	1877	1878	1879	1880	1881	1882	1883	1883
50	1877	1879	1881	1883	1885	1887	1888	1890	1891	1892	1894	1895	1896	1897	1898	1898	1899	1900	1901
55	1894	1896	1899	1901	1902	1904	1906	1907	1908	1910	1911	1912	1913	1914	1915	1916	1917	1917	1918
60	1911	1914	1916	1918	1920	1921	1923	1924	1926	1927	1928	1929	1930	1931	1932	1933	1934	1935	1935

Таблица Б.4 – Зависимость критической температуры  $t_{кр}$  от концентрации разбавителя  $X$  и зависимость длины турбулентного участка  $L_m$  от температуры  $t$  и концентрации разбавителя  $X$

$t$ °C / $X$	$L_t, \text{м}$																		
	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
$t_{кр}, \text{°C}$	45	43	41	37	35	32	30	27	24	21	18	15	13	11	11	10	10	10	8
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10601
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5797	12950	13336	17939	18000	18000	18000
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4045	11406	17621	18000	18000	18000	18000	18000	18000
25	0	0	0	0	0	0	0	0	1479	6537	12733	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
26	0	0	0	0	0	0	0	0	2905	8023	14281	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
27	0	0	0	0	0	0	0	0	4283	9458	15776	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
28	0	0	0	0	0	0	0	1278	5616	10848	17224	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
29	0	0	0	0	0	0	0	2517	6907	12194	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
30	0	0	0	0	0	0	0	3718	8160	13500	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
31	0	0	0	0	0	0	1117	4884	9377	14769	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
32	0	0	0	0	0	0	2203	6018	10560	16003	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
33	0	0	0	0	0	1013	3260	7122	11712	17205	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
34	0	0	0	0	0	1999	4289	8196	12834	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
35	0	0	0	0	0	2960	5292	9244	13928	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
40	0	0	0	2396	4278	7441	9969	14133	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
45	0	1290	2765	6072	8127	11474	14181	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
50	2878	4321	5949	9427	11640	15159	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
55	5532	7115	8886	12524	14886	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000
60	8002	9718	11623	15411	17912	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000	18000

1. Таблица Б.5 – Зависимость конечной температуры  $t_k$  смеси битуминозной нефти с разбавителем от концентрации разбавителя  $X$  и начальной температуры подогрева  $t$

t °C / X	t <sub>к</sub> , °C																			
	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	
0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
34	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
40	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
45	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
50	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
55	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
60	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

*Примечание. Красным шрифтом обозначена температура, которая ниже температуры застывания битуминозной нефти (18°C)*

Таблица Б.6 – Зависимость гидравлического уклона  $i$  от концентрации разбавителя  $X$  и начальной температуры подогрева  $t$

t °C / X	i, км/км																		
	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
34	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
40	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
45	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
50	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
55	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
60	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

*Примечание.* Красным шрифтом обозначен гидравлический уклон, при котором конечная температура ниже температуры застывания БН

Таблица Б.7 – Зависимость потерь напора  $\Delta H$  от концентрации разбавителя  $X$  и начальной температуры подогрева  $t$

t °C / X	$\Delta H$ , м																		
	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%
0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
34	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
40	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
45	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
50	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
55	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
60	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

*Примечание. Красным шрифтом обозначена потери напора, при которых конечная температура ниже температуры застывания БН*

Таблица Б.8 – Зависимость эксплуатационных затрат  $\Delta S$  от концентрации разбавителя  $X$  и начальной температуры подогрева  $t$

t °C / X	$\Delta S$ , млн.руб/год																			
	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	
0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
29	■	■	■	■	■	■	65,12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
34	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
40	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
45	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
50	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
55	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
60	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

*Примечание. Красным шрифтом обозначены ЭЗ, при которых конечная температура ниже температуры застывания БН;  
Желтым цветом обозначен минимум ЭЗ, при котором конечная температура выше температуры застывания БН*