

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
Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы ПАО «Транснефть»

УДК 665.7.038:622.692.4.052

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б7А	Андреев Святослав Владимирович		09.06.2022

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		09.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н.		09.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Мезенцева И.Л.	-		09.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		09.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	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>
P4	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>
P5	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>
P6	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>
P7	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>
P8	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>
P9	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»
Уровень образования бакалавриат
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
з-2Б7А	Андрееву Святославу Владимировичу

Тема работы:

Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы ПАО «Транснефть»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	45-45/с от 14.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы, внутренняя техническая документация ПАО «Транснефть» по применению противотурбулентных присадок в нефтепроводах
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативной документации, сведений о гидродинамических закономерностях течения жидкостей в ламинарном и турбулентном режимах, реологические исследования свойств нефти, противотурбулентных присадках (ПТП).

	<p>Обзор современных составов ПТП отечественного и зарубежного производства, сравнительный анализ их эффективности.</p> <p>Анализ эффективности применения ПТП на объектах трубопроводного транспорта ПАО «Транснефть»</p> <p>Разработка разделов «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «Социальная ответственность».</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Гасанов Магеррам Али оглы
«Социальная ответственность»	Ст. преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	К.М.-Г.Н. доцент		16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б7А	Андреев С.В.		16.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Андрееву Святославу Владимировичу

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

Тема ВКР:

Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы ПАО «Транснефть»	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
2. Разработка устава научно-технического проекта	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ</i>
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	<i>Проведение оценки экономической эффективности применения противотурбулентной присадки при перекачке</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. График проведения НТИ 4. Определение бюджета НТИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ 	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н		16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Андреев Святослав Владимирович		16.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа з-2Б7А		ФИО Андреев Святослав Владимирович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы ПАО «Транснефть»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> противотурбулентные присадки к нефти. <i>Область применения:</i> объекты трубопроводного транспорта <i>Рабочая зона:</i> полевые условия. <i>Климатическая зона:</i> районы с умеренным и холодным климатом. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> 1 установка по вводу присадок в нефтепроводы и нефтепродуктопроводы с рабочим давлением 10 МПа (УПН-100/10). <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> перекачка нефти по системе магистральных нефтепроводов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень общей вибрации; – Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция); – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты,

	<p>наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо;</p> <p>– Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), защитные наушники, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: отходы производства.</p> <p>Воздействие на литосферу: утечка вредных веществ в почву, нарушение правил утилизации отходов производства.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы вредных паров веществ.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Пожары и взрывы; Аварии с выбросом химически опасных веществ; Метеорологические и агрометеорологические опасные явления.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: аварии с выбросом химически опасных веществ.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			16.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б7А	Андреев Святослав Владимирович		16.02.2022

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)
14.02.2022	<i>Введение</i>	5
18.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
24.02.2022	<i>Явление гидродинамического сопротивления в нефтепроводе</i>	5
04.03.2022	<i>Методы снижения сопротивления в трубопроводе</i>	10
21.03.2022	<i>Физико-химическая характеристика противотурбулентных присадок и механизм их действия</i>	10
13.03.2022	<i>Особенности работы магистрального нефтепровода с птп на объектах ПАО «Транснефть»</i>	10
29.04.2022	<i>Расчетно-технологическая часть</i>	15
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н. А.	к.г.-м.н. доцент		14.02.2022

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		14.02.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа предоставлена на 100 листах, 17 рисунках, 25 таблицах, 39 источников литературы.

Ключевые слова: гидравлическое сопротивление, турбулентный режим, эффект Томса, нефть, динамическая вязкость, транспорт нефти, противотурбулентная присадка.

Объектом исследования являются противотурбулентные присадки к нефти, применяемые на объектах трубопроводного транспорта ПАО «Транснефть».

Целью данной работы является определение организационно-технических мероприятий по применению противотурбулентных присадок с целью увеличения эффективности перекачки нефти по системе магистральных трубопроводов.

Областью применения являются объекты трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Экономическая эффективность/значимость работы состоит в уменьшении затрат на электроэнергию для транспорта углеводородов и увеличению пропускной способности трубопроводов.

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Андреев С.В.</i>			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					9	100
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

THE ABSTRACT

Final certification work is provided on 100 sheets, 17 figures, 25 tables, 39 literature sources.

Keywords: hydraulic resistance, turbulent regime, Toms effect, oil, dynamic viscosity, oil transport, anti-turbulent additive.

The objects of study are anti-turbulent oil additives used at the pipeline transport facilities of Transneft PJSC.

The purpose of the work is to analyze the effectiveness of the use of anti-turbulent additives in order to reduce hydraulic resistance when pumping hydrocarbon liquids through a system of main pipelines.

Product area include the objects of pipeline transportation of oil and oil products.

The economic efficiency/importance of the work is to reduce the cost of electricity for the transport of hydrocarbons and increase the throughput of pipelines.

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>								
<i>Разраб.</i>	<i>Андреев С.В.</i>				Реферат			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>								10	100		
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>						Отделение нефтегазового дела з-2Б7А				

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Термины и определения, применяемые в данной работе:

Число Рейнольдса: безразмерная величина, характеризующая отношение инерционных сил к силам вязкого трения в вязких жидкостях и газах.

Ламинарное течение: течение жидкости или газа, при котором траектории частиц среды практически параллельны направлению основного потока.

Турбулентное течение: явление, заключается в том, что при увеличении интенсивности течения жидкости или газа в среде самопроизвольно образуются многочисленные нелинейные фрактальные волны и обычные, линейные различных размеров, без наличия внешних, случайных, возмущающих среду сил и/или при их присутствии.

Гидравлическое сопротивление: сопротивление движению потока рабочей среды, которое оказывается со стороны трубопроводной системы и оценивается количеством потерянной удельной энергии, безвозвратно расходуемой на работу сил трения.

Эквивалентная шероховатость: это воображаемая равномерная зернистая шероховатость с такой высотой (диаметром) зерен, при которой в области квадратичного сопротивления (где X зависит только от шероховатости и не зависит от числа Рейнольдса) значение коэффициента A равно его значению при естественной шероховатости.

Противотурбулентные присадки: высокомолекулярные полимерные вещества, позволяющие уменьшить коэффициент гидравлического сопротивления перекачиваемой при турбулентном режиме жидкости.

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Андреев С.В.			Термины и определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Антропова Н.А.					11	100
<i>Рук.</i>	ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

Сокращения

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

ПТП – противотурбулентная присадка;

ММР – молекулярно-массовое распределение;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

СГДС – снижение гидродинамического сопротивления;

УВ – углеводороды;

ЭГ – этиленгликоль;

DR – величина эффекта снижения гидродинамического сопротивления;

Re – число Рейнольдса.

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;

CFD – вычислительная гидродинамика (Computational fluid dynamic);

RANS – уравнения Навье-Стокса, осредненные по числу Рейнольдса (Reynolds-averaged Navier-Stokes equation).

Нормативные ссылки

В представленной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

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

РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.

РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Андреев С.В.</i>			Сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					12	100
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	18
1 ЯВЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В НЕФТЕПРОВОДЕ.....	20
1.1 Режимы течения жидкости.....	20
1.2 Открытие эффекта снижения гидродинамического сопротивления и его практическое применение	21
1.3 Теоретическое и экспериментальное обоснование явления снижения гидродинамического сопротивления углеводородных жидкостей с помощью полимеров	23
2 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК И МЕХАНИЗМ ИХ ДЕЙСТВИЯ	33
2.1 Свойства противотурбулентных присадок.....	33
2.2 Механизм действия ПТП.....	34
3 ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ПТП НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»	38
3.1 Испытания противотурбулентной присадки.....	39
3.1.1 Испытания на турбулентном реометре.....	41
3.1.2 Опытнo-промышленные испытания ПТП	42
3.2 Выбор технологического режима нефтепровода с ПТП.....	45
4 РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	48
4.1 Характеристика установки по вводу присадок.....	48
4.2 Свойства перекачиваемой нефти.....	50
4.3 Техническая характеристика противотурбулентных присадок ПАО «Транснефть».....	51
4.4 Оценка эффективности применения ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	52

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Андреев С.В.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					14	100
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
5.1 Предпроектный анализ	58
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	58
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений	59
5.1.3 SWOT – анализ	61
5.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР	62
5.2.1 Структура работ в рамках проводимого исследования	62
5.2.2 Определение трудоемкости работ	63
5.2.3 Разработка графика проведения исследования.....	64
5.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	69
5.4.1 Расчет материальных затрат НТИ	69
5.4.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ.	70
5.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	71
5.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	73
5.4.5 Накладные расходы.....	74
5.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ...	74
5.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	75
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
6.2 Производственная безопасность.....	80
6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	82
6.3 Экологическая безопасность.....	88
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
Вывод по разделу	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	96

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития нефтедобывающей промышленности все отчетливее прослеживается тенденция увеличения объемов добываемой нефти, что, естественно, приводит к возникновению проблемы ее бесперебойной транспортировки к местам переработки и на экспорт. Кроме этого, ведутся активные разработки новых месторождений, зачастую расположенных в удаленных и труднодоступных регионах. Все это приводит к стремительному росту сети магистральных нефтепроводов, в связи с чем становится особенно актуальной проблема повышения эффективности транспортировки нефти и снижения энергозатрат на транспорт углеводородного сырья.

При транспортировке нефти инженеры зачастую сталкиваются с проблемами возникновения турбулентного режима течения жидкости. При турбулентном течении нефти толщина пограничного слоя между стенкой трубопровода и потоком нефти уменьшается, становится меньше абсолютная шероховатость. Как следствие, в пограничном слое возникают завихрения, увеличивается гидравлическое сопротивление и увеличиваются энергозатраты на транспорт углеводородов.

Наиболее распространенным способом решения данной проблемы является создание и использование химических добавок, способных регулировать в нужном направлении параметры рабочей среды. Широкое распространение в нефтедобывающей отрасли получили способы снижения гидравлических потерь путем добавления в сырье противотурбулентных присадок (ПТП). Молекулы ПТП, представляющие собой длинные полимерные цепочки, при введении в поток нефти распрямляются, сглаживая турбулентные возмущения и увеличивая толщину вязкого ламинарного подслоя, что, в свою очередь, снижает гидравлическое сопротивление и

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Андреев С.В.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					<i>Листов</i>
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				16	100
					Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

уменьшает энергозатраты на транспортировку.

Целью данной работы является определение организационно-технических мероприятий по применению противотурбулентных присадок с целью увеличения эффективности транспорта нефти на объектах ПАО «Транснефть».

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ патентной и научно-технической документации по тематике исследования;
- ознакомиться с теоретическими основами явления снижения гидродинамического сопротивления трению, свойствами ПТП;
- изучить особенности осуществления перекачки нефти с применением противотурбулентных присадок на объектах ПАО «Транснефть»;
- произвести оценку эффективности применения противотурбулентных присадок согласно РД-23.040.00-КТН-254-10.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В 1948 году в трудах первого международного реологического конгресса опубликована статья английского физика Б. Томса, в которой приведены результаты экспериментального исследования снижения гидравлического сопротивления при введении в турбулентный поток моноклорбензола малой добавки полиметилметакрилата. Эффект практически двукратного снижения гидравлического сопротивления (впоследствии названный эффектом Томса) был достигнут при вводе полимерной добавки с концентрацией в растворе 5 – 10 ppm [1].

Практически одновременно с работой Томса опубликованы исследования американского ученого К. Майселса [2], результаты которых выявили эффект снижения перепада давления в трубопроводе при перекачке бензина с добавкой алюминиевого мыла (aluminiumdisoap), что в последствие было подтверждено в работе Р. Литгла [3].

В статье [4] Н.Н. Голуновым было установлено, что применение ПТП влияет на изменение гидравлического сопротивления трубопровода, тем самым изменяя объем образующейся смеси. Для существенного уменьшения объема смеси (более чем на 50%) возникает необходимость введения присадки именно в зону ее образования, а не по всей длине трубопровода. Это значительно сокращает требуемый объем присадки и соответственно финансовые затраты.

В статье [5], автором которой также является Н.Н. Голунов, рассматривается технология, суть которой заключается в формировании разделительной пробки путем введения в перекачиваемые жидкости малой противотурбулентной присадки. Она уменьшает не только коэффициент гидравлического сопротивления, но и турбулентную диффузию в потоке транспортируемой жидкости. Вследствие этого уменьшается объем образу-

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Андреев С.В.</i>				Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>						18	100
<i>Рук.</i>	<i>ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>						
						Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

щейся смеси. В данной статье приведена методика определения начальной концентрации противотурбулентной присадки, содержащейся в добавке, способной обеспечить ее эффективность.

В работе [6] рассматриваются особенности работы магистрального нефтепровода с применением противотурбулентной присадки. Приведены расчеты характеристик нефтепровода при перекачке нефти без присадки и с присадкой. Приведены особенности замещения нефтепровода нефтью с ПТП с расчетными характеристиками вариантов регулирования перекачки.

Несмотря на масштабные экспериментальные и теоретические исследования, продолжающиеся более полувека, до настоящего времени нет единой теории механизма снижения гидравлического сопротивления при перекачке жидкостей с противотурбулентными присадками.

Таким образом, эффективность применения противотурбулентных присадок может оцениваться на основе экспериментальных и теоретических исследований, а также путем создания численной модели оценки. В представленной работе оценка ПТП осуществляется на основании регламентирующего документа компании ПАО «Транснефть» РД-23.040.00-КТН-254-10 [7].

1 ЯВЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В НЕФТЕПРОВОДЕ

1.1 Режимы течения жидкости

Если рассматривать движение потока жидкости с учетом физики сплошных сред, то представить поток как сплошную среду, подвергающуюся постоянным деформациям. Движение жидкости включает движение параллельных слоев с различной скоростью, в связи с чем движение потока подчиняется закономерностям сдвиговой деформации. При таком движении между слоями возникают силы трения, математическое описание которых привел Ньютон:

$$F_{\text{тр}} = \eta \cdot \frac{dv}{dr} \cdot \Delta S \quad (1.1)$$

Согласно третьему закону Ньютона, сила трения равна и противоположно направлена силе, вызывающей это трение. Данное условие выполняется при равномерном течении при постоянной скорости ($V = \text{const}$), т.е. при установившемся режиме течения. Как видно из формулы, сила трения зависит от площади контакта слоев. Кроме того, направление силы относительно поверхности слоев является тангенциальным, ввиду чего наблюдается явление сдвиговой деформации (рисунок 1.1). Такой вид сдвигового течения реализуется, например, в ротационных вискозиметрах (течение Куэтта).

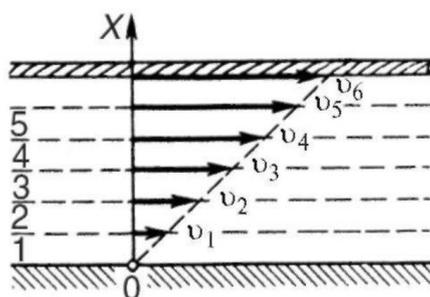


Рисунок 1.1 – Смещение слоев вязкой жидкости между двумя твердыми пластинками: нижняя пластина неподвижна, верхняя движется с линейной скоростью – v_6

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Андреев С.В.			Явление гидродинамического сопротивления в нефтепроводе	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					20	100
Рук.	ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

Для получения другой формы записи зависимости можно поделить обе части уравнения 1.1 на площадь ΔS , получим:

$$\tau = \eta \cdot \frac{dU}{dr} = \eta \cdot j \quad (1.2)$$

где $\tau = F_{\text{тр}}/\Delta S$ – напряжение сдвига между слоями, численно равно силе, действующей на единицу площади;

$j = dU/dr$ – скорость сдвига слоев относительно друг друга (градиент скорости);

η – коэффициент динамической вязкости.

Коэффициент динамической вязкости характеризует межмолекулярное взаимодействие частиц слоев жидкости, ввиду которого наблюдается такое явление как трение. Величина η зависит от физико-химических свойств жидкости и температуры.

Течение жидкости может осуществляться упорядоченно (ламинарный режим) и беспорядочно (турбулентный режим). Численная характеристика режима течения потока жидкости выражается числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{U_{\text{ср}} \cdot 2R_w}{\nu} \quad (1.3)$$

где R_w – радиус трубы;

$U_{\text{ср}}$ – среднерасходная скорость течения жидкости;

$\nu = \eta/\rho$ – кинематическая вязкость;

ρ – плотность жидкости.

Если число Рейнольдса $Re < 2300$, то режим течения жидкости в трубе ламинарный. Если число Рейнольдса $Re > 2300$, то режим течения жидкости в трубе турбулентный.

1.2 Открытие эффекта снижения гидродинамического сопротивления и его практическое применение

Более 70 лет назад английский химик Б. Томс открыл явление снижения гидродинамического сопротивления (СГДС), позже названное эффектом Томса. Он обнаружил, что хоть вязкость жидкости при добавлении в неё полимерной присадки и увеличивается, скорость течения уменьшается.

					Явление гидродинамического сопротивления в нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Добавка полимеров эффективнее действует при больших скоростях течения жидкости, когда поток турбулентный. Внезапно открытое явление было достаточно уникальным для уровня знаний об явлениях и процессах того времени и некоторые учёные считали его противоречащим «здравому смыслу». За свою аномальную природу и непредсказуемость открытие Томса стали называть эффектом Томса, после чего началось его пристальное изучение в различных разделах науки: гидромеханике, реологии и химии высокомолекулярных соединений.

Многочисленными исследованиями, последовавшими вскоре за открытием Томса, было обнаружено, что увеличение скорости потока жидкости в трубе достигается за счёт использования высокомолекулярных химических добавок различного происхождения [9]. Эти добавки уменьшают потери на трение при постоянном объёмном расходе жидкости при заданной разнице давлений уменьшая коэффициент гидродинамического сопротивления.

Достаточно долго до недавнего времени эксперименты с эффектом Томса в основном были представлены исследованиями водных растворов с добавлением различных полимеров, таких как растворов полиэтиленоксид (ПЭО) и полиакриламид (ПАА) и др. Это обусловлено тем, что вода является наиболее распространенным растворителем в природе. Водные растворы безопасны и с ними достаточно просто работать, а вышеупомянутые полимеры отличаются высокой эффективностью. Соответственно, на основе таких исследований, водные растворы полимеров и получили широкое применение.

Стремительное развитие сети магистральных нефтепроводов в последние десятилетия вносит необходимость повышения эффективности транспортировки нефти и снижение потребления энергии, требуемой для перекачки.

В 1979 году, вскоре после начала эксплуатации Трансаляскинского магистрального нефтепровода, в перекачиваемую нефть начали добавлять

полимерную добавку CDR-101. За два года использования указанной добавки для снижения сопротивления течению, пропускная способность трубопровода увеличилась на 16-32 тыс.м³/сут [10].

Использование полимерных присадок показало, что для достижения 20% снижения сопротивления достаточно вводить добавку в концентрации 0,002%. Экономия в перекачивании нефти с учётом стоимости полимерной присадки, её растворении и введении в магистральный нефтепровод составила 29,7%.

Приведённые выше примеры доказывают возможность успешного технологического и экономического решения проблемы снижения энергозатрат на транспорт нефти, для чего могут быть использованы в качестве агентов снижения сопротивления как синтетические нефтерастворимые полимеры, так и тяжёлые компоненты самой нефти, какими являются асфальтены и смолы.

1.3 Теоретическое и экспериментальное обоснование явления снижения гидродинамического сопротивления углеводородных жидкостей с помощью полимеров

Формула Дарси-Вейсбаха (1.4) описывает функциональную связь между объёмным расходом в трубе и потерями давления на трение в потоке жидкости. Причём эта связь существует как в ламинарном потоке, так и в турбулентном (Манжай и др., 2006):

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{2R_w} \cdot \rho \cdot \frac{\bar{U}^2}{2}, \quad (1.4)$$

где ΔP – потери давления на трение, Па;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

L – длина цилиндрического канала, м;

R_w – радиус цилиндрического канала, м;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

\bar{U} – среднерасходная скорость, м/с.

После некоторых преобразований формулу (1.4) можно представить, как:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{\rho \cdot L}{4 \cdot \pi^2 \cdot R_w^5} \cdot Q^2, \quad (1.5)$$

где Q – объёмный расход в трубе, м³/с.

Значения коэффициентов гидродинамического сопротивления для ламинарного (1.6) (при $Re < 2300$) и турбулентного режима (1.7) (при $Re > 3000$) соответственно:

$$\lambda_{\text{лам}} = 64/Re, \quad (1.6)$$

$$\lambda_{\text{тур}} = 0,3164/Re^{0,25}, \quad (1.7)$$

где число Рейнольдса (Re) рассчитывается по формуле:

$$Re = 2Q/\pi \cdot R_w \cdot \nu, \quad (1.8)$$

где ν – кинематическая вязкость среды, м²/с.

Если в преобразованную формулу Дарси-Вейсбаха (1.5) вставить значения коэффициента гидродинамического сопротивления $\lambda_{\text{лам}}$, то можно вывести уравнение для расчёта объёмного расхода жидкости при ламинарном режиме течения, называемое формулой Пуазейля:

$$Q_{\text{лам}} = \frac{\pi \cdot R_w^4}{8\eta \cdot L} \cdot \Delta P, \quad (1.9)$$

где η – динамическая вязкость, Па·с.

Для расчета объёмного расхода турбулентного течения ньютоновской жидкости уравнение Дарси-Вейсбаха (1.5) с учетом $\lambda_{\text{тур}}$, преобразуется в выражение:

$$Q_{\text{тур}} = 14,8 \cdot \left(\frac{\Delta P}{L \cdot \rho}\right)^{0,571} \cdot \left(\frac{R_w^{2,714}}{\nu^{0,143}}\right), \quad (1.10)$$

где Q – объёмный расход жидкости (объёмная скорость) (Мягченков и др., 2005).

Из гидродинамических уравнений (1.9) и (1.10) следует, что для обоих режимов течения потока жидкости при увеличении её вязкости объёмный расход должен уменьшаться. Однако, когда в жидкость в турбулентном потоке добавляется полимерная присадка, увеличивающая кинематическую вязкость

(ν) растворителя, она одновременно увеличивает и объёмный расход ($Q_{\text{турб.}}$), что противоречит формуле (1.10).

Экспериментально установлено, что добавление в турбулентный поток жидкости высокомолекулярной полимерной присадки уменьшает коэффициент гидродинамического сопротивления этой жидкости. Следовательно, коэффициент гидродинамического сопротивления раствора (λ_P) после введения в него полимерной добавки по величине меньше чем коэффициент сопротивления чистого растворителя (λ_S). Это происходит из-за того, что поток жидкости около стенок цилиндрического канала начинает течь линейно, когда как основной поток турбулентный.

Исходя из формулы (1.5) коэффициент гидравлического сопротивления может уменьшаться в двух случаях:

1) Объёмный расход постоянен ($Q = \text{const}$), уменьшается перепад давления между концами трубы;

2) Перепад давления постоянен ($\Delta P = \text{const}$), объёмная скорость течения увеличивается (Манжай и др., 2006).

Когда раствор с добавлением полимеров течёт при значении числа Рейнольдса выше критического ($Re_{\text{кр}} = 2300$), его значение коэффициента гидродинамического сопротивления (λ_P) попадает в зону турбулентного режима течения (рисунок 1.2). Поскольку эта зона ограничена сверху кривой Блазиуса для ньютоновских жидкостей, а снизу – теоретическим продолжением кривой Пуазейля линейного потока, то для коэффициентов гидродинамического сопротивления попавших в неё выполняется условие:

$$64/Re < \lambda_P < 0.3164/Re^{0,25}.$$

Также, как уже выяснено выше для коэффициента гидродинамического сопротивления полимерного раствора выполняется ещё одно условие:

$$\lambda_P < \lambda_S.$$

Соответствие этому условию и позволяет наблюдать эффект Томса, который по этой причине также называется эффектом снижения гидродинамического сопротивления (СГДС) (Min и др., 2000)

					Явление гидродинамического сопротивления в нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

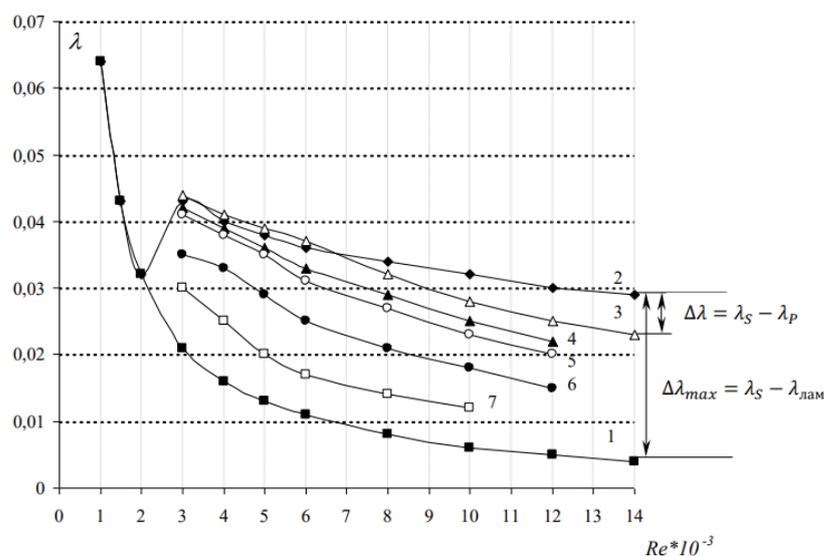


Рисунок 1.2 – Влияние числа Рейнольдса на значение коэффициента гидродинамического сопротивления для растворов с различными полимерными добавками

На рисунке 1.2 изображены:

- 1 – кривая Пуазейля для ламинарного течения $\lambda_{\text{лам}} = 64/Re$;
- 2 – эмпирическая кривая Блазиуса для турбулентного течения;
- 3 – раствор полиизопрена в толуоле ($C = 0,05 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,5 \cdot 10^6$);
- 4 – раствор полиизопрена в толуоле ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,5 \cdot 10^6$);
- 5 – раствор полибутадиена в толуоле ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,6 \cdot 10^6$);
- 6 – раствор полибутадиена в толуоле ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 1,2 \cdot 10^6$);
- 7 – раствор полиизопрена в нефти ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,5 \cdot 10^6$).

В соответствии с рисунком 1.2 наблюдается следующая зависимость – при увеличении относительной молекулярной массы полимера (M_r) и его концентрации (C) в растворе, увеличивается разница между коэффициентом гидродинамического сопротивления растворителя и полимерного раствора ($\Delta\lambda = \lambda_S - \lambda_P$), т.е. значение λ_P приближается к той части теоретической кривой Пуазейля для ламинарного течения, которая заходит в турбулентную зону.

Эффект снижения гидродинамического сопротивления или drag reduction (DR, %) рассчитывается как относительное изменение коэффициента гидродинамического сопротивления:

$$DR, \% = \frac{\lambda_S - \lambda_P}{\lambda_S} \cdot 100\% = \frac{\Delta\lambda}{\lambda_S} \cdot 100\% \quad (1.11)$$

Если из формулы (1.5) вывести коэффициент гидродинамического сопротивления (λ) и подставить в уравнение (1.10), то получим:

$$DR, \% = \frac{\Delta P_S \cdot Q_P^2 - \Delta P_P \cdot Q_S^2}{\Delta P_S \cdot Q_P^2} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta P_P \cdot Q_S^2}{\Delta P_S \cdot Q_P^2}\right) \cdot 100\% \quad (1.12)$$

где ΔP_S , ΔP_P – потери давления на трение в чистом растворителе (s) и в полимерном растворе (p), Па;

Q_S , Q_P – объёмный расход в трубе для потока чистого растворителя (s) и полимерного раствора (p), м³/с.

Полученное значение DR позволяет количественно оценить влияние полимерной присадки на перекачивание жидкости. Оно показывает во сколько раз меньше энергии требуется на перекачивание одного и того же объёма жидкости. При транспортировке по магистральным трубопроводам полимеры уменьшают коэффициент гидродинамического сопротивления как уменьшая перепад давления между концами трубы (ΔP_P), так и увеличивая объёмный расход жидкости (Q_P).

В лабораторных условиях эксперименты для исследования свойств противотурбулентных присадок в основном выполняют с использованием турбулентного реометра (рисунок 1.3). Он состоит из рабочей камеры, которая соединяется со стеклянным капилляром длиной (L) и радиусом (R_w), на нижнем конце которого есть кран К4. Под краном располагается приёмная ёмкость постоянного объёма ($V=\text{const}$), к стенкам которой вплотную присоединены датчики с фотодиодами, в свою очередь находящиеся в одной цепи с электронным секундомером.

Стеклянная трубка (капилляр) имеет достаточно толстые стенки для увеличения прочности и дополнительно защищается металлическим кожухом. Также при необходимости трубку в кожухе можно заменять. Сам кожух находится в термостатируемой рубашке, в которую залит теплоноситель, подогреваемый или охлаждаемый термостатом в пределах температур кипения и застывания исследуемых жидкостей. Для протекания различных

жидкостей по трубке с одинаковым перепадом давления к рабочей камере подключен баллон со сжатым азотом либо инертным газом.

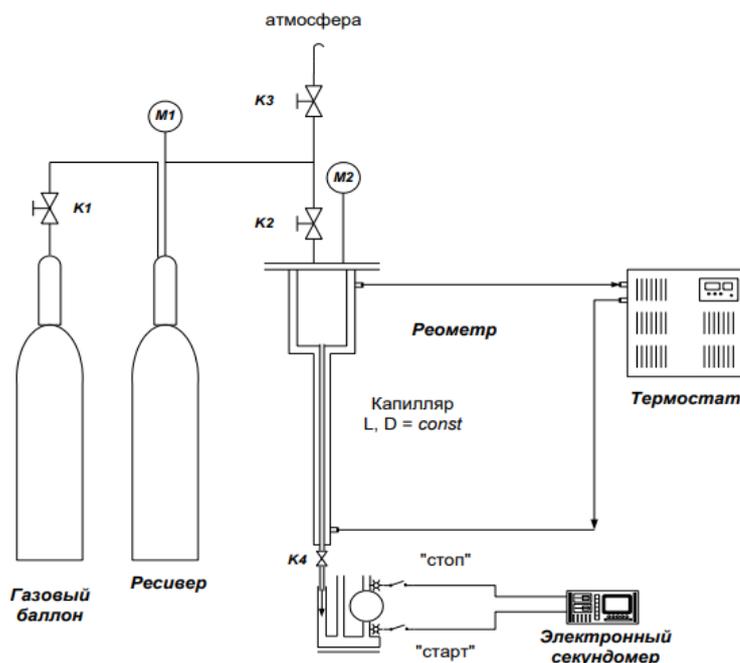


Рисунок 1.3 – Турбулентный реометр

Необходимое для проведения эксперимента кол-во газа через запорный кран К1 подаётся в баллон-ресивер, после чего кран К1 закрывается. Для оценочного контроля кол-ва отобранного газа давление в ресивере замеряется манометром М1. Далее соединительный трубопровод подключается к двум запорным кранам К2 и К3. Через кран К2 газ подаётся в рабочую камеру, к которой подключён более точный чем манометр М1 манометр М2. Если давление в рабочей камере больше необходимого для проведения эксперимента, его стравливают в атмосферу через кран К3, приоткрыв перед этим К2.

Поскольку все жидкости, с добавлением полимера они или без, в ходе экспериментов протекают при одинаковом перепаде давления $\Delta P_p = \Delta P_s = \text{const}$, то уравнение (1.12) количественного расчёта эффекта Томса будет иметь вид:

$$DR, \% = \left(1 - \frac{Q_s^2}{Q_p^2}\right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{t_p^2}{t_s^2}\right) \cdot 100\% \quad (1.13)$$

где t_s , t_p – время истечения одних и тех же объёмов растворителя (s) и полимерного раствора (p), с.

После замера времени истечения раствора (t) и перепада давления производят расчёты параметров течения жидкости:

- объёмный расход:

$$Q = V/t \quad (1.14)$$

- число Рейнольдса определяется по формуле (1.7);
- среднерасходная скорость:

$$\bar{U} = Q/\pi \cdot R_w^2 \quad (1.15)$$

– величина приращения среднерасходной скорости течения полимерного раствора по сравнению со скоростью течения чистого растворителя при одинаковых напряжениях сдвига:

$$\Delta U = \bar{U}_p - \bar{U}_s \quad (1.16)$$

- величина приращения объёмного расхода:

$$\Delta Q = Q_p - Q_s \quad (1.17)$$

– коэффициент гидравлического сопротивления тестируемой жидкости:

$$\lambda = 4R_w \cdot \Delta P/L \cdot \rho \cdot \bar{U}^2 \quad (1.18)$$

- напряжение сдвига на стенке канала (Несын и др., 2012):

$$\tau_w = \Delta P \cdot R_w/2L \quad (1.19)$$

Величину эффекта снижения гидродинамического сопротивления и значение его коэффициентов в большинстве исследований демонстрируют в виде отношения величины DR к числу Рейнольдса. Например, на рисунке 1.4. представлены экспериментальные результаты рисунка 1.2, пересчитанные при помощи формулы (1.11).

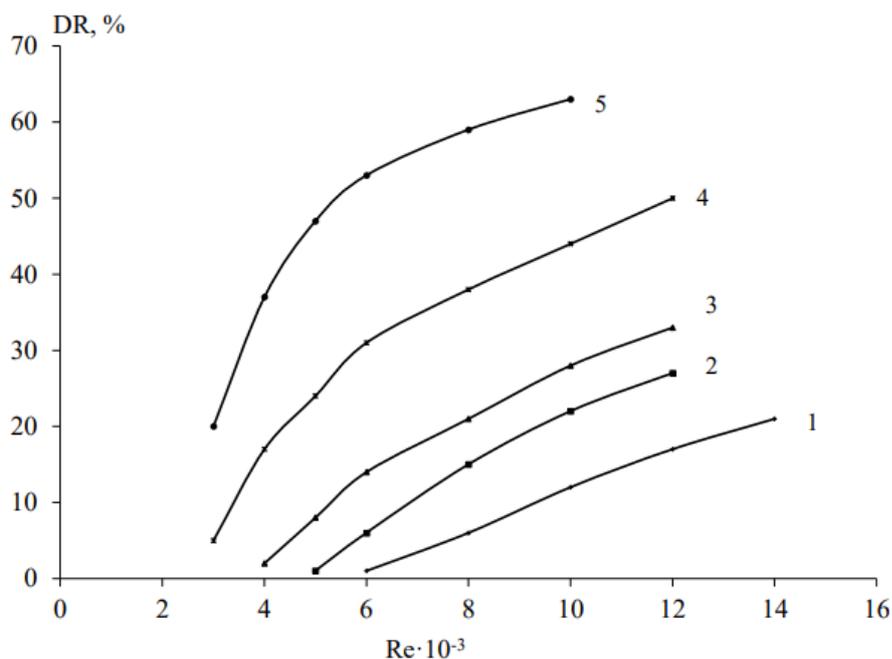


Рисунок 1.4 – Влияние числа Рейнольдса на значение эффекта Томса для растворов с различными полимерными добавками

На рисунке изображены графики для:

1. раствор полиизопрена в толуоле ($C = 0,05 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,5 \cdot 10^6$);
2. раствор полиизопрена в толуоле ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,5 \cdot 10^6$);
3. раствор полибутадиена в толуоле ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,6 \cdot 10^6$);
4. раствор полибутадиена в толуоле ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 1,2 \cdot 10^6$);
5. раствор полиизопрена в нефти ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,5 \cdot 10^6$).

В соответствии с рисунком 1.4 наблюдается следующая зависимость: при увеличении числа Рейнольдса, величина эффекта Томса также увеличивается.

Имеется также эмпирическая информация, что эффект снижения гидродинамического сопротивления не проявляется при одинаковом числе Рейнольдса. Он может начать происходить как при начале турбулентного режима ($Re_{кр} \approx 2300$), так и через какое-то время после, когда число Рейнольдса достигает некоего порогового значения $Re_{пор} > Re_{кр}$. На время начала эффекта влияет физико-химическая природа полимера в паре с растворителем. Однако сам факт увеличения значения эффекта Томса от химической природы этих

веществ, концентрации и молекулярной массы полимерного образца не зависит.

В современной научно-технической литературе трактовка влияния величины числа Рейнольдса на начало снижения сопротивления ($Re_{пор}$) и на величину эффекта весьма противоречива. Например, некоторые исследователи считают, что на пороговое значение числа Рейнольдса влияет концентрация полимера, другие утверждают обратное (Хабакпашева и др., 1970). Эти противоречия объясняются тем, что в формуле для расчета числа Рейнольдса (1.8) есть кинематическая вязкость (ν), а поскольку кинематическая вязкость полимерного раствора зависит не только от физико-химической природы растворителя и концентрации полимера, а также от его молекулярной массы и температуры раствора, то изменение хотя бы одной из этих величин, влияющих на вязкость раствора, сопровождается изменением численного значения порогового числа $Re_{пор}$.

По всей видимости, исследования проводились с полимерами разных концентраций, которые влияют на значение вязкости, а оно в свою очередь на число Рейнольдса.

Но не только кинематическая вязкость (ν) влияет на пороговое число Рейнольдса. Геометрические размеры трубы (R_w) в различных экспериментальных установках могут отличаться, соответственно будут отличаться и определяемые величины $Re_{пор}$. Следовательно, эти величины нельзя считать критерием, однозначно характеризующим гидродинамические свойства полимерных образцов.

Вследствие этого, в исследованиях полимерных добавок вместо порогового числа Рейнольдса стали использовать пороговое напряжение сдвига на стенке трубы ($\tau_{пор}$) [11]. Этот гидродинамический параметр не зависит от концентрации полимера и геометрического размера трубы. Эмпирически было доказано, что на напряжение сдвига влияет только физико-химическая природа раствора полимера. Например, чем выше молекулярная масса полимерной присадки (рисунок 1.5) и чем больше характеристическая

					Явление гидродинамического сопротивления в нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

вязкость растворов, в которых она растворена (т.е. чем лучше термодинамическое качество растворителя), тем ниже значения напряжения сдвига, начиная с которого будет наблюдаться эффект Томса, и тем больше его величина. Поэтому большинство исследователей эффекта снижения гидродинамического сопротивления величина считают пороговое напряжение сдвига ($\tau_{пор}$) более надёжным параметром, чем $Re_{пор}$, для оценки начальной эффективности полимерных противотурбулентных присадок.

Выводы по главе 1

В первой главе представленной работы рассмотрен механизм возникновения гидродинамического сопротивления, вызванного особенностями режима течения нефти, а именно – турбулентностью потока.

Турбулентный режим при транспорте углеводородного сырья приводит к увеличению энергетических затрат на перекачку и требует разработки комплекса организационно-технических мероприятий по снижению гидравлического сопротивления. В данной главе обоснован механизм его снижения при трубопроводном транспорте нефти с помощью полимерных композиций, называемых противотурбулентными присадками.

2 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК И МЕХАНИЗМ ИХ ДЕЙСТВИЯ

2.1 Свойства противотурбулентных присадок

Основная цель применения противотурбулентных присадок ламинизировать течение потока при перекачке по нефтепроводу. Турбулентный режим течения может установиться в любом нефтепроводе при определенных свойствах нефти и параметрах трубопровода. При таком режиме в пристеночной области возникают пульсации давления, что приводит к дополнительному сопротивлению. В зависимости от свойств перекачиваемой нефти гидравлическое сопротивление может возрасти на 80% за счет появления дополнительного сопротивления. С увеличением сопротивления потока возрастают и затраты на его перекачку по трубопроводу.

Добавление в поток нефти ПТП расходом 10-40 г/т позволяет увеличить пропускную способность нефтепровода на 15-25%.

Современные противотурбулентные присадки представляют собой в основном раствор или суспензию высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе. Основным компонентом современных ПТП являются полимеры и сополимеры альфа-олефинов. Присадки различаются по составу и структуре, однако их общей чертой является сверхвысокая молекулярная масса (500..10000 а.е.м.).

На магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах применение ПТП возможно для решения следующих задач [12]:

- увеличения пропускной способности МТ при заданном максимальном допустимом давлении на выходе НПС;

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Андреев С.В.</i>				Физико-химическая характеристика противотурбулентных присадок и механизм их действия	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>						33	100
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

- уменьшения давления на выходе НПС при заданной пропускной способности МТ (на период до устранения дефектов на линейной части МТ, в том числе подводных переходах МТ, при снижении величины максимального допустимого рабочего давления);
- снижения энергопотребления за счет отключения задействованных насосных агрегатов НПС и НПС в целом.

2.2 Механизм действия ПТП

Как правило, перекачка нефти по трубопроводу осуществляется на высоких скоростях с 10-12 км/ч, и зачастую при турбулентном режиме течения. Для него характерно нелинейное движение ввиду наличия завихрений в потоке, которые образуясь в околостенной области стремятся к центру трубопровода (рис. 2.1, а), что является источником существенной части гидравлических потерь при перекачке в турбулентном режиме (около 80%).

Противотурбулентные присадки должны соответствовать ОТТ-23.040.00-КТН-104-17 [13] по нормируемым показателям, приведенным на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Нормируемые показатели ПТП

					Физико-химическая характеристика противотурбулентных присадок и механизм их действия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Качественная оценка противотурбулентных присадок осуществляется на основе снижения гидравлического сопротивления в трубопроводе при добавлении определенной концентрации ПТП.

Эффект от добавления ПТП находится в зависимости от следующих факторов:

- химическая природа ПТП;
- молекулярные характеристики активного компонента ПТП;
- эксплуатационные характеристики ПТП (скорость растворения в нефти/нефтепродукте, скорость механической и термической деструкции, характеристика растворителя, размер частиц полимера и др.).

Противотурбулентные присадки представлены длинными макромолекулами взвешенными в органической жидкости, которые образуют суспензию. При взаимодействии с нефтью макромолекулы приобретают линейное строение и выстраивают цепи (рисунок 2.2), которые препятствуют образованию завихрений, линеаризируя (позволяя течь более направлено, прямолинейно) структуру течения и снижая потери энергии (напора) при перекачке. При этом полимер ПТП работает во всем объеме обрабатываемого потока углеводородной жидкости (рис. 2.2, в).

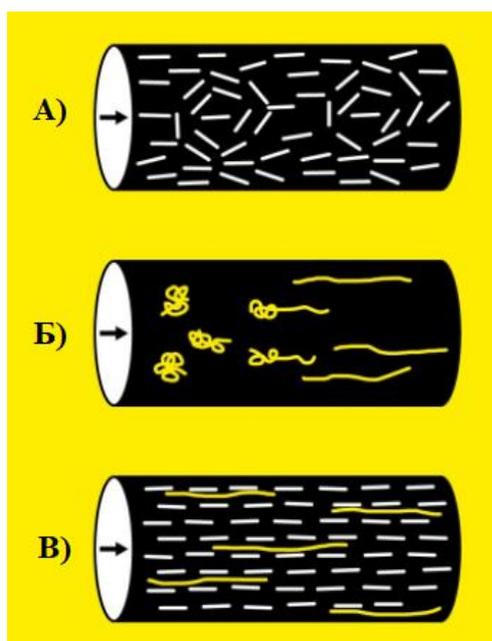


Рисунок 2.2 – Механизм действия ПТП [12]

Аналитически механизм действия противотурбулентных присадок можно представить в виде графика зависимости коэффициента сопротивления от числа Рейнольдса для толуола, который является хорошим органическим растворителем и играет роль ПТП.

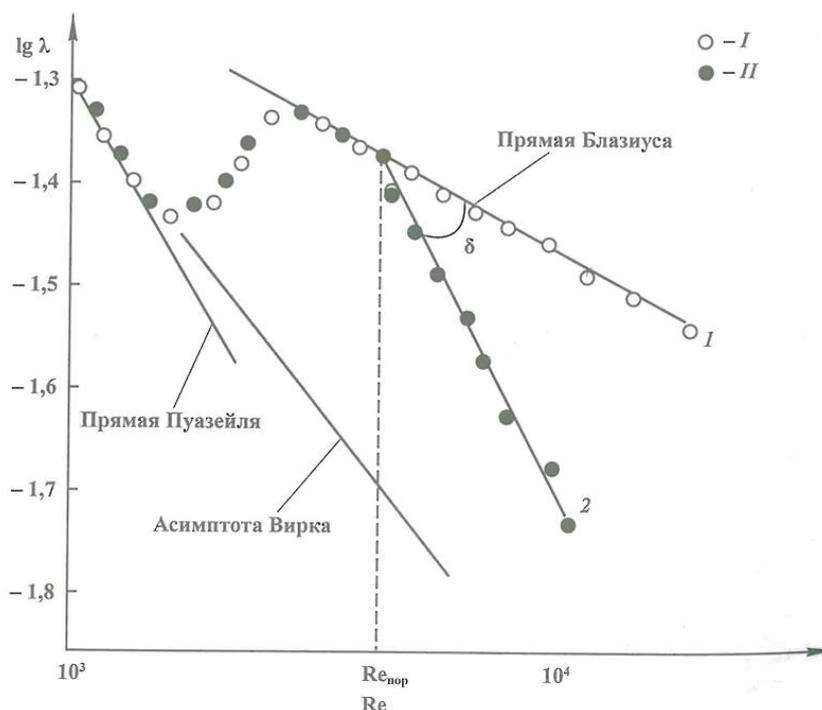


Рисунок 2.3 – Зависимость коэффициента сопротивления 0,01% раствора синтетического каучука (полибутадиена) в толуоле

На рисунке 2.3 видно, что с увеличением числа Рейнольдса гидравлическое сопротивление λ смеси изменяется нелинейно и при достижении некоторого порогового значения $Re_{пор}$ (при оптимальной концентрации присадки) кривая гидравлического сопротивления раствора сдвигается в сторону меньшего сопротивления.

Противотурбулентные присадки имеют оптимальную концентрацию, при которой достигается максимальный эффект. Диапазон эффективных концентраций противотурбулентных присадок в жидкостях находится в области разбавленных и умеренно концентрированных растворов. В них макромолекулы представлены отдельными глобулами, изолированными прослойками жидкости-носителя. При превышении оптимальной концентрации ПТП происходит увеличение динамической вязкости нефти и, как следствие, увеличивается коэффициент гидравлического сопротивления.

Преодоление потоком нефти с присадкой различных перегибов, арматуры и центробежные насосы полимерные цепи подвергаются деструкции и ПТП перестает выполнять свои функции.

Эффективные концентрации присадок строго ограничены в пределах 0,001-0,01%. Это объясняется влиянием концентрации на состояние молекул полимера в растворе. При слишком малых концентрациях молекулы находятся в растворе в виде изолированных глобул; при слишком больших – наблюдаются межмолекулярные взаимодействия, мешающие работе присадки.

Выводы по главе 2

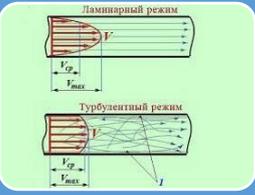
Применение ПТП позволяет повысить надежность эксплуатации участка магистрального трубопровода, обеспечить проведение ремонтных работ без снижения плановых объемов перекачки, а также обеспечить необходимую пропускную способность технологического участка МТ при консервации или отключении НПС.

					Физико-химическая характеристика противотурбулентных присадок и механизм их действия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

3 ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ПТП НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»

Для практического использования противотурбулентной присадки на конкретном нефтепроводе, необходимо провести ряд исследований, среди которых огромную роль играет кривая зависимости эффективности ПТП от концентрации $\psi(C)$ или кривая эффективности ПТП.

Помимо концентрации на эффективность присадки влияет множество факторов, которые представлены на рисунке 3.1.



Гидродинамические режимные параметры трубопровода:

- скорость течения нефти/нефтепродукта;
- режим течения;
- касательные напряжения на стенке трубы;
- наличие водных и газовых скоплений;
- отложений парафина и механических примесей.



Свойства перекачиваемой нефти/нефтепродуктов:

- температура;
- вязкость;
- плотность;
- компонентный состав нефти;
- характеристика дисперсионной среды/растворителя.



Конструктивные и геометрические параметры трубопровода:

- внутренний диаметр;
- протяженность участка МТ;
- шероховатость труб;
- наличие лупингов, вставок, а также местных сопротивлений.

Рисунок 3.1 – Факторы, оказывающие влияние на эффективность ПТП

Поэтому для каждого объекта нефтетранспортной системы необходимо проводить опытно-промышленные испытания противотурбулентной присадки.

Полная эффективность ПТП на участке МТ достигается после того, как весь участок МТ будет заполнен нефтью/нефтепродуктом, обработанной ПТП.

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Андреев С.В.			Особенности работы магистрального нефтепровода с ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					38	100
Рук.	ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

При прекращении ввода ПТП в поток нефти/нефтепродукта происходит замещение нефти/нефтепродукта, обработанной ПТП. При полном вытеснении нефти/нефтепродукта, обработанной ПТП, из участка МТ происходит восстановление первоначального гидравлического сопротивления участка МТ.

Фактическая эффективность ПТП на участке МТ определяется на основе результатов опытно-промышленных испытаний.

Технические мероприятия по подготовке участка МТ к применению ПТП осуществляют в соответствии с требованиями нормативных документов ПАО «Транснефть», в т. ч. РД-23.040.00-КТН-0237-20 [7].

Выбор участка МТ для ввода ПТП проводят с учетом следующих условий:

- на участке МТ реализуется турбулентный режим течения;
- участок МТ является лимитирующим по пропускной способности (при применении ПТП в целях увеличения пропускной способности или снижения рабочего давления);
 - экономическая целесообразность применения ПТП (в целях энергосбережения);
 - характеристики насосных агрегатов имеют резерв для увеличения производительности перекачки.

Ввиду того, что при прохождении насосов, местных сопротивлений и на протяжении трубопровода происходит деструкция ПТП, реагент вводят после каждой станции.

3.1 Испытания противотурбулентной присадки

Присадки подвергают квалификационным испытаниям, приемосдаточным испытаниям, испытаниям при входном контроле и периодическим испытаниям.

					Особенности работы магистрального нефтепровода с ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

В рамках квалификационных испытаний проводят лабораторные испытания, испытания на турбулентном реометре и установке/стенде, а также опытно-промышленные испытания (ОПИ).

В рамках приемо-сдаточных испытаний проводят лабораторные испытания. Приемо-сдаточные испытания ПТП проводит изготовитель/поставщик ПТП перед отправкой ПТП на объекты трубопроводного транспорта. Лабораторные испытания ПТП проводят с целью контроля нормируемых показателей ПТП.

В рамках испытаний при входном контроле проводят лабораторные испытания и испытания на турбулентном реометре. Испытания при входном контроле проводят на объектах трубопроводного транспорта при поступлении партий ПТП.

В рамках периодических испытаний проводят лабораторные испытания, испытания на турбулентном реометре и установке/стенде, а также ОПИ. Периодические испытания ПТП проводят с целью контроля стабильности качества поставляемой ПТП и при продлении нахождения ПТП в Реестре основных видов продукции, применяемых ПАО «Транснефть» (реестр ОВП). Испытания ПТП на турбулентном реометре и установке/стенде проводят с целью оценки ПТП снижать гидравлическое сопротивление при одинаковых гидродинамических условиях.

Допуск к применению ПТП на объектах организации системы «Транснефть» (ОСТ) проводят с целью недопущения снижения качества нефти/нефтепродукта. Решение о допуске противотурбулентной присадки к применению на объектах ОСТ принимают в последовательности, представленной на рисунке 3.2 [7]:

					Особенности работы магистрального нефтепровода с ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Экспертиза технической документации

Квалификационные испытания (лабораторные испытания, испытания на турбулентном реометре и установке/стенде)

Инспекция производства

Опытно-промышленные испытания

Рисунок 3.2 – Последовательность допуска ПТП на объектах ПАО «Транснефть»

3.1.1 Испытания на турбулентном реометре

Контроль качества применяемой присадки осуществляется путем оценки соответствия реагента заявленным показателям: цвет, плотность, вязкость, состав и пр. В ПАО «Транснефть» с этой целью применяется специальная лабораторная установка – турбулентный реометр (рисунок 3.3). Принцип его действия основан на измерении массы прямоугольного бензина с ПТП и без присадки, проходящего через трубку турбулентного реометра за заданный промежуток времени.



Рисунок 3.3 – Турбулентный реометр

					Особенности работы магистрального нефтепровода с ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Способ определения эффективности ПТП заключается в том, что в расходную емкость через шаровый кран заливают маловязкую углеводородную жидкость, закрывают шаровый кран для обеспечения поддержания постоянного давления в расходной емкости, задают посредством реле отрезок времени и запускают открытие электромагнитного клапана. После автоматического срабатывания реле времени, закрывается электромагнитный клапан, после чего взвешивают на технических весах наполненную приемную емкость. После этого вводят в жидкость ПТП в определенной концентрации, выполняют вышеперечисленные действия и вычисляют снижение гидродинамического сопротивления после введения ПТП.

3.1.2 Опытно-промышленные испытания ПТП

Работа магистрального трубопровода с ПТП является инерционным процессом: эффект от введения ПТП в трубопровод возникает не сразу: для начала нефть с присадкой должна заполнить такую часть нефтепровода при которой начинается разворачивание молекул полимера присадки – в приоритете полное заполнение нефтепровода.

Так как до проведения испытания противотурбулентной присадки невозможно предугадать последствия применения ПТП необходимо произвести расчет возможных исходов, например, падения давления на входе в соседнюю НПС, рост гидравлических потерь, вероятность кавитации, недостаток предохранительной аппаратуры и др. С этой целью для каждого нефтепровода составляется схема, программа и методика проведения испытаний ПТП на магистральном нефтепроводе.

На каждом этапе ОПИ с интервалом времени 1 ч фиксируют следующие параметры технологического режима работы участка МТ:

- фактический расход ПТП;
- производительность перекачки нефти/нефтепродукта по участку МТ;

					Особенности работы магистрального нефтепровода с ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

– давление, температуру и реологические свойства нефти/нефтепродукта на входе и выходе всех НПС технологического участка МТ;

– потребляемая мощность электродвигателей работающих насосных агрегатов.

В ходе ОПИ составляется:

– Журнал регистрации проб нефти, где фиксируется время отбора пробы, температура пробы, плотность, вязкость, содержание воды и давление насыщенных паров;

– Журнал регистрации параметров технологического режима работы, где фиксируется время, давление на входе и выходе НПС, расход нефти и концентрация ПТП;

– Журнал регистрации энергетических параметров задействованных насосных агрегатов, где фиксируется время, расход, ток, напряжение, коэффициент мощности двигателя $\cos\phi$ и мощность насосного агрегата [7].

ОПИ проводятся как минимум для двух концентраций ввода ПТП. Максимальная концентрация ввода ПТП должна быть не менее 10 г/т, при чем для каждой концентрации проводятся как минимум три этапа.

Первый этап ОПИ включает определение параметров базового режима без ПТП. В течении 6 ч фиксируют параметры технологического режима работы технологического участка МТ при стационарном режиме работы технологического участка МТ.

На следующем этапе осуществляется заполнение лимитирующего участка МТ от НПС-1 до НПС-2 нефтью, обработанной ПТП, в следующем порядке:

1) по команде диспетчера начинают ввод ПТП на НПС-1 и фиксируют время;

2) в период заполнения лимитирующего участка МТ нефтью/нефтепродуктом, обработанной ПТП, фиксируют параметры работы технологического участка МТ;

					Особенности работы магистрального нефтепровода с ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

3) определяют расчетное время подхода нефти/нефтепродукта, обработанной ПТП, к НПС-2 с учетом фактической пропускной способности участка МТ;

4) выполняют корректировку расхода ПТП для поддержания постоянной концентрации ПТП при изменении производительности перекачки нефти/нефтепродукта по технологическому участку МТ.



Рисунок 3.4 – Этапы ОПИ присадки

На третьем этапе ОПИ происходит определение параметров режима с ПТП. После окончания заполнения лимитирующего участка МТ нефтью/нефтепродуктом, обработанной ПТП, в течение 6 ч фиксируют параметры технологического режима перекачки при стационарном режиме работы технологического участка МТ с ПТП. Затем процедура повторяется при большей концентрации ПТП.

По окончании опытно-промышленных испытаний после определения параметров режима работы трубопровода с ПТП прекращают ввод ПТП на НПС-1 по команде диспетчера и фиксируют время, записывают параметры работы трубопровода в период освобождения участка от нефти, обработанной ПТП. Затем определяют расчетное время подхода нефти/нефтепродукта, не обработанной ПТП, до НПС-2 с учетом фактической пропускной способности участка и, наконец, после полного вытеснения нефти, обработанной ПТП, из участка трубопровода ОПИ для данной марки ПТП считают завершенными.

С целью повышения достоверности результатов ОПИ допускается сокращать интервал времени для фиксации параметров перекачки. Требования к интервалу времени фиксации параметров устанавливаются предприятием.

3.2 Выбор технологического режима нефтепровода с ПТП

Переход к промышленной эксплуатации ТП перекачки нефти/нефтепродукта с ПТП осуществляют после получения положительных результатов ОПИ. Оценку целесообразности промышленной эксплуатации технологического процесса перекачки нефти с присадкой проводят на основе технико-экономических расчетов в соответствии с методикой расчета эффективности ПТП применительно к конкретному магистральному трубопроводу.

Расчет режима с производительностью $Q_{ПТП}$ включает расчет напоров каждой НПС при существующем насосном оборудовании. На участке, на котором планируется ввод присадки требуемые потери напора на трение вычисляются, исходя из перепада давлений между началом и концом участка ввода ПТП, полученных в результате расчета смежных участков.

Выбор концентрации проведения испытаний осуществляется на основе прогнозной кривой эффективности, рассчитанной по формуле из РД-23.040.00-КТН-254-10 [7]:

$$\psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta P_f \cdot Q_0^2}{\Delta P_0 \cdot Q_f^2} \right) \cdot 100\% \quad (3.1)$$

где λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления трения при течении нефти/нефтепродукта без ПТП;

λ_f – коэффициент гидравлического сопротивления трения при течении нефти/нефтепродукта с ПТП;

ΔP_f – потери давления на трение при течении нефти/нефтепродукта с ПТП, Па;

Q_0 – расход нефти/нефтепродукта без ПТП, м³/с;

ΔP_0 – потери давления на трение при течении нефти/нефтепродукта без ПТП, Па;

					Особенности работы магистрального нефтепровода с ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Q_f – расход нефти/нефтепродукта с ПТП, м³/с.

Потери давления ΔP , Па, на участке МТ между НПС-1 и НПС-2 определяют по формуле

$$\Delta P = P_{\text{вых1}} - P_{\text{вх2}} + \rho \cdot g \cdot (z_1 - z_2) \quad (3.2)$$

где $P_{\text{вых1}}$ – давление на выходе НПС-1, Па;

$P_{\text{вх2}}$ – давление на входе НПС-2, Па;

ρ – плотность нефти/нефтепродукта, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

z_1, z_2 – высотные отметки НПС-1 и НПС-2, м.

При технологическом режиме с постоянным расходом нефти эффективность ПТП ψ_Q , %, на участке магистрального нефтепровода определяют по формуле

$$\psi_Q = \left(1 - \frac{\Delta P_f}{\Delta P_0^*}\right) \cdot 100\%, \quad (3.3)$$

где ΔP_f – потери давления на участке МТ с ПТП;

ΔP_0^* – потери давления на участке МТ без ПТП, приведенные к условию равенства расходов течения нефти/нефтепродукта с ПТП и без ПТП, Па.

При технологическом режиме с постоянным перепадом давления эффективность ПТП ψ_P , %, на участке нефтепровода определяют по формуле

$$\psi_P = \left(1 - \frac{Q_0^2}{Q_f^2}\right) \cdot 100\%, \quad (3.4)$$

где Q_0^2 – расход нефти/нефтепродукта без ПТП, м³/с;

Q_f^2 – расход нефти/нефтепродукта с ПТП, приведенный к условию равенства потерь давления на участке МТ с ПТП и без ПТП, м³/с.

При помощи прогнозной кривой эффективности ПТП определяется снижение гидравлического сопротивления на рассматриваемом участке и составляется карта технологических режимов испытаний с учетом ограничений и возможных последствий применения ПТП.

					Особенности работы магистрального нефтепровода с ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

По окончании испытаний осуществляется расчет достигнутой эффективности для каждой концентрации присадки, а также погрешности к ней.

Основные проблемы применения противотурбулентных присадок:

- зависимость эффективности ПТП от ряда изменяющихся факторов;
- разрушение присадки при транспортировании по магистральному нефтепроводу, а также при прохождении местных сопротивлений, насосного оборудования;
- сложность апробации новых методов и реагентов;
- проблема определения и подбора наиболее эффективных присадок для данной нефти.

					Особенности работы магистрального нефтепровода с ПТП на объектах ПАО «Транснефть»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

нефтепроводы и нефтепродуктопроводы давлением до 10 МПа при помощи дозирующих электронасосных агрегатов. В зависимости от типа присадки – суспензионной или гелеобразной формы, применяется различный принцип подачи присадки на дозирующие насосы. В случае применения присадки суспензионной формы, на вход дозирующего насоса должна подаваться предварительно перемешанная присадка из расходной емкости объемом 10 м³, случае применения гелеобразной присадки – из емкости объемом 0,5 м³.

Установка УПН-100/10 состоит из трех контейнеров с различной подачей, в которых расположено технологическое оборудование (рисунок 4.2), а также оборудование электроснабжения и автоматики. Установка ОУВПс представляет собой один контейнер (рисунок 4.3), состоящий из двух отсеков с отдельными входами (технологический и аппаратный), разделенных герметичной перегородкой.



Рисунок 4.2 – Внутреннее помещение установки УПН-100/10



Рисунок 4.3 – Внешний вид установки УПН-100/10

Технологическая схема установки по вводу присадок представлена на рисунке 4.4.

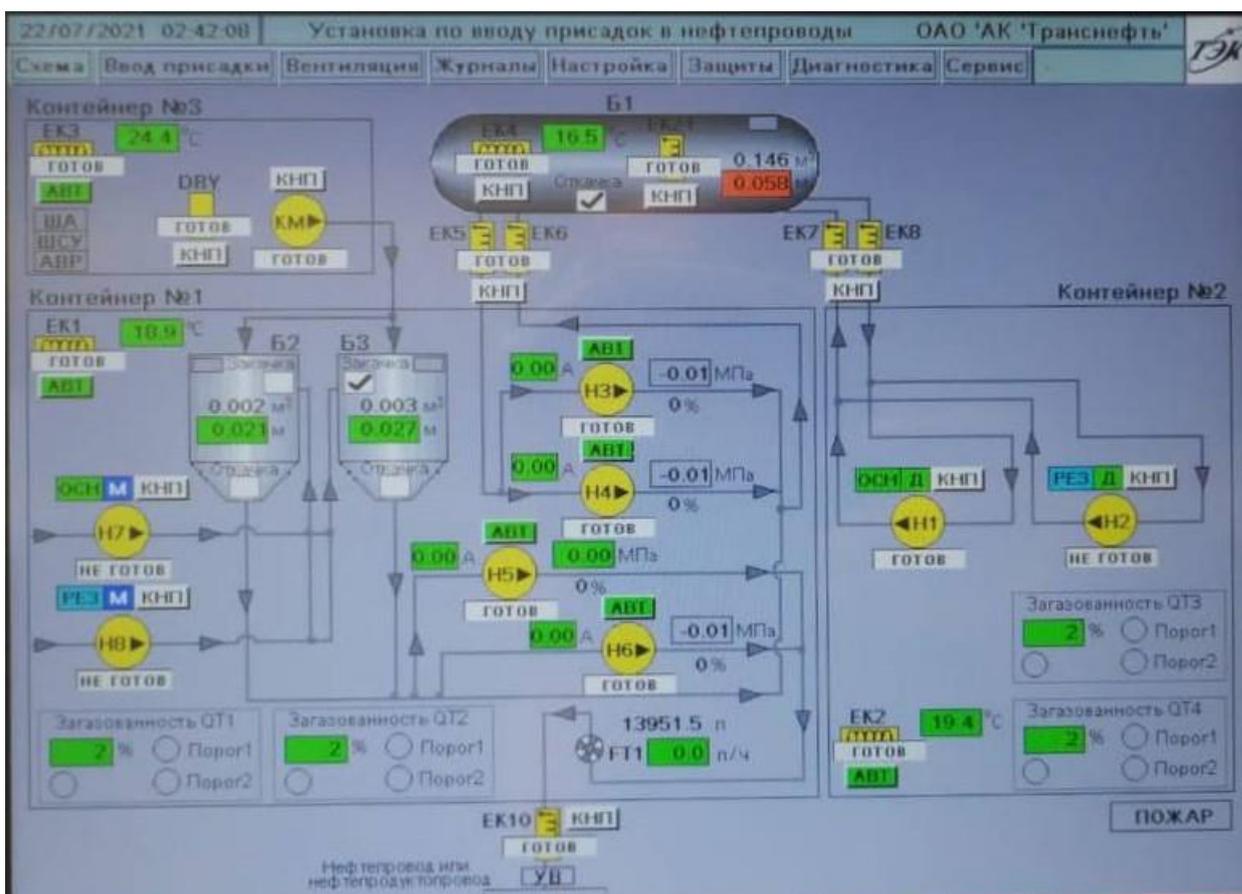


Рисунок 4.4 – Технологическая схема УПН-100/10

4.2 Свойства перекачиваемой нефти

Нефть, транспортируемая по системе нефтепроводов ПАО «Транснефть» и рассматриваемая в работе согласно ГОСТ Р 51858-2002 является особо легкой, малосернистой, с массовой долей воды не более 0,5%, массовой долей сероводорода не более 20 млн⁻¹ и массовой долей метил- и этилмеркаптанов в сумме не более 40 млн⁻¹.

При приемке нефти действительны технические условия:

- Кинематическая вязкость принимаемой нефти при $t = +5^{\circ}\text{C}$ – не более 20 сСт;
- Температура принимаемой нефти – от $+5^{\circ}\text{C}$ до $+20^{\circ}\text{C}$;
- Температура застывания нефти – ниже -40°C ;
- Содержание серы – не более 0,6%;

- Массовая доля парафина в нефти – не более 6%;
- Массовая доля воды – не более 0,5%.

4.3 Техническая характеристика противотурбулентных присадок ПАО «Транснефть»

На объектах ПАО «Транснефть» применяются противотурбулентные присадки РТ FLYDE-Н и РТ FLYDE-L. Применение присадок обеспечивает увеличение пропускной способности нефтепровода (для перекачки нефти) и нефтепродуктопровода (для перекачки дизельного топлива) при заданном максимальном допустимом давлении на выходе из насосных станций или уменьшении выходного давления насосных станций при заданном расходе.

В таблице 4.2 приведен компонентный состав ПТП компании «НИКА-ПЕТРОТЭК».

Таблица 4.2 – Компонентный состав противотурбулентных присадок РТ FLYDE

Компоненты	Массовая доля, %		Гигиенические нормы в воздухе рабочей зоны	
	РТ FLYDE-Н	РТ FLYDE-L	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бутанол-1-ол	50	50	30/10 (пары)	3
Масло рапсовое	10	3	-	нет
Сополимеры/полимеры терминальных олефинов с длиной боковой цепи C ₆ -C ₁₄	30	25	-	нет
Этиленгликоль	6	20	10/5 (пары+аэрозоль)	3
Стеарат кальция	2	-	10 (аэрозоль)	4
Этилгексиловый эфир	2	2	-	нет

Противотурбулентные присадки РТ FLYDE представляют собой суспензию белого, светло-желтого или светло-коричневого цвета, имеет выраженный специфический запах. В таблице 4.3 представлены параметры, характеризующие основные свойства продукции.

Таблица 4.3 – Свойства противотурбулентных присадок РТ FLYDE

Параметр	Значение	
	РТ FLYDE-Н	РТ FLYDE-L
Плотность при 20°C, кг/м ³	1200	1200
Вязкость при 20°C, сП	50000	50000
Седиментационная устойчивость, ч	72	72
Температура застывания менее, °C	- 5	- 5
Температура вспышки в закрытом тигле, (±3) °C	37	39

Зависимость снижения гидравлического сопротивления (или гидравлическая эффективность) от дозировки присадки РТ FLYDE, обусловленная механическими и геометрическими параметрами нефтепровода и физико-химическими свойствами перекачиваемой нефти, является индивидуальной для каждого конкретного нефтепровода и может быть получена только путем проведения опытно-промышленных испытаний на данном нефтепроводе.

4.4 Оценка эффективности применения ПТП на объектах ПАО «Транснефть»

Для оценки целесообразности применения присадок РТ FLYDE на объектах «Транснефти» компанией ООО «НИКА-ПЕТРОТЭК» была построена зависимость гидравлической эффективности от концентрации присадок РТ FLYDE, представленная в ТУ 2458-013-29191682-2014 «Противотурбулентные присадки РТ FLYDE» [14], которая представлена на рисунках 4.4 – 4.5.



Рисунок 4.4 – Зависимость гидравлической эффективности присадки PT FLYDE-H от концентрации

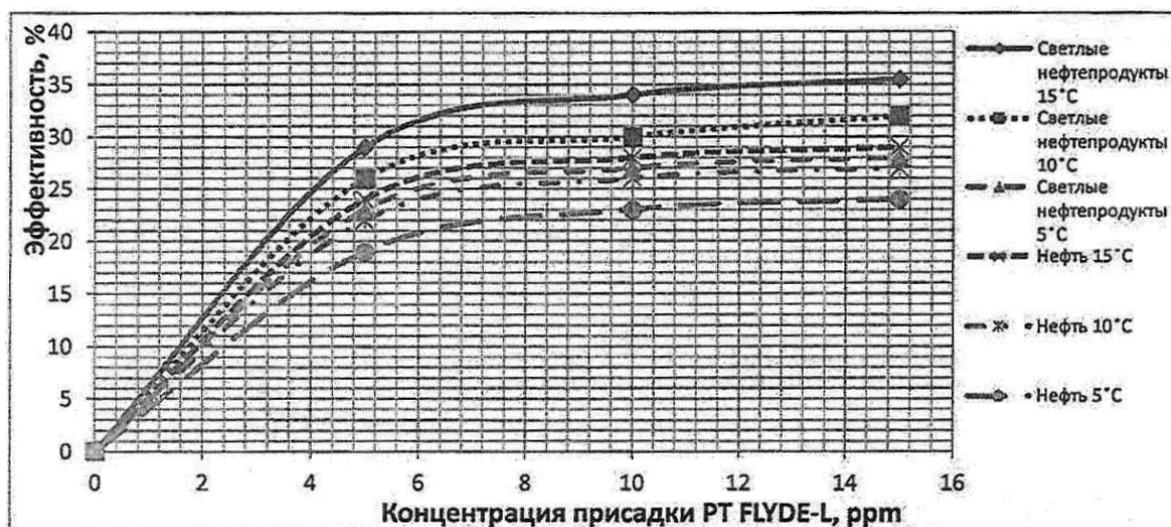


Рисунок 4.5 – Зависимость гидравлической эффективности присадки PT FLYDE-L от концентрации

Представленные зависимости указывают на то, что дозировка противотурбулентной присадки более 6 ppm нецелесообразна, так как с дальнейшим увеличением расхода не увеличивается эффект от применения ПТП.

Для дальнейшей оценки технологической эффективности присадок PT FLYDE рассмотрим лимитирующий участок трубопроводной системы ПАО «Транснефть» в двух режимах эксплуатации с применением ПТП и без. Результаты анализа представлены в таблицах 4.4 и 4.5.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 4.4 – Данные участка нефтепровода с применением ПТП с расходом 12 л/ч или 2,1 ppm

	Давление, МПа	Расстояние, км	Высотные отметки, м	Расход нефти, м ³ /ч	Расход ПТП, ppm
НПС-1	6,13	0	253,7	5211,19	2,1
КП-1	5,77	26,1	242,8		
КП-2	5,58	51,5	210,9		
КП-3	5,15	81,4	198,2		
КП-4	5,40	110,5	105,5		
КП-5	5,33	114,2	105,6		
КП-6	5,26	116,9	108,2		
КП-7	4,30	140,3	178,6		
КП-8	4,46	162,4	109,2		
КП-9	4,36	166,2	111,8		
КП-10	2,01	210,7	310,3		
КП-11	2,54	238,8	185,5		
НПС-2	0,67	259,6	369,5		

Таблица 4.5 – Данные эксплуатации участка нефтепровода без применения ПТП

	Р, МПа	Расстояние, км	Высотные отметки, м	Расход нефти, м ³ /ч
НПС-1	6,33	0	253,7	5116,69
КП-1	5,94	26,1	242,8	
КП-2	5,73	51,5	210,9	
КП-3	5,28	81,4	198,2	
КП-4	5,52	110,5	105,5	
КП-5	5,44	114,2	105,6	
КП-6	5,37	116,9	108,2	
КП-7	4,38	140,3	178,6	
КП-8	4,52	162,4	109,2	
КП-9	4,42	166,2	111,8	
КП-10	2,06	210,7	310,3	
КП-11	2,57	238,8	185,5	
НПС-2	0,67	259,6	369,5	

Профиль участка нефтепровода и динамика снижения давления в трубопроводе при перекачке нефти с присадкой и без представлены на рисунке 4.6.

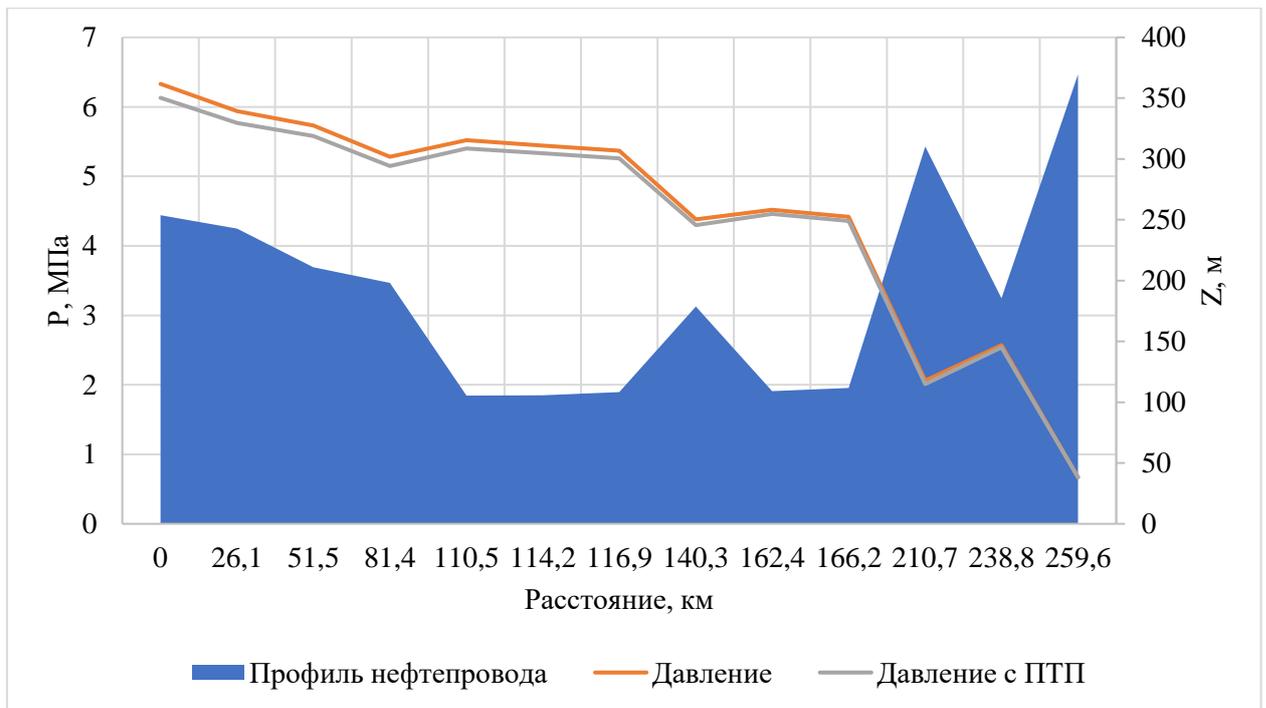


Рисунок 4.6 – Динамика снижения давления по длине нефтепровода

Основной эксплуатационной характеристикой ПТП является ее эффективность ψ , которая определяется согласно РД-23.040.00-КТН-254-10 [7] по формуле:

$$\psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta P_f \cdot Q_0^2}{\Delta P_0 \cdot Q_f^2} \right) \cdot 100\% \quad (3.1)$$

где λ_f, λ_0 – коэффициенты гидравлического сопротивления трения при течении нефти с ПТП и без нее;

$\Delta P_f, \Delta P_0$ – потери давления на трение при течении нефти с ПТП и без нее, Па;

Q_f, Q_0 – расход нефти с ПТП и без нее, м³/с ($Q_f = 5211.19/3600 = 1.4475$ м³/с, $Q_0 = 5116.69/3600 = 1,4213$ м³/с).

В 3 разделе работы приведена формула расчета перепада давления на участке нефтепровода:

$$\Delta P = P_{\text{вых1}} - P_{\text{вх2}} + \rho \cdot g \cdot (z_1 - z_2) \quad (3.2)$$

где $P_{\text{вых1}}$ – давление на выходе НПС-1, Па;

$P_{\text{вх2}}$ – давление на входе НПС-2, Па;

ρ – плотность нефти, кг/м³, $\rho = 780$ кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

z_1, z_2 – высотные отметки НПС-1 и НПС-2, м.

Для рассматриваемого случая:

$$\Delta P = 6,13 - 0,67 + 780 \cdot 9,81 \cdot (253,7 - 369,5) = -886083,9 \text{ Па}$$

$$\Delta P = 6,33 - 0,67 + 780 \cdot 9,81 \cdot (253,7 - 369,5) = -886084,1 \text{ Па}$$

$$\psi = \left(1 - \frac{886083,9 \cdot 1,4475^2}{886084,1 \cdot 1,4213^2} \right) \cdot 100\% = 3,6 \%$$

Как видно из приведенных данных, расход нефти на участке трубопровода от НПС-1 до НПС-2 увеличился на 2 % при внедрении ПТП, кроме того, при неизменном давлении на конце участка нефтепровода удалось снизить давление после НПС-1 на 3,2 %, суммарная эффективность ПТП на выбранном участке составила 3,6 %.

Дозировка противотурбулентной присадки на объекте ПАО «Транснефть» принята на уровне 2,1 ppm. Принятое значение обеспечивает хороший экономический эффект при низком расходе присадки, то есть является наиболее оптимальным.

Исходя из расчетов, можно сделать вывод, что использование данной присадки показывает хороший процент эффективности, позволяет увеличить пропускную способность нефтепровода, а также снизить величину необходимого перепада давления, следовательно, снизить энергозатраты на транспортировку нефти.

Сравним присадки отечественного и зарубежного производства.

Таблица 4.6 – Сравнительная характеристика противотурбулентных присадок

Тип присадки	FLO MXA	Necadd-447	EP	PT FLYDE
Внешний вид	светло-белая непрозрачная жидкость	желтая суспензия	светло-белая суспензия	суспензия белого/светло-желтого/светло-коричневого цвета
Основные компоненты	α -полигексен, α -полиоктен, α -полидодецилен, аллиловый спирт, 2-метил-	α -полиоктен	полиолефиновый синтетический каучук, полиакриламидный воск, бутиловый	бутанол-1-ол, масло рапсовое, сополимеры/полимеры терминальных олефинов с длиной цепи C ₆ -C ₁₄ ,

	2,4-пентандиол		эфир этиленгликоля	этиленгликоль, стеарат кальция, этилгексиловый эфир
Плотность при 20°С, кг/м ³	839	840-900	850	1200
Вязкость при 20°С, мПа*с	800-1000	30000-40000	1000	1200
Температура вспышки, °С	68,89	> 61	> 65	> 58
Температура застывания, °С	- 30	-	-	< - 50

Противотурбулентная присадка FLO MXA подвергалась испытаниям на объектах ПАО «Транснефть». В работе [15] экспериментально установлена эффективная дозировка FLO MXA, которая составляет > 5 ppm, что уступает по экономическим соображениям действующей присадке PT FLYDE.

Анализируя основные компоненты, входящие в состав присадок, можно отметить, что присадка Necadd-447 наиболее простая и поэтому наиболее дешевая среди представленных. Однако ввиду однокомпонентного состава, присадка по эффективности уступает рассматриваемым присадкам.

В работе [16] приведены результаты определения зависимости эффективности применения ПТП и дозировкой. Установлено, что для повышения эффективности перекачки нефти на >7% необходимо использовать более 40 ppm присадки, что в разы превышает дозировку присадки PT FLYDE.

Таким образом, отечественная противотурбулентная присадка PT FLYDE является технологически и экономически наиболее эффективной на сегодняшний день разработкой для объектов ПАО «Транснефть». Среди достоинств действующей присадки можно выделить хорошую эффективность при экономном расходе реагента и, как следствие, при меньших вложениях.

Сегментация рынка добычи нефти в России по нефтедобывающим предприятиям представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Условная классификация предприятий по объемам добычи

Размер предприятия	Добыча нефти, млн. т/год
Крупное	80
Среднее	30
Малое	5

Таблица 5.2 – Основные показатели деятельности предприятий за 2021 г.

Предприятие	Годовая добыча нефти и конденсата		Капитал млрд. руб	Размер предприятия
	млн. тонн	%		
Роснефть	180	34,83	6490	Крупное
Лукойл	73,4	14,67	4520	Крупное
Сургутнефтегаз	54,8	10,85	154,7	Среднее
Газпром нефть	38,9	7	2540	Среднее
Татнефть	26	5,32	943	Среднее
Башнефть	12,9	3,33	555	Малое
Славнефть	9,7	0,04	76,8	Малое

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести сравнительный анализ технического решения и выявить критерии, по которым оно уступает конкурентным. Данный анализ помогает оценить недостатки решения и учесть их для его совершенствования. В таблице 5.3 приведена оценочная карта противотурбулентных присадок PT FLYDE (Россия), FLO MXA (США) и Necadd-447 (Финляндия).

Таблица 5.3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							

1. Повышение эффективности перекачки нефти	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
2. Соответствие заявленным критериям производителя	0,10	5	4	4	0,50	0,40	0,40
3. Оценка влияния добавки на свойства нефти	0,10	5	4	3	0,50	0,40	0,30
4. Динамика снижения гидродинамического сопротивления	0,10	4	5	4	0,40	0,50	0,40
5. Уменьшение потерь давления в нефтепроводе	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
6. Увеличение пропускной способности нефтепровода	0,10	5	4	3	0,50	0,40	0,30
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	5	4	0,30	0,30	0,24
2. Удешевление процесса перекачки нефти	0,06	5	3	3	0,30	0,18	0,18
3. Уровень проникновения на рынок	0,06	4	4	3	0,24	0,24	0,18
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	5	5	0,30	0,30	0,30
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	5	4	0,15	0,15	0,12
6. Срок выхода на рынок	0,04	5	4	3	0,20	0,16	0,12
7. Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	5	0,20	0,20	0,20
Итого	1	63	57	49	4,84	4,33	3,74

Согласно оценочной карте можно отметить, что К1, противотурбулентная присадка FLO MXA производства «Baker Hughes», по многим показателям превосходит конкурента К2, но в то же время по шести пунктам уступает фактическому решению Ф;

К2 – присадка Necadd-447 компании «Neste Chemicals» (Финляндия) во многом уступает К1, но более привлекателен по цене;

Ф – противотурбулентная присадка PT FLYDE российского производства ООО «НИКА-ПЕТРОТЭК» (г.Екатеринбург) набирает наибольшее количество баллов, хотя и уступает по одному техническому показателю присадке FLO MXA: динамике снижения гидродинамического сопротивления (ГДС). С применением американской присадки увеличивается

скорость изменения гидродинамического сопротивления, однако расхождение конечных значений ГДС принимает малые значения. По остальным показателям наблюдается преимущество, поэтому, с точки зрения конкурентоспособности, данное решение является наиболее оптимальным.

5.1.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ (Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы)) помогает оценить проект со всех сторон и дает представление о перспективах и рисках его осуществления. SWOT – анализ применения противотурбулентной присадки РТ FLYDE для повышения эффективности перекачки нефти на объектах ПАО «Транснефть» представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – SWOT– анализ

	<p>Сильные стороны С1. Наличие собственного производства. Возможность проведения ОПО; С2. Заявленная ресурсоэффективность и ресурсосбережение новой разработки; С3. Наличие собственной аккредитованной лаборатории для проведения исследований, оборудованного на высоком уровне; С4. Наличие современного оборудования для проведения исследований и внедрения; С5. Квалифицированные кадры.</p>	<p>Слабые стороны Сл1. Наличие опасности загрязнения окружающей среды; Сл2. Отсутствие современных методов продвижения на рынке; Сл3. Риски повышения износа или выхода из строя оборудования и приборов.</p>
<p>Возможности В1. Использование аккредитованной лаборатории; В2. Возможность появления дополнительного спроса на разработку; В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях;</p>	<p>1. Проведение лабораторного исследования на предмет изменения удельного расхода реагентов ПТП с учетом полученной эффективности перекачки нефти и изменения гидродинамического сопротивления.</p>	<p>1. Необходимость опытно-промышленных испытаний, для реальной оценки эффективности реагентов; 2. Необходимость подбора объемов дозирования для каждого состава нефти; 3. Отсутствие финансовой поддержки и</p>

В4. Повышение стоимости проводимых исследований; В5. Проведение совместных испытаний с производителями ПТП.		недостаточность свободного лабораторного фонда на предприятии; 4. Уход с рынка поставщиков требуемых реагентов.
Угрозы У1 Появление у конкурентов более эффективных ПТП; У2. Отсутствие спроса на создаваемые в рамках проекта реагенты; У3. Введение дополнительных, более жестких государственных требований к сертификации присадок.	1. Продвижение идеи разработки и внедрения новых ПТП с учетом снижения себестоимости перекачки нефти с целью создания спроса на разработку; 2. Повышение конкурентных преимуществ разрабатываемых реагентов.	1. Неблагоприятная обстановка на валютном рынке 2. Сокращение или прекращение поставок требуемых реагентов. 3. Необходимость сертификации и стандартизации разрабатываемых реагентов

SWOT – анализ позволил выявить сильные и слабые стороны проекта. Также были выявлены их соответствия внешним условиям, а именно возможностям и угрозам. Полученные соответствия позволили выявить меру необходимости изменения стратегии и определить направления реализации проекта.

5.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР

5.2.1 Структура работ в рамках проводимого исследования

Для эффективного проведения исследовательской работы проводится ее планирование. В рамках планирования определяются исполнители работ – студент и научный руководитель. Руководителем определяются цели и задачи работы, предъявляются требования к качеству исполнения проекта и достоверности результатов исследования, к тому же руководитель осуществляет контроль за деятельностью студента с целью предотвращения ошибок. Для наглядности строится график проведения исследований. Построение графика требует предварительного определения этапов исследования, приведенных в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перечень работ и распределение исполнителей

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель, консультант ЭЧ, СО, бакалавр
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, бакалавр
	4	Патентный обзор литературы	Бакалавр
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
Теоретические исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, бакалавр
	8	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, бакалавр
Проведение ВКР			
Разработка технической документации и проектирование	9	Изучение методики оценки эффективности применения присадок	Бакалавр
	10	Оценка экономической эффективности применения ПТП	Бакалавр, консультант по ЭЧ
	11	Разработка социальной ответственности по теме	Бакалавр, консультант СО
Оформление комплекта документации по ВКР	12	Составление пояснительной записки	Бакалавр

5.2.2 Определение трудоемкости работ

Трудоемкость определяется с помощью вероятностного подхода и рассчитывается в человеко-днях по формуле:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min\ i} + 2t_{\max\ i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \text{ чел. - дн.} \quad (5.1)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

С помощью рассчитанного значения трудоемкости работ можно определить продолжительность каждой из них:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{1,4}{1} = 1,4 \text{ раб. дн.} \quad (5.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

5.2.3 Разработка графика проведения исследования

Для наглядного представления этапов исследования удобно построить диаграмму Ганта, представляющую собой горизонтальный график с протяженными отрезками, указывающими на длительность выполнения работ, которую можно рассчитать по формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал} \quad (5.3)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения одной работы, календ.дн.;

T_{pi} - продолжительность одной работы, раб.дн.;

k – коэффициент календарности, для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}} = \frac{365}{365 - 96 - 14} = 1,48 \quad (5.4)$$

где $T_{кг}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вд}$ – количество выходных дней в году;

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

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округлили до целого числа и занесли в таблицу 5.6.

В таблице 5.7 представлен календарный план-график проведения исследования.

Таблица 5.6 – Временные показатели проведения научного исследования

№	Название работ	Трудоёмкость работ									Исполнитель и	Т _р , раб. дн.			Т _р , кал. дн.		
		t _{min} , чел-дн.			t _{max} , чел-дн.			t _{ож} , чел-дн.				Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3							
1	Составление технического задания	0,3	0,3	0,3	1	1	1	0,6	0,6	0,6	Р	0,15	0,15	0,15	0,2	0,2	0,2
		0,3	0,3	0,3	1	1	1	0,6	0,6	0,6	Б	0,15	0,15	0,15	0,2	0,2	0,2
		0,3	0,3	0,3	1	1	1	0,6	0,6	0,6	К ₁	0,15	0,15	0,15	0,2	0,2	0,2
		0,3	0,3	0,3	1	1	1	0,6	0,6	0,6	К ₂	0,15	0,15	0,15	0,2	0,2	0,2
2	Выбор направления исследований	0,5	0,5	0,5	2	2	2	1	1	1	Р	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7
		0,5	0,5	0,5	2	2	2	1	1	1	Б	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7
3	Подбор и изучение материалов	5	5	5	10	10	10	7	7	7	Р	3,5	3,5	3,5	5,2	5,2	5,2
		5	5	5	10	10	10	7	7	7	Б	3,5	3,5	3,5	5,2	5,2	5,2
4	Литературный обзор	7	7	7	10	10	10	8,2	8,2	8,2	Б	8,2	8,2	8,2	12,1	12,1	12,1
5	Календарное планирование работ по теме	1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	Р	0,7	0,7	0,7	1	1	1
		1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	Б	0,7	0,7	0,7	1	1	1
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	6	6	6	10	10	10	7,6	7,6	7,6	Б	7,6	7,6	7,6	11,2	11,2	11,2
7	Оценка эффективности результатов	3	3	3	4	4	4	3,4	3,4	3,4	Р	1,7	1,7	1,7	2,5	2,5	2,5
		5	5	5	7	7	7	5,8	5,8	5,8	Б	2,9	2,9	2,9	4,3	4,3	4,3
8	Определение целесообразности проведения ВКР	5	5	5	7	7	7	5,8	5,8	5,8	Р	2,9	2,9	2,9	4,3	4,3	4,3
		5	5	5	7	7	7	5,8	5,8	5,8	Б	2,9	2,9	2,9	4,3	4,3	4,3
9	Изучение методики оценки эффективности применения присадок	2	2	2	3	3	3	2,4	2,4	2,4	Б	2,4	2,4	2,4	3,6	3,6	3,6
10	Оценка экономической эффективности применения ПТП	7	7	7	10	10	10	7,6	7,6	7,6	Б	4,1	4,1	4,1	6	6	6
		7	7	7	10	10	10	7,6	7,6	7,6	К ₁	4,1	4,1	4,1	6	6	6
11	Разработка СО	7	7	7	10	10	10	8,2	8,2	8,2	Б	4,1	4,1	4,1	6	6	6
		7	7	7	10	10	10	8,2	8,2	8,2	К ₂	4,1	4,1	4,1	6	6	6
12	Составление пояснительной записки	10	10	10	15	15	15	12	12	12	Б	12	12	12	17,8	17,8	17,8

Р – руководитель;

Б – бакалавр;

К₁ – консультант по экономической части;

К₂ – консультант по социальной ответственности.

На основе таблицы 5.6 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе таблицы 5.7 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. При этом работы на графике следует выделить различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 5.7 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ														
			февраль		март			апрель			май						
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3				
Составление технического задания	Руководитель, бакалавр, консультант ЭЧ, СО	0,2	■														
Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр	0,7	■	■													
Подбор и изучение материалов	Руководитель, бакалавр	5,2		■	■												
Патентный обзор литературы	Бакалавр	12,1			■	■	■	■									
Календарное планирование работ	Руководитель, бакалавр	1					■	■									
Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр	11,2					■	■	■	■							
Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, бакалавр	2,5 4,3								■	■						

Продолжение таблицы 5.7

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ													
			февраль		март			апрель			май					
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, бакалавр	4,3								■						
Изучение методики оценки эффективности применения присадок	Бакалавр	3,6								■						
Оценка экономической эффективности применения ПТП	Бакалавр, консультант ЭЧ	6								■	■					
Разработка социальной ответственности	Бакалавр, консультант СО	6									■	■				
Составление пояснительной записки	Бакалавр	17,8											■	■	■	■

Руководитель	Бакалавр	Консультант ЭЧ	Консультант СО
■	■	■	■

5.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на основное оборудование для научно-экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Для выполнения данной ВКР требуются материальные затраты на:

- приобретаемые со стороны сырье и материалы, необходимые для создания научно-технической продукции;
- покупные материалы, используемые в процессе создания научно-технической продукции для обеспечения нормального технологического процесса и для упаковки продукции или расходуемых на другие производственные и хозяйственные нужды;
- покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, подвергающиеся в дальнейшем монтажу или дополнительной обработке;
- сырье и материалы, покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, используемые в качестве объектов исследований (испытаний) и для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта изделий – объектов испытаний (исследований).

Материальные затраты НТИ представлены в таблице 5.8.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Таблица 5.8 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм. -я	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (Зм), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Противотурбулентная присадка	кг	2,1·10 ⁻⁶	18·10 ⁻⁶	40·10 ⁻⁶	550	480	500	7068,6	52876,8	122400
Сжатый воздух	м ³	180	180	180	0	0	0	0	0	0
Электроэнергия	кВт·ч	300	360	400	3,25	3,25	3,25	5967000	7160400	7956000
Итого:								5974069	7213277	8078400

5.4.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Для оборудования нужно рассчитать величину годовой амортизации по следующей формуле (5):

$$A_{\text{год}} = \frac{C_{\text{перв}}}{T_{\text{пи}}}, \quad (5.5)$$

где $C_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость, руб;

$T_{\text{пи}}$ – время полезного использования, год.

Для проведения исследования необходима установка по вводу присадок в нефтепроводы УПН 100/10. Срок службы 10 лет, амортизационная группа – 5, месячная норма амортизации – 2,7%.

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Затраты на оборудование для научно-экспериментальных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Сумма амортизационных отчислений, руб.
1	Установка по вводу ПТП УПН 100/10	1	1007861	326 546,96
Итого		1	1007861	326546,96

5.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада:

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

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия(при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

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

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 5.10);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

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

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб.дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

В таблице 5.10 приведен баланс рабочего времени каждого работника НИИ.

Таблица 5.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр	Консультант ЭЧ	Консультант СО
Календарное число дней	365	365	365	365
Количество нерабочих дней				
– выходные дни	52	52	52	52
– праздничные дни	14	14	14	14
Потери рабочего времени				
– отпуск	48	48	48	48
– невыходы по болезни	7	7	7	7
Действительный годовой фонд рабочего времени	245	245	245	245

Месячный должностной оклад работника:

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

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от Z_{tc});

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

Тарифная заработная плата Z_{tc} находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_T и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Расчет основной заработной платы

Категория	$Z_{тс}$, руб.	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель							
ППС3	12070	0,3	1,3	25105,6	1065,7	13,9	14813,2
Бакалавр							
ППС1	8600	0,3	1,3	17888	759,3	72,4	54973,3
Консультант ЭЧ							

ППСЗ	20080	0,3	1,3	41766,4	1772,9	6	10637,4
Консультант СО							
ППСЗ	20080	0,3	1,3	41766,4	1772,9	6	10637,4
Итого							91061,3

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

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

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

Общая заработная исполнителей работы представлена в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Общая заработная плата исполнителей

Исполнитель	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	$Z_{\text{зн}}$, руб.
Руководитель	14813,2	2221,9	17035,1
Бакалавр	54973,3	8245,9	63219,2
Консультант ЭЧ	10637,4	1595,6	12233
Консультант СО	10637,4	1595,6	12233
Итого	91061,3	13659	104720,3

5.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

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 (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2021 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1% .

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 5.13.

Таблица 5.13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	14813,2	2221,9
Бакалавр	54973,3	8245,9
Консультант ЭЧ	10637,4	1595,6
Консультант СО	10637,4	1595,6
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого:	28379,2	

5.4.5 Накладные расходы

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:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (\text{сумма статей } 1 \div 5), \quad (5.12)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16 %.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= 0,16 \cdot (312300 + 1690000 + 91061,3 + 13659 + 28379,2) \\ &= 341663,9 \text{ руб} \end{aligned}$$

5.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НТИ	5974069	7213277	8078400	таблица 5.8
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	326546,96	326546,96	326546,96	таблица 5.9
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	91061,3	91061,3	91061,3	таблица 5.10
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13659	13659	13659	таблица 5.11
5. Отчисления во внебюджетные фонды	28379,2	28379,2	28379,2	таблица 5.12
6. Накладные расходы	1029394,47	1227667,75	1366087,43	16 % от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	7463109,93	8900591,21	9904133,89	Сумма ст. 1-6

Как видно из таблицы 5.14 основные затраты НТИ приходятся на специальное оборудование для научных работ.

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

Таблица 5.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,10	5	4	2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	5	3

3. Помехоустойчивость	0,15	5	4	3
4. Энергосбережение	0,20	5	4	2
5. Надежность	0,25	5	5	3
6. Материалоемкость	0,15	4	3	3
ИТОГО	1	29	25	16

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i \quad (5.13)$$

$$I_{p-исп1} = 5 * 0,10 + 5 * 0,15 + 5 * 0,15 + 5 * 0,20 + 5 * 0,25 + 4 * 0,15 = 4,85;$$

$$I_{p-исп1} = 4 * 0,10 + 5 * 0,15 + 4 * 0,15 + 4 * 0,20 + 5 * 0,25 + 3 * 0,15 = 4,25;$$

$$I_{p-исп1} = 2 * 0,10 + 3 * 0,15 + 3 * 0,15 + 2 * 0,20 + 3 * 0,25 + 3 * 0,15 = 2,70.$$

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (5.14)$$

где $I_{финр}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\Phi}(\text{исп1}) = \frac{7463109,93}{9904133,89} = 0,75;$$

$$I_{\Phi}(\text{исп2}) = \frac{8900591,21}{9904133,89} = 0,90;$$

$$I_{\Phi}(\text{исп3}) = \frac{9904133,89}{9904133,89} = 1;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} \quad (5.15)$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп2}} \quad (5.16)$$

$$I_{исп1} = \frac{4,85}{0,75} = 6,47$$

$$I_{\text{исп1}} = \frac{4,25}{0,90} = 4,72$$

$$I_{\text{исп1}} = \frac{2,70}{1} = 2,70$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{mэ}^p}{I_{mэ}^{a1}} = \frac{6,47}{4,72} = 1,37;$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{mэ}^p}{I_{mэ}^{a2}} = \frac{6,47}{2,70} = 2,40.$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{mэ}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{mэ}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.16 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп 1	Исп 2	Исп 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,75	0,90	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,85	4,25	2,70
3	Интегральный показатель эффективности	6,47	4,72	2,70
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,37		2,40

Заключение

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что вариант решения (Исп 1 – отечественная противотурбулентная присадка PT FLYDE) поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым. Полученная величина интегрального финансового показателя (Исп 1) = 0,75 наиболее удешевляет стоимость разработки. Также данное исполнение имеет наибольший интегральный показатель ресурсоэффективности (4,85).

Таким образом, в рамках данного раздела ВКР была проведена оценка конкурентоспособности противотурбулентных присадок отечественных и зарубежных производителей, рассчитан показатель, оценивающий перспективность данной технологии, который определяет уровень перспективности как «выше среднего». Был составлен перечень этапов работ и определена их трудоемкость, построен календарный план-график выполнения работ. Рассчитан ориентировочный бюджет на создание научной разработки, а также проведена оценка эффективности научного исследования с позиции ресурсосбережения и сравнительная эффективность разработки.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работодатель несет социальную ответственность за работников, выполняющих работу согласно трудовому договору.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [17]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [17].

Рабочей зоной является производственная площадка с установкой по вводу присадок в нефтепродукты (установка подготовки нефти), а также система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН). Эргономические требования к рабочему месту на рассматриваемых площадках регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.032-78 [18] при выполнении работ сидя и ГОСТ 12.2.033-78 [19] при выполнении работ стоя.

6.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

В таблице 6.1 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по вводу полимерных присадок в нефтепровод и при

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

анализе эффективности их применения. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [20].

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте трубопроводчика линейного

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Добавление ПТП в поток углеводородов в магистральном трубопроводе	Оценка влияния ПТП на характер течения жидкости и пропускную способность нефтепровода	
1. Повышенный уровень шума;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [21]
2. Повышенный уровень общей вибрации	+	-	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [22]
3. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм;	+	-	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [23]
4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [24]
5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [25]
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [26]

6.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Повышенный уровень шума

Основным источником шума и вибрации при применении ПТП является установка подготовки нефти, включающая установку по вводу противотурбулентных присадок к нефти УПН-100/10, в состав которой входят электронасосные агрегаты, электродвигатели и разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта.

Основными характеристиками шума являются частотный спектр интенсивности звука и звуковое давление.

Уровни звука (шума) и эквивалентные уровни звука при высококвалифицированной измерительной и аналитической работе не должны превышать допустимый уровень в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звукового давления шума, действующие более 4 часов по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [27]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, измерительные и аналитические работы	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

К индивидуальным мероприятиям для снижения вредного влияния шума согласно [21,22] можно отнести: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

К методам и средствам коллективной защиты можно отнести изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения (экраны, перегородки, кабины и т.п.), поглощающие или ослабляющие звуковое излучение. Кроме того, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум.

2. Повышенный уровень общей вибрации

Источником шума является подающие и дозирующие насосы, рециркуляционные насосные агрегаты, а также компрессор, входящие в состав установки по вводу присадок в нефтепроводы и нефтепродуктопроводы с рабочим давлением 10 МПа (УПН-100/10). Согласно ОТТ-23.040.00-КТН-232-16 его конструкция выполняется согласно требованиям системы стандартов безопасности труда [22].

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии – вибрационной болезни. Одним из основных ее синдромов является вестибулопатия, которая проявляется главным образом вестибуло-вегетативными расстройствами: головокружением, головными болями, гипергидрозом и т. д.

Согласно [22] по источнику возникновения вибраций различают:

- общую вибрацию I категории - транспортную вибрацию;
- общую вибрацию II категории - транспортно-технологическую вибрацию;
- общую вибрацию III категории - технологическую вибрацию.

Общую вибрацию категории III по месту действия подразделяют на следующие типы:

- на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий;
- на рабочих местах на складах, в столовых, бытовых, дежурных и других производственных помещений, где нет машин, генерирующих вибрацию;
- на рабочих местах в помещениях заводоуправления, конструкторских бюро, лабораторий, учебных пунктов, вычислительных центров, здравпунктов, конторских помещениях, рабочих комнатах и других помещениях для работников умственного труда.

В представленной работе рассматривается общая вибрация III категории (а). Предельно допустимые значения вибрации для данной категории представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории III - технологической типа «а»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X, Y, Z							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с·10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
2,0	0,079	0,14	98	103	0,63	1,30	102	108
2,5	0,070		97		0,45		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,10	95	100	0,22	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,10	95	100	0,11	0,22	87	93
10,0	0,070		97		0,11		87	
12,5	0,089		99		0,11		87	
16,0	0,110	0,20	101	106	0,11	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,11		87	
25,0	0,180		105		0,11		87	
31,5	0,220	0,40	107	112	0,11	0,20	87	92
40,0	0,280		109		0,11		87	
50,0	0,350		111		0,11		87	
63,0	0,450	0,79	113	118	0,11	0,20	87	92
80,0	0,560		115		0,11		87	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,10		100		0,20		92

Индивидуальные СИЗ от вибрации согласно [21,22]: виброизолирующая обувь, подметки и специальные стельки, прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

Коллективная защита от вредного воздействия вибрации осуществляется путем установки агрегатов в индивидуальных укрытиях, применением конструктивных мер снижения уровней вибрации, уменьшением времени контакта с вибрирующими поверхностями,.

Защита от вибрации также обеспечивается балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов и устройством виброгасящих опор и фундаментов [22].

3. Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм

Противотурбулентные присадки – высокомолекулярные полимерные вещества, позволяющие уменьшить коэффициент гидравлического сопротивления перекачиваемой при турбулентном режиме жидкости [28]. ПТП является воспламеняющейся жидкостью, умеренно опасной по степени воздействия на организм, вредная при проглатывании. Вызывает раздражение кожи, повреждения глаз. Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей, сонливость и головокружение при однократном воздействии.

По данным токсикологических исследований присадки относятся к 3 классу опасности. Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/ м³;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м³.

Для индивидуальной защиты необходимо использовать перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь.

Для коллективной защиты в помещении должна быть предусмотрена вытяжка или вентиляция. Перед началом работы с вредными химическими реагентами проводится инструктаж.

4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по ГОСТ 12.1.005-88 в соответствии категорией работ [24].

Работы по введению противотурбулентных присадок в поток нефти и нефтепродуктов, а также по мониторингу изменения характера течения и пропускной способности нефтепровода проводятся в производственных помещениях и на открытом воздухе.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88, рабочее место находится в IV климатическом поясе (регион IB) и по уровню теплозащитных свойств относится к 3 классу защиты.

Для профилактики переохлаждения необходимы индивидуальные средства защиты: теплозащитное белье и одежда с подкладками, перчатки, шапки, теплая обувь.

Коллективными мерами защиты от переохлаждения являются помещения для обогрева и нормирование труда на открытом воздухе.

5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего

Работы по обеспечению перекачки нефти с применением присадок связаны с использованием разных машин и агрегатов, поэтому на промысле может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [29], ограждение

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2003-91 [25].

б. Производственные факторы, связанные с электрическим током

Конструкция электроустановок должна соответствовать условиям их эксплуатации и обеспечивать защиту персонала от соприкосновения с токоведущими и движущимися частями, а оборудование – от попадания внутрь посторонних твердых тел и воды [26].

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [30]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Допустимым считается ток, при котором человек может самостоятельно освободиться от электрической цепи: при длительности действия более 10 секунд – 2 мА, при 10 секунд и менее – 6 мА.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П– III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества) и взрывоопасной зоне класса В-Г (зоны у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ).

Основными способами защиты от поражения электрическим током являются защитное заземление; зануление; выравнивание потенциалов; малое напряжение; электрическое разделение сетей; защитное отключение; изоляция токоведущих частей; оградительные устройства; предупредительная

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

сигнализация; знаки безопасности; изолирующие защитные и предохранительные приспособления.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 [31].

6.3 Экологическая безопасность

Для защиты атмосферы, гидросферы и литосферы от негативного антропогенного воздействия используются следующие основные меры.

1. Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [32] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [33]) – 1000 м.

Источником загрязнения являются бытовые отходы производства. Обязанности и меры стимулирования снижения НВОС:

- Составляется программа производственного экологического контроля (ПЭК);
- Вносится плата за НВОС (за исключением размещения твердых коммунальных отходов);
- Источники НВОС, оснащаются автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов и сбросов загрязняющих веществ, концентрации загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи такой информации в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга;

- В обязательном порядке разрабатывается и утверждается программа повышения экологической эффективности;

- Разрабатываются нормативы образования отходов и лимиты на их размещение.

2. Защита атмосферы

Установка подготовки нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования. Атмосферный воздух производственных помещений организации соответствует требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [18].

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

- выполнение герметичных сварных швов;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;

- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу

3. Защита гидросферы

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок происходит в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [35] и ГОСТ 17.1.3.13-86 [36] об охране подземных и поверхностных вод.

Для предупреждения загрязнения гидросферы строго соблюдаются правила утилизации бытовых и химических отходов, осуществляется контроль сточных вод.

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- развитие безотходных и безводных технологий;
- внедрение систем оборотного водоснабжения;
- закачка сточных вод в глубокие водоносные горизонты;
- очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

4. Защита литосферы

Технологическое загрязнение почвы нефтью и нефтепродуктами является крайне опасным явлением, угрожающим флоре, фауне и здоровью населения. Для обеспечения экологической безопасности при перекачке нефти по системе трубопроводов, на производстве предусмотрен комплекса мероприятий по охране литосферы [34].

С целью снижения негативного влияния на литосферу отходы производства удаляются, складировуются и утилизируются согласно ГОСТ Р 53692-2009 [37]:

- Сбор и накопление отходов в установленных местах;
- Идентификация отходов (присвоение отходу классификационного номера и кодирование его свойств, состояния в установленном порядке);
- Сортировка путем разделения и/или смешивания отходов, согласно определенным критериям;
- Упаковка и маркировка отходов;
- Транспортирование и складирование отходов;
- Хранение отходов в зависимости от степени их опасности;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

– Избавление от отходов производится путем их утилизации и/или удаления.

Каждый этап подлежит обязательной документации.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [38].

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций техногенного характера:

- пожары и взрывы;
- аварии с выбросом (угрозой выброса) химически опасных веществ.

Кроме того, возможно возникновение такой чрезвычайной ситуации природного характера, как метеорологические и агрометеорологические опасные явления (сильный мороз, сильная метель, бури).

Наиболее распространенными ЧС на магистральных нефтепроводах являются аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

При возникновении аварийных разливов нефти возможны:

- загрязнение почвы на значительной территории;
- воздушная ударная волна при взрыве газовой среды;
- термическое воздействие пожара при возгорании вытекающей из трубопровода нефти;
- загазованность территории.

Оперативные действия при ликвидации аварийных разливов нефти:

- сообщить мастеру участка по обслуживанию нефтепровода (мастеру по добыче нефти и газа) об аварии;
- прекратить транспортировку нефти по трубопроводу;
- вызвать аварийную бригаду;
- вызвать пожарную часть;
- принять меры к недопущению возгорания и растекания нефти;

– обозначить зону загазованности. Выставить в наиболее опасных местах посты для предупреждения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;

– организовать сбор разлившейся нефти до максимально достижимого уровня;

– произвести размещение собранной нефти для последующей утилизации, исключающей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды;

– произвести завершающие работы по ликвидации последствий разливов нефти, реабилитации загрязненных территорий.

Эти операции проводить в соответствии с проектами (программами) рекультивации земель и восстановления водных объектов. Полученное положительное заключение государственной экологической экспертизы указывает на качество проведенных работ [39].

Вывод по разделу

В представленном разделе были рассмотрены вопросы социальной ответственности, к которым относятся профессиональная социальная безопасность, экологическая безопасность, а также безопасность в ЧС и правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности. Все эти вопросы были изучены в приложении к процессу ввода противотурбулентной присадки в поток перекачиваемой нефти.

Работы по обеспечению перекачки нефти с применением противотурбулентных присадок включают работу с источниками вредного и опасного воздействия на человека. К ним относятся повышенный уровень шума, повышенный уровень общей вибрации, вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм, производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего, движущиеся машины и механизмы;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

подвижные части производственного оборудования, а также факторы, связанные с электрическим током.

По уровню энергозатрат категория работ по вводу противотурбулентных присадок – Пб – работы, связанные с ходьбой и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающимся умеренным физическим напряжением.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П– III и взрывоопасной зоне класса В-Гг. Основное оборудование – установка по вводу присадок УПН-100/10 УХЛ относится к I категории согласно ПУЭ, напряжение питания 380 В. В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу по электробезопасности не ниже III.

В подразделе «Экологическая безопасность» были рассмотрены возможные негативные последствия, влияющие на окружающую среду, в ходе рабочего процесса. Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при утечке или неправильной утилизации противотурбулентной присадки, которая является химическим веществом 3-го класса опасности.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной выпускной квалификационной работы было изучено явление гидродинамического сопротивления в трубопроводе, а также эффект Томса, который привел к созданию противотурбулентных присадок.

Были рассмотрены этапы организационно-технического обеспечения перекачки нефти с применением ПТП на объектах ПАО «Транснефть» включая лабораторные испытания противотурбулентной присадки, опытно-промышленные испытания реагента, обработку результатов апробации и расчет технологического режима перекачки с ПТП.

В настоящее время на объектах трубопроводной системы ПАО «Транснефть» применяются отечественные присадки РТ FLYDE компании «НИКА-ПЕТРОТЭК». Выбранные присадки обеспечивают хорошую эффективность при низком расходе реагента (2,1 ppm). Данное значение является наиболее оптимальным и выбрано исходя из экономического эффекта от применения ПТП, то есть от увеличения расхода нефти. Кроме того, учитывается стоимость присадки и энергозатраты на перекачку нефти по линейной части.

Оценка эффективности ПТП на предприятии показала, что при оптимальном расходе реагента расход нефти на участке трубопровода от НПС-1 до НПС-2 увеличился на 2 % при внедрении ПТП. Снижение энергозатрат на перекачку в данном примере выражается в снижении перепада давления между двумя перекачивающими станциями.

Кроме того, оценка осуществлялась согласно руководящему документу ПАО «Транснефть», где приведена формула расчета технологической эффективности противотурбулентных присадок. В рассмотренном примере при оптимальном значении расхода эффективность составила 3,6 %.

					Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок на объектах системы			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Андреев С.В.				Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Антропова Н.А.						94	100
Рук. ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

Сравнительный экономический анализ эффективности применения присадок различного производства показал, что присадки РТ FLYDE имеют значительные преимущества перед конкурентными присадками Necadd-447 (Финляндия) и FLO МХА (США). Так, для обеспечения равной эффективности при равных условиях необходимо обеспечить расход Necadd-447 равным 18 ppm и FLO МХА равным 40 ppm. Стоимость присадок колеблется от 480 до 550 руб/кг, поэтому наибольшее влияние на сумму затрат оказывает расход реагента. Ввиду значительного расхода зарубежных присадок экономичным вариантом является отечественная присадка РТ FLYDE. Кроме того, ее применение соответствует требованиям отрасли по обеспечению максимального импортозамещения.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».

8) Аристов Сергей Николаевич, Просвиряков Евгений Юрьевич. Неоднородные течения Куэтта // Rus. J. Nonlin. Dyn., RJND. 2014. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/neodnorodnye-techeniya-kuetta> (дата обращения: 09.04.2022).

9) Zakin J.L., Zhang Y., Ge W. Drag reduction by surfactant giant micelles // Giant Micelles. – 2007. – P. 473-492

10) Burger E.D., Munk W.R., Wahl H.A. Flow increase in the Trans-Alaska Pipeline through use of a polymeric dragreducing additive // Journal of Petroleum Geology. – 1982. – Vol. 34, Issue 2. – P. 377-386.

11) Shao Xueming, Lin Jianzhong, Wu Tao, Li Yulin. Experimental research on drag reduction by polymer additives in a turbulent pipe flow // The Canadian Journal of Chemical Engineering. Vol. 80. – 2002. – P. 293-298.

12) Покрываило, Н. А., Гольбина И. И. Исследование влияния различных полимерных добавок на интенсивность и спектр пульсаций давления в трубе// В материалах VIII Всесоюзн. симп-ма по реологии «Реология полимерных и дисперсных систем и реофизика» (Гомель, 27-31 мая 1974г.), Минск: Ин-т тепло- и массообмена им. А. В. Лыкова АН БССР, 1975. с. 28-34.

13) Противотурбулентные присадки PT FLYDE [Электронный ресурс] : сайт компании ООО «НИКА-ПЕТРОТЭК». URL: <https://nikapetrotech.com/reagenty-himicheskie/protivoturbulentnie-prisadki-pt-flyde/> (дата обращения: 03.04.2022).

14) ТУ 2458-013-29191682-2014. «Противотурбулентные присадки PT FLYDE» от 28.10.2015 г. ООО «НИКА-ПЕТРОТЭК» – 28 с.

15) Настепанин П.Е., Евтух К.А., Чужинов Е.С., Бархатов Ф.Ф. Особенности применения противотурбулентной присадки на магистральных нефтепроводах, оснащенных сард на базе МНА с ЧРП // Наука и технологии

трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – 2013. - №3 (11) – С. 12-17.

16) Чэнь Я., Нечваль А.М., Муратова В.И. Анализ различных факторов, влияющих на эффективность снижения гидравлического сопротивления при добавлении противотурбулентных присадок // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 2. С. 142–152.

17) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);

18) ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

19) ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

20) ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

21) ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

22) ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

23) ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

24) ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

25) ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

26) ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

27) СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

28) Чурикова, Л. А. Эффективность применения противотурбулентных присадок при перекачке газового конденсата по магистральному трубопроводу / Л. А. Чурикова, М. М. Рамазанов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2015. — № 7 (87). — С. 213-216. — URL: <https://moluch.ru/archive/87/16725/> (дата обращения: 30.03.2022).

29) ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

30) ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

31) ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

32) Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»

33) СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» На основании Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 14, ст.

34) Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года).

35) ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

36) ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

37) ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами.

Этапы технологического цикла отходов.

38) ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

39) Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					100

Список использованных источников