



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федерационное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность и безопасность объектов
транспорта и хранения углеводородов»
Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

Тема работы
Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода [REDACTED]

УДК 665.7.038:622.692.4.053

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Барон Фаина Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., профессор		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н, доцент		

Консультант-лингвист

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., профессор		

Томск – 2023 г.

Результаты обучения
по Основной образовательной программе подготовки магистров по направлению **21.04.01**
«Нефтегазовое дело»
профиль подготовки **«Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов

ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федерационное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и
хранения углеводородов»
Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Шадрина А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

В форме: **на выполнение выпускной квалификационной работы**

Магистерской диссертации

Студенту: (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Группа	ФИО
2БМ11	Барон Фаина Сергеевна

Тема работы:

Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 37-59/с от 06.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Аналитический обзор источников Выявление факторов, оказывающих влияние на снижение гидравлического сопротивления. Выполнение гидравлического расчет и расчета изменения скоростей с применением противотурбулентного агента. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Доцент отделения иностранных языков, к.ф.н. Айкина Т.Ю.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of ██████████ oil trunk pipeline</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.	Д.Т.Н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Барон Фаина Сергеевна		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федерационное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность и безопасность объектов
транспорта и хранения углеводородов»
Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация (бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)
--

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2023	<i>Анализ нормативно-технической документации</i>	20
30.04.2023	<i>Выявление факторов, оказывающих влияние на снижение гидравлического сопротивления</i>	10
15.05.2023	<i>Выполнение гидравлического расчета магистрального нефтепровода</i>	20
05.06.2023	<i>Расчет зависимостей изменения скоростей нефтепродукта при различных концентрациях противотурбулентной присадки</i>	20
20.06.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.06.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
18.06.2023	<i>Иностранный язык</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., профессор		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., профессор		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ11	Барон Фаина Сергеевна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление ООП	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научно-исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по вводу противотурбулентной присадки в магистральный нефтепровод
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ОТТ-23.040.00-КТН-104-17
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации в ред. от 18.03.2023
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности мероприятий на магистральном нефтепроводе по предложенному типу ввода противотурбулентной присадки.
<i>2. Планирование процесса управления НИТ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при использовании противотурбулентной присадки
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности применения противотурбулентной присадки
Перечень графического материала:	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Структуры затрат для установок; 2. Эксплуатационные затраты установок; 3. Экономическая эффективность установок. 	

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	1.03.2023
---	-----------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И. В.	д.э.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Барон Фаина Сергеевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ11	Барон Фаина Сергеевна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление ООП	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода ██████████	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объект исследования:</i> противотурбулентная присадка для нефти и нефтепродуктов</p> <p><i>Область применения:</i> объекты трубопроводного транспорта</p> <p><i>Климатическая зона:</i> районы с умеренным и холодным климатом</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Оборудование рабочей зоны:</i> установка по вводу противотурбулентной присадки в нефтепроводы и нефтепродуктопроводы</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>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)</p> <p>2. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997г. с изменениями от 11.06.2021.</p> <p>3. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<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, 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; – Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Воздействие на литосферу:</i> утечка вредных веществ в почву, нарушение правил утилизации отходов производства. – <i>Воздействие на гидросферу:</i> попадание токсических выбросов в сточные воды, водоемы. – <i>Воздействие на атмосферу:</i> выбросы вредных паров веществ.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Возможные ЧС:</i> Пожары и взрывы; Аварии с выбросом химически опасных веществ; Метеорологические и агрометеорологические опасные явления. – <i>Наиболее типичная ЧС:</i> аварии с выбросом химически опасных веществ

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н.		3.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Барон Фаина Сергеевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 142 с., 19 рис., 31 табл., 47 источников, 5 приложений.

Ключевые слова: противотурбулентная присадка, гидравлическое сопротивление, полимерная добавка, полимер, нефтепровод, трубопровод., нефть.

Объект исследования является участок нефтепровода [REDACTED]

Цель работы: анализ экспериментальных данных по применению ПТП для снижения сопротивления в трубопроводе.

В процессе работы проведен анализ полученных данных по испытаниям противотурбулентной присадки с целью снижения гидравлического сопротивления и уменьшения турбулентности. Выполнен расчет эффективности противотурбулентной присадки, применяемый на производстве, расчет скоростных изменений, а так же предложена присадка, имеющая преимущества перед используемой.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода [REDACTED]			
Разраб.		Барон Ф.С.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					11	142
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		

Определения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

Противотурбулентная присадка: раствор, позволяющий уменьшить турбулентность в пристеночной области, в результате чего уменьшается гидравлическое сопротивление линейной части (ЛЧ) и, как следствие, потери напора на трение.

Гидравлическое сопротивление: потери давления (при необратимых преобразованиях механической энергии в тепло), вызванные сопротивлениями, которые противодействуют движению жидкости по трубопроводу.

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.

Турбулентностное сопротивление: течение, сопровождающееся интенсивным перемешиванием жидкости с пульсациями скоростей и давлений.

Сокращения

ПТП – противотурбулентная присадка

НП – нефтепродукт

МН – магистральный нефтепровод

ФХХ – физико-химические характеристики

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода ██████████			
Разраб.		Барон Ф.С.			Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					12	142
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

ПСП – приемо-сдаточный пункт

ПСИ - приемо-сдаточные испытания

ОПИ – опятно-промышленные испыта

НПС – нефтеперекачивающая станц

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти

БИК- блок измерения качества

Нормативные ссылки

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

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

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

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

ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

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

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

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ Р 1.12-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

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

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

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

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

ОР-19.020.00-КТН-254-14. Отраслевой регламент. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Порядок проведения лабораторных испытаний и входного контроля

ОТТ-23.040.00-КТН-104-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Присадки противотурбулентные. Общие технические требования.

РД-23.040.00-КТН-254-10 Руководящий документ. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопровод ОАО «АК «Транснефть»

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение.....	19
1.Обзор литературных источников об эффективности полимерных агентов (ПТП)	21
1.1 Состав и физико-химические характеристики нефти. Течение жидкости	21
1.2 Способы снижения гидравлического сопротивления.....	26
1.3 Теоретическое обоснование эффективности применения полимерных добавок .	27
1.4 Факторы, влияющие на снижение гидравлического сопротивления с ПТП.....	29
1.4.1 Влияние концентрация полимерных агентов на эффективность ПТП.....	29
1.4.2 Влияние веса молекул полимерных агентов на эффективность ПТП.....	30
1.4.3 Влияние внутреннего диаметра на эффективность ПТП.....	30
1.4.4 Влияние числа Рейнольдса на эффективность ПТП.....	30
1.5 Опыт применения полимерных агентов	31
1.6 Механизм снижения сопротивления полимерных агентов при турбулентном режиме в трубопроводе.....	32
1.6.1 Изменение реологических параметров	33
1.6.2 Исследование влияния структуры турбулентного потока.....	33
1.6.3 Исследование динамики макромолекул агентов	34
1.7 Полимеры в нефтяной промышленности	35

					Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода ██████████		
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление		
Разраб.		Барон Ф.С.					
Руковод.		Шадрина А.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						15	142
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		

1.8 Производители противотурбулентных присадок	32
1.9 Технические требования к ПТП ПАО «Транснефть»	39
1.9.1 Комплектность и маркировка	41
1.9.2 Приемо-сдаточные испытания.....	42
1.9.3 Контроль эффективности противотурбулентного агента	43
1.10 Технология ввода противотурбулентной присадки	46
2. Анализ экспериментальных данных	51
2.1 Образцы противотурбулентной присадки и нефти и качественные показатели ..	51
2.2 Эффективность товарной формы ПТП.....	52
2.3 Лабораторные испытания образцов нефти	54
2.3.1 Анализ температурного режима транспортируемой нефти	57
2.3.2 Соблюдение технологии ввода ПТП.....	60
2.4 Расчет эффективности противотурбулентной присадки	62
2.4.1 Гидравлический расчет трубопровода.....	64
2.4.2 Анализ изменения давления с ПТП.....	68
3. Расчет скоростных изменений ПТП.....	71
3.1 Коэффициент гидравлического сопротивления без использования ПТП	71
3.2 Константа противотурбулентного агента	72
3.3 Изменение скорости при использовании ПТП	74
3.4 Расчет эффективности с применением присадки "CDR-102"	79
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	82

					Оглавление	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.1 Расчет трудоемкости работ	82
4.2 Расчет затрат на амортизационные отчисления.....	84
4.3 Расчет затрат на оплату труда.....	85
4.4 Затраты на страховые отчисления	88
4.5 Расчет экономической эффективности	89
4.6 Общая сумма затрат	92
Заключение.....	93
5.Социальная ответственность.....	95
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	95
5.2 Производственная безопасность при эксплуатации.....	97
5.2.1 Анализ опасных факторов.....	99
5.2.2 Анализ вредных факторов.....	102
5.3 Расчет системы воздухообмена.....	104
5.4 Экологическая безопасность	106
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	109
Заключение.....	112
Список литературных источников	114
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	119
Приложение А.1 Таблица эксплуатационных расходов установки ОУВПс-1-25- 63.00.00.000.....	120
Приложение А.2 Таблица эксплуатационных расходов установки Токарева	122

					Оглавление	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение Б.1 Экономическая эффективность проекта с установкой ОУВПс-1-25-63.00.00.000 124

Приложение Б.2 Экономическая эффективность проекта с установкой Токарева 126

Приложение В..... 128

					Оглавление	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

По данным интернет источников общая протяженность магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» составляет более 70 тыс. км, со временем число которых планируется увеличиваться еще.

Увеличение загрузки нефтепроводов приводит к росту энергозатрат, т.к. увеличивается турбулентное сопротивление трения. В современном мире найдено решение проблемы турбулентного сопротивления - посредством ввода полимерного агента – противотурбулентной присадки – происходит подавление турбулентных пульсаций, что значительно снижает сопротивление в трубопроводе.

Первая ПТП была применена в США в 1972 году, ее концентрация составляла 21 ppm (г/т). В этом испытании удалось достичь уменьшения сопротивления на 25%. После этого полимерные агенты получили широкое применение.

Однако, ввиду сложности турбулентного режима, до конца теоретически не подтверждено, что существует прямая взаимосвязь между полимерным агентом и турбулентностью. Помимо этого, существует сложность, связанная с деформациями макромолекул полимера (ПТП), что ведет к деструкции и снижению эффекта Томса.

В связи с этим, увеличение срока существования и низким разрушениям противотурбулентной присадки актуально при перекачке как нефти, так и нефтепродуктов.

Исходя из выше изложенного, тема конференции работы является актуальной.

Объект исследования: участок нефтепровода [REDACTED]

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода [REDACTED]			
Разраб.		Барон Ф.С.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					19	142
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ11		

Предмет исследования: полимерные агенты, способствующие снижению сопротивления в трубопроводном транспорте.

Цель работы: анализ экспериментальных данных по применению противотурбулентных присадок для снижения сопротивления в трубопроводе.

В соответствии с поставленной целью были сформулированы задачи работы:

1. Проанализировать литературные источники об эффективности противотурбулентных агентов;
2. Выявить факторы, оказывающих влияние на снижение гидравлического сопротивления с полимерным агентом;
3. Произвести гидравлический расчет трубопровода;
4. Рассчитать зависимость изменения скоростей нефтепродукта при различных концентрациях ПТП;
5. Выполнить расчет эффективности ПТП для выбранной присадки;
6. Рекомендации по применению ПТП.

					Введение	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературных источников об эффективности полимерных агентов (ПТП)

Из-за значительной экономической выгоды, вызванной уменьшением турбулентного сопротивления при добавлении противотурбулентного агента, в течение почти 50 лет явление уменьшения сопротивления при турбулентном режиме при добавлении противотурбулентной присадки стало актуальной темой исследований многих ученых. Больше всего ученых заинтересовали агенты на основе α -полиолефина - жирорастворимого высокомолекулярного полимера с высоким гидравлическим КПД при очень низких концентрациях в транспортируемых УВ средах. На сегодняшний день применение ПТП имеет достаточно большое значение, т.к. они влияют на эффективность, энергосбережение транспорта нефти и НП.

К сожалению, в связи со сложностью теоретического описания процесса появления турбулентности, на сегодняшний день не существует общего обоснования вязкоупругой связи полимерных молекул и турбулентности потока. Ко всему прочему, при длительной связи турбулентного потока макромолекулы деформируются, что приводит к деструкции, то есть механическому разрушению. Говоря иначе, повышение гидравлической эффективности и устойчивости противотурбулентного агента к разрушению является очень актуальным при транспорте нефти и НП по МТ на большие расстояния.

1.1 Состав и физико-химические характеристики нефти. Течение жидкости

Нефть - это сложный неоднородный продукт природного происхождения, который состоит из различных углеводородов (от простых до сложных), а также содержит различные примеси и добавки.

					Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода ██████████			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Барон Ф.С.			Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрин А.В.					21	142
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрин А.В.						

Физические характеристики нефти могут сильно отличаться в зависимости от ее происхождения. Тем не менее, некоторые характеристики, такие как плотность, вязкость, температура вспышки и содержание серы в нефти, являются общими для большинства нефтей.

Химический состав нефти также может варьировать, но в большинстве случаев он состоит из следующих компонентов:

1. Углеводороды: это основные компоненты нефти, состоящие из углерода и водорода в различных пропорциях. В зависимости от количества углерода в молекуле, углеводороды классифицируются как простые (метан, этан, пропан), а именно углеводороды более высокой сложности (циклические, ароматические, нафтены).

2. Сера и азот: нефть может содержать различные количества серы и азота, которые могут оказывать влияние на качество нефти и ее переработку.

3. Кислород: Этот элемент составляет менее 1% нефти. Он может образовывать различные соединения, такие как карбоновые кислоты и альдегиды.

4. Примеси: нефть может содержать различные добавки, такие как вода, минеральные соли, газы (метан, этилен, пропен и др.)

Из-за того, что нефть включает в себя такую широкую гамму составляющих, она имеет множество применений в различных отраслях, включая производство топлива и смазочных материалов, удобрений, пластиков, фармацевтики и др.

Как известно, все вещества обладают разным набором ФХХ, но доминирующие у газов - летучесть, у твердых тел - упругость, у жидких, соответственно, - текучесть. Текучесть нефти - это ее способность течь при определенной температуре и давлении. В зависимости от условий добычи, транспортировки и использования, необходимо знать текучесть нефти для управления процессами. Для измерения текучести используются различные методы: вискозиметрия, капиллярное стекание, задерживающее время и другие. Обычно текучесть нефти выражается в кинематической вязкости (см²/с) или в динамической вязкости (Па·с).

					Литературный обзор	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вязкость - это величина обратная текучести. Вязкость является следствием действия сил межмолекулярного взаимодействия, которые препятствуют развитию необратимых деформаций жидких сред под влиянием внешних сил или напряжений. Эти силы возникают из-за того, что молекулы жидкости находятся близко друг к другу и взаимодействуют друг с другом. Вязкость определяет сопротивление жидкости при движении или деформации под воздействием силы: чем выше вязкость, тем больше сопротивление. Вязкость зависит от температуры, давления, состава и свойств жидкости или раствора, а также от структуры молекул и их взаимодействий. Вязкость важна для понимания свойств жидкостей и их использования в промышленности и научных исследованиях.

При течении жидкости в цилиндрическом канале возникает ряд особенностей, связанных с геометрией канала и физическими свойствами жидкости. Рассмотрим основные характеристики течения жидкости в цилиндрическом канале.

1. Скорость течения. Скорость течения жидкости в цилиндрическом канале зависит от диаметра канала, вязкости жидкости и разности давлений между начальной и конечной точками канала. При малых скоростях течения жидкость действует на стенки канала силой вязкого трения, которая определяется силой тяжести и силой давления. При больших скоростях возникают турбулентные потоки, которые могут привести к разрушению стенок канала.

2. Противодействие течению. При течении жидкости в цилиндрическом канале возникает противодействие течению, которое зависит от вязкости жидкости, диаметра канала и скорости течения. Вязкость жидкости уменьшается при повышении температуры и увеличении давления, что уменьшает противодействие течению. Диаметр канала также влияет на противодействие течению, так как при увеличении диаметра увеличивается площадь соприкосновения стенок канала с жидкостью.

3. Потери давления. При течении жидкости в цилиндрическом канале возникают потери давления, которые происходят из-за трения жидкости о стенки канала

					Литературный обзор	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и изменении направления течения при изгибах канала. Потери давления уменьшаются при увеличении диаметра канала, так как уменьшается площадь соприкосновения жидкости со стенками канала.

4. Закон сохранения массы. При течении жидкости в цилиндрическом канале соблюдается закон сохранения массы, который устанавливает, что количество жидкости, входящей в канал, равно количеству жидкости, вытекающей из канала. Это позволяет использовать цилиндрические каналы для транспортировки жидкостей и газов.

Таким образом, течение жидкости в цилиндрическом канале характеризуется рядом особенностей, связанных с геометрией канала и физическими свойствами жидкости. При проектировании каналов необходимо учитывать эти особенности для достижения оптимальных условий течения.

Движение жидкости в трубе может быть двух режимов: ламинарным и турбулентным.

Ламинарный поток жидкости - это поток, в котором частицы движутся параллельно друг другу в упорядоченном и непрерывном движении, без турбулентности или перемешивания. Ламинарный поток возникает, когда скорость потока достаточно мала, чтобы силы вязкости могли поддерживать порядок в движении частиц. В ламинарном потоке скорость каждой частицы определяется ее расстоянием от проходящих между стенками канала (или трубки) плоскостей - границ. При ламинарном движении смежные концентрические слои жидкости телескопически передвигаются друг над другом, так что при переходе от слоя к слою в перпендикулярном направлении к потоку их скорости изменяются от максимума на оси трубы до нуля на стенке, где выполняется условие «механической адгезии». Из-за трения, вызванного взаимодействием межмолекулярного взаимодействия частиц, тангенциальное напряжение переносится от слоя к слою, согласно закону Ньютона

					Литературный обзор	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_{\text{тр}} = \eta \cdot \frac{dU}{dR} \cdot \Delta S$$

Турбулентный поток жидкости – это режим, возникающий когда поток жидкости становится неустойчивым и начинает перемешиваться. Турбулентность – это состояние потока, при котором жидкость или газ движется в хаотическом порядке. В турбулентном потоке скорость жидкости или газа неоднородна и меняется со временем и местом. В таких потоках происходит перемешивание и диссипация энергии, что может привести к образованию вихрей и турбулентных структур.

Турбулентность может возникнуть в результате различных причин, например, изменения геометрии канала, повышения скорости потока или наличия препятствий в потоке. При этом возникают колебания скорости, давления и плотности, которые приводят к перемешиванию и диссипации энергии в потоке.

Численная характеристика, определяющая режим течения жидкости в трубе, выражается числом Рейнольдса:

$$R_e = \frac{u \cdot D}{\nu}$$

где u – скорость течения жидкости, м/с;

ν – кинематическая вязкость, м²/с;

D – диаметр цилиндрического канала.

В случае, если число Рейнольдса меньше критического значения (2300), то режим течения в трубопроводе – ламинарный, если $R_e > 2300$, то режим течения – турбулентный.

Способы снижения турбулентности, а если точнее, то снижение гидравлического сопротивления, мы рассмотрим в следующем разделе.

					Литературный обзор	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2 Способы снижения гидравлического сопротивления

Говоря о снижении сопротивления в трубопроводе и противотурбулентных присадках, нельзя оставить без внимания и иные методы снижения гидравлического сопротивления. Они представлены на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Методы уменьшения гидравлического сопротивления

Говоря о достоинствах, то все эти методы увеличивают пропускную способность НП. Здесь стоит выделить ПТП – при ее использовании помимо увеличения пропускной способности снижается вязкость нефти/НП.

Что касается недостатков, то рассмотрим каждый метод отдельно.

1. Вставки. Сложность и неудобство ввода в трубопровод;
2. Лупинг. Лупинг сооружается из материала, который используется и для основной нитки, а это значит, что увеличивается металлоемкость, а так же происходит времязатратность и ресурсозатратность.
3. Дополнительные насосные станции и повышение их мощности. Ресурсозатратность. При увеличении мощности происходит скачек давления, что может привести к аварийной ситуации.
4. ПТП. Основные проблемы применения противотурбулентных присадок:
 - 4.1 Дороговизна агента;

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

4.2 Зависимость эффекта противотурбулентного агента от ряда изменяющихся факторов;

4.3 Деструкция полимера после прохождения насосных агрегатов;

4.4 Сложность испытания новых методов, способов ввода и реагентов;

4.5 Сложность подбора эффективной присадки для трубопровода с техническими параметрами и характеристиками.

1.3 Теоретическое обоснование эффективности применения полимерных добавок

Противотурбулентная присадка – это специальный полимерный агент, который позволяет снижать пульсации цилиндрического канала, уменьшая при этом λ в нем.

Перекачка УВ по трубопроводам осуществляется при высоких скоростях потока, по этой причине в пристеночной области зарождаются завихрения. Попадая в поток, нити полимера раскручиваются в длинную молекулярную цепь. Возникающие молекулярные нити гасят турбулентные завихрения в потоке, линиализируя структуру течения и снижая потери энергии при транспорте нефти.

Противотурбулентная присадка в нефтяной промышленности используется для решения следующих задач:

1. Увеличение пропускной способности магистрального нефтепровода при транспорте нефти для максимально допустимого давления на выходе нефтеперекачивающей станции;

2. Снижение давления на выходе нефтеперекачивающей станции;

3. Снижение энергозатрат за счет снижения энергопотребления, которое достигается путем отключения задействованных насосных агрегатов на станции нефтеперекачивания.

Применение противотурбулентных агентов позволяет снизить λ и увеличить Q – пропускную способность, что способствует достижения заданным эксплуатационным показателям.

					Литературный обзор	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Формула, описывающая взаимосвязь гидравлического сопротивления и потерями давления, называется формулой Дарси-Вейсбаха.

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \rho \cdot \frac{u^2}{2}$$

Где ΔP – потери давления на трение, Па;

L - длина участка трубопровода, м;

D – диаметр нефтепровода, м;

u^2 – квадрат скорости потока, м/с

Преобразовав формулы, получаем зависимость потерь давления от расхода жидкости.

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L \cdot \rho}{4 \cdot \pi^2 \cdot R^5} \cdot Q^2$$

Где Q – объемный расход нефтепровода, м³/с.

Таблица 1.1 – Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления [3]

<i>Ламинарный режим</i>	<i>Турбулентный режим</i>		
Re < 2320	Зона Блазиуса	Переходная зона	Квадратичная зона
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$
<i>Зона гидравлически гладких труб</i>	<i>Зона гидравлически шероховатых труб</i>		
$m = 1$ $\beta = \frac{128}{\pi g}$	$m = 0,25$ $\beta = \frac{0,241}{g}$	$m = 0,125$ $\beta = 0,0185 \times \varepsilon^{0,125}$	$m = 0$ $\beta = \frac{8 \lambda}{\pi^2 g}$

Установлено, что при добавление полимерного агента в поток жидкости, снижается гидравлическое сопротивление. Можно делать вывод, что коэффициент гидравлического сопротивления раствора ($\lambda_{p-ра}$) уменьшается после введения

противотурбулентного агента по сравнению с гидравлическим сопротивлением самого растворителя ($\lambda_{p-ля}$). Это обусловлено тем, что поток жидкости в пристеночной области выравнивается и линиализируется.

При числе Рейнольдса выше критического (2300), значение коэффициента гидравлического сопротивления попадает в зону турбулентного режима. Эта зона граничит с зоной Блазиуса и кривой Пуазейля. Получаем условие:

$$\frac{64}{Re} < \lambda_{p-ра} < \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}}$$

1.4 Факторы, влияющие на снижение гидравлического сопротивления с ПТП

Эффективность снижения гидравлического сопротивления при использовании полимерного агента зависит от следующих фактов: реологические свойства, температуры перекачки, концентрации присадки (г/т), свойство нефтепродукта, который является растворителем, структуры макромолекулы. Все вышеуказанные факторы изучаются для выяснения эффективности ПТП. В современном мире исследования полимерного агента проводится методом эксперимента, например, на стендах, лабораторных реометрах.

1.4.1 Влияние концентрация полимерных агентов на эффективность ПТП

Одним из факторов, который может оказывать влияние на эффективность использования полимерных агентов, является их концентрация. В интервале концентраций, которые часто используются в промышленности, эффективность полимерных агентов зависит от типа полимера и способа его применения.

В многих случаях повышение концентрации полимерных агентов может привести к улучшению их эффективности. Это связано с тем, что высокая концентрация полимеров позволяет лучше контролировать их свойства, а также снижает стоимость операций по их введению и дозированию.

					Литературный обзор	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Однако, при достижении определенной концентрации полимеров, эффективность может начать снижаться. Это может быть связано с такими факторами, как слишком большая вязкость раствора полимера, недостаточная растворимость или неспособность полимера эффективно взаимодействовать с другими компонентами [19].

1.4.2 Влияние веса молекул полимерных агентов на эффективность ПТП

Противотурбулентная присадка - это полимер синтетический, имеющий высокую молекулярную массу и способствующий улучшению характеристик текучести нефти и нефтепродуктов. M_r полимера влияет на снижение сопротивления. Для снижения сопротивления в турбулентном потоке требуется меньшее количество полимерных соединений с высокой M_r . Агенты, которые имеют массу молекул менее 10^5 практически не вносят изменения в турбулентность потока [20].

1.4.3 Влияние внутреннего диаметра на эффективность ПТП

Снижение сопротивления в трубопроводе напрямую связано с внутренним диаметром трубопровода. Ученые аналитики выяснили, чем меньше диаметр трубы, тем выше скорость потока и тем больше вероятность возникновения турбулентности. Противотурбулентная присадка предназначена для уменьшения турбулентности и снижения гидравлических потерь, поэтому в малых диаметрах труб эффективность ее работы будет выше, чем в больших. Однако, в больших трубах присадка также может иметь положительный эффект, особенно при высоких скоростях потока, но в этом случае необходима высокая концентрация полимерного агента. Снижение сопротивления при ПТП связано с длиной молекулярной цепи агента к турбулентности. Поэтому при выборе размеров присадки необходимо учитывать не только диаметр трубы, но и скорость потока и другие факторы.

1.4.4 Влияние числа Рейнольдса на эффективность ПТП

Условием для получения эффекта Томса - турбулентность потока, который проявляется при критическом значении $Re_{кр} = 2300$. Изменение режима

					Литературный обзор	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сопровождается для низкомолекулярных (ньютоновских) жидкостей увеличением коэффициента гидравлического сопротивления (λ) возле критического значения числа Рейнольдса. С увеличением Re значение гидравлического сопротивления уменьшается, как следствие, эффект Томса возрастает.

1.5 Опыт применения полимерных агентов

В 1931 году ученые Ф. Форрест и Г. Грирсон [7] путем экспериментов и опытов установили, что при добавление в воду волокон целлюлозы гидравлическое сопротивление снижается. Спустя 17 лет английский ученый физик опубликовал статью, в которой приводит результаты исследования снижения сопротивления путем введения в поток воды с турбулентным режимом небольшую концентрацию полиметилметакрилата.

Результат этого испытания следующий: гидравлическое сопротивление снизилось практически вдвое. Он был достигнут благодаря вводу в поток полимера, концентрация которого была около 10 ppm [8]. Этим ученым был Б. Томс. После этого открытия эффект так и назвали – эффект Томса.

В то же время американский ученый ученого К. Майселса [9] публикует свое исследование, в котором он провел анализ и выявил эффект, при котором происходит перепад давления в трубопроводе с турбулентным потоком при перекачки бензина с добавкой алюминиевого мыла (aluminiumdisoap).

Исследование эффекта Томса открыли новые возможности. Годами позже с открытиями новых полимеров, которые снижали сопротивления в трубопроводе, были проведены значительные эксперименты.

На рубеже 20 и 21 веков в гидравлике наступает новый этап. В это время происходит изучение структур полимерных агентов, коллосальные исследования с целью выявления взаимодействия агентов с пульсациями, которые возникают при турбулентности.

					Литературный обзор	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Помимо теоретических и практических исследований, ученые предлагают заниматься прогнозами эффективности снижения гидравлического сопротивления. Для метода выполнения этой цели предлагается математическое моделирование.

В начале 21 века Ф. Галлего и С. Шах [9] провели несколько экспериментов. Перед ними стояла цель: выявить зависимость течения сырой нефти при турбулентном течении с ПТП и без присадки в прямой и коленчатой трубах. На основе их исследований и опытов была получена математическая модель, которая прогнозирует эффект от полимерных добавок.

Невзирая на то, что исследования присадок делятся уже почти 100 лет, в наше время не существует единой теории, показывающей механизм действия ПТП и снижения λ .

В 21 веке для изучения факторов, которые способны повлиять на эффективность снижения сопротивления при турбулентном режиме с минимальным количеством ПТП, используют методы исследования такие, как:

– экспериментальные – на основе применения реометров (капиллярных и ротационных), модельных и промышленных трубопроводов, лазерной техники (лазерного доплеровского измерителя LDA – Laser Doppler Anemometry), установок анемометрического контроля частиц PIV (Particle Image Visualization); – теоретические исследования механизма подавления турбулентности на основе совместного решения уравнения Навье-Стокса и определяющей модели вязкоупругости полимера;

– численного моделирования, которые осуществляются на основе данных, полученных по реологическим экспериментам и лазерной техники, с использованием прямого численного моделирования (DNS), уравнения Навье-Стокса при осредненном числе Рейнольдса (RANS) или данных о внутренней микроструктуре раствора с ПТП.

1.6 Механизм снижения сопротивления полимерных агентов при турбулентном режиме в трубопроводе

					Литературный обзор	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Несмотря на то, что эксперименты и теоретические исследования снижения сопротивления по средством ПТП проводятся не первый десяток лет, полного обоснования механизма уменьшения сопротивления не дают теоретического обоснования.

На данное время склоняются к следующим методам: изменение реологических параметров, изучение влияния структуры потока при турбулентном режиме, исследование молекул агентов ПТП.

Рассмотрим более подробно каждый из них.

1.6.1 Изменение реологических параметров

Суть метода следующая: определение перепада давления экспериментным методом на участке трубопровода с малым диаметром (режим турбулентный).

Данный методом требует соблюдения одинаковых условий:

1. Равенство диаметра D и шероховатости ε ;
2. Равенство скорости потока U и температуры T .

Исследования лаборатории показывают влияние агента и его «плотность» на изменение реологических параметров жидкости.

В работах [9] [10] [11] авторы приводят результаты применения данного метода в изучение влияния полимерных агентов на изменение реологических свойств перекачиваемого продукта. Результаты работ были использованы для реального производства, что дает возможность уменьшения энергетического потребления и увеличения эффекта экономического.

1.6.2 Исследование влияния структуры турбулентного потока

Лазерная техника (LDA/PIV) обеспечивает определение осевой, радиальной, мгновенной, турбулентной пульсации скорости и напряжения сдвига, что нужно для изучения малой добавки ПТП.

					Литературный обзор	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В работе одного из ученых [12] приводится эксперимент, который подтверждает, что при развитии режима поток разделяется на область пристеночную и турбулентного ядра (рис.1.2). Доказано, что снижение турбулентного сопротивления происходит не в зоне ядра, а в пристеночной области нефтепровода. Исследования советской математики указывают на то, что скорость в пристенной зоне возрастает неравномерно, зависит от удаления. Как следствие, данную зону можно разделить на подслои: вязкий, переходный и логарифмический.

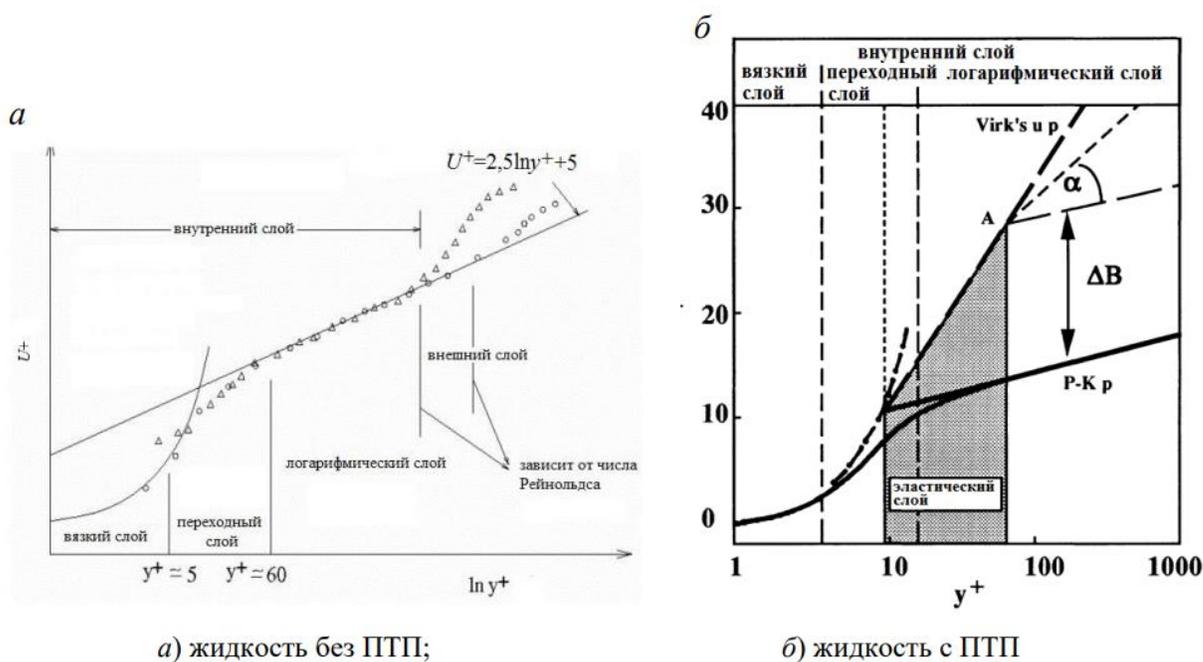


Рисунок 1.2 – Распределение средней скорости пограничного слоя в трубопроводе

1.6.3 Исследование динамики макромолекул агентов

Данный метод снижения гидравлического сопротивления ПТП основывается на структурах молекул полимерного агента в потоке жидкости с турбулентным режимом. Самыми распространенными теориями этого метода служат исследования молекулярного растяжения, а так же дисперсии пространственных частиц полимерного агента.

Ученый Дж. Ламли в одной из своих работ [18] представил обоснование этой теории. Как было сказано выше, полимерные нити под действием ковалентных связей сворачиваются в самопроизвольные клубки. Но под действием сил сторонних (например, турбулентные пульсации), клубки деформируются и вытягиваются в нити в потоке нефти. Это приводит к утолщению пристеночного слоя (вязкого) (рис. 1.2). В этот же момент происходит снижение интенсивности пульсаций.

Данная теория применима только к переходному слою, потому что скорость растяжения и турбулентных завихрений рассчитывается по теории молекулярного растяжения Ламли для логарифмического слоя. Но она не стыкуется с реальными результатами.

1.7 Полимеры в нефтяной промышленности

Полимеры играют важную роль в нефтяной промышленности и используются в различных процессах, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой нефти и газа. Их распространение связано с тем, что агенты имеют вязкоупругие свойства. Такие свойства агенты имеют из-за больших молекулярных масс своих макромолекул, а так же цепным строениям. Молекулярные массы полимеров могут достигать до 10^7 , а отношение длины к ее диаметру достигают до нескольких тысяч условных единиц. Цепь полимерного агента представляет собой несколько мономеров, звенья которого имеют одинаковое строение и идентичный состав. Число этих звеньев варьируется от нескольких сотен до нескольких тысяч условных единиц. На рисунке 1.3 представлена структурная формула цепи.

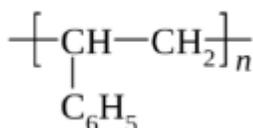


Рисунок 1.3 – Структурная формула цепи полистирола

Полимерные агенты бывают двух видов: водорастворимые и нефтерастворимые. Это зависит от полярности функциональной группы полимера.

					Литературный обзор	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полярность функциональной группы зависит от электроотрицательности атома, который стоит во главе функциональной группы.

Зачастую, полимеры представляют в виде нитеобразную структуры, которая вытянута, но это слишком упрощенно и не достоверно. Как известно, углеродная цепь соединена ковалентными связями, следовательно, связь имеет ковалентный угол, равный 109° . Поэтому, в реальных условиях полимер представляет из себя следующее: атомы соединяются ковалентными связями, вокруг каждой из этих связей под действием теплового движения появляется непрерывное вращение, под его действием макромолекула полимера самостоятельно сворачивается в клубок.

Как мы помним, полимерная цепь состоит из большого количества функциональных групп, следовательно, имеет большое количество тех самых ковалентных связей, вокруг которых происходит вращение. Этот процесс приводит к многообразию конфигураций свернутого клубка в совершенно хаотичном порядке (Рис. 1.4).

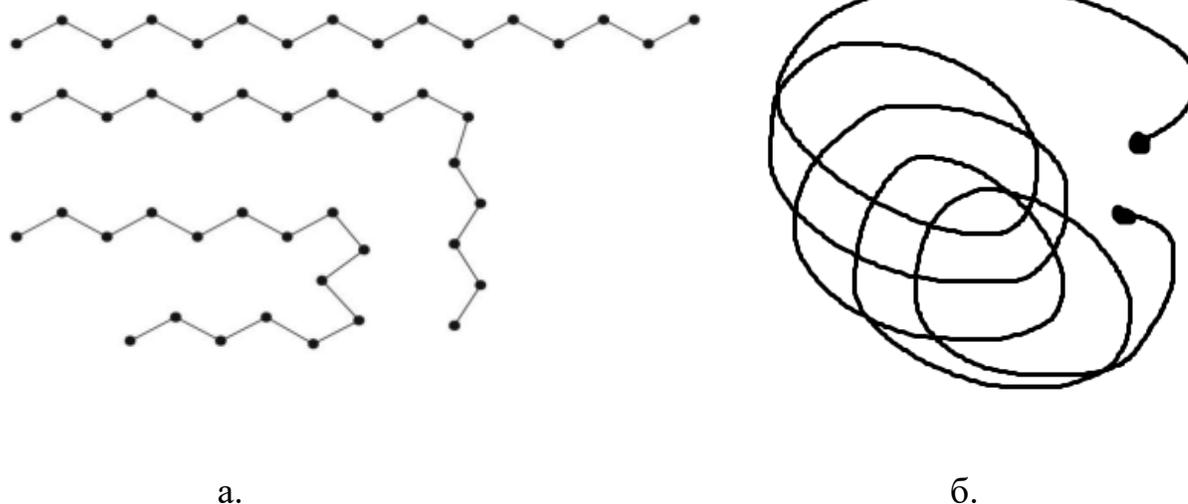


Рисунок 1.4 – а. Изменение конформации цепи в результате вращения звеньев вокруг ковалентной связи; б. Цепь полимера, самопроизвольно свернутая в клубок

Если на цепь, которая представлена уже в виде клубка, наложить какие-либо внешние усилия, то она может деформироваться, например, растянуться или сжаться. Это приводит к высокоэластичным свойствам полимерного агента. Это объясняется в

					Литературный обзор	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

термодинамики: упругость имеет энтропийскую природу, которая обуславливается переходом макромолекул под воздействием силы извне из наиболее вероятного состояния клубка полимера в наименее вероятную конфигурацию растянутой нити. По мере снятия внешних нагрузок на клубок макромолекул, они принимают свой исходный вид, то есть принимают наиболее вероятное свое состояние клубка [21].

Ингибиторы турбулентности имеют оптимальную концентрацию для достижения максимального эффекта при заданных параметрах. Она находится в диапазоне концентраций разбавленных и умеренно концентрированных растворов (0.001-0.01%). В этом диапазоне макромолекулы полимерного агента представляются отдельными глобулами (клубками), которые изолируются прослойками жидкостей растворителя. Если концентрация полимера превышает оптимальную, то увеличивается гидравлический коэффициент и эффекта не наступает. Это связано с увеличением динамической вязкости растворителя (нефти). При значительно меньших концентрациях клубки остаются в потоке нефти обособленными глобулами (клубками).

Как известно, по длине магистрального трубопровода имеются перегибы, арматуру, лупинги и вставки, а так же НПС с насосами. Проходя сквозь потоки нефти полимерный агент подвергается деструкции (разрушению), как следствие, полимерный агент перестает выполнять свою функцию.

1.8 Производители противотурбулентных присадок

Противотурбулентные агенты применяются при трубопроводном транспорте жидких УВ, таких как нефть, ДТ, газовый конденсат.

С целью снижения гидравлического сопротивления в трубопроводе при турбулентном режиме используют две формы турбулентных агентов – гелеобразные и дисперсионные.

Гелеобразные присадки представляют собой полимер, растворенный в углеводородном растворителе. К этому типу относятся CDR-102, FLO, Necadd-547.

					Литературный обзор	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Второй тип – дисперсионные - находится в виде суспензии, основа которых либо водная, либо углеводородная. В них содержится больше полимеров, чем в гелеобразных, а так же входят в состав стабилизаторы и иные добавки химического происхождения. К этим присадкам относятся FLO XLWR, Liquid Power, Necadd-447.

В качестве противотурбулентных агентов применяются карбоцепные полимеры (полиметилметакрилаты, полиметоакрилаты, полистиролы, полибутадиены, поли-альфа-олефины) с молекулярной массой около 110. При вводе в нефть в интервалах 10-50 ppm они уменьшают турбулентность потока, что и вызывает снижение гидравлического сопротивления трубопровода.

В последние годы на российском рынке распространены следующие производители присадок: Baker Hughes (США), бренд FLO; «Мастер Кемикалз» (США, Россия), бренд Турбулент Мастер; M-I Swaco (Финляндия), бренд Necadd; Lubrizol (США), бренд Liquid Power; ГК «Миррико» (Россия), бренд M-FLOWTREAT.

Рассмотри подробнее производителей.

1. FLO XLWR DRA, производителя Baker Hughes, то можно сказать, что это сополимер, который имеет высокомолекулярную массу, он достаточно быстро растворяется в УВ и обеспечивает достаточно высокий уровень снижения гидравлического сопротивления. Что важно заметить, агент не остается на стенках трубопровода. Закачка производится с помощью инъекционного модуля, состоящий из насоса высокого давления и регулятором скорости, контрольными и измерительными приборами, а так же расходомером [13].

2. M-I Swaco (Финляндия), бренд Necadd. В 2010 году M-I Swaco стало частью компании Schlumberger. Подразделение M-I Production Chemicals поставляет продукцию для решения проблем нефтегазовой отрасли, например, ингибиторы коррозии, деэмульгаторы, ингибиторы парафинообразования, гидратообразования, парафиноотложений, так же противотурбулентные агенты.

					Литературный обзор	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Lubrizol (США), бренд Liquid Power. Американская компания, которая является поставщиком химических средств, например, моторных масел, присадки для масел и иных смазочных материалов, а так же ПТП для бензинов и ДТ [14].

4. ГК «Миррико» (Россия), бренд M-FLOWTREAT. Уже более 10 лет компания выпускает ПТП, которые имеют паспорт безопасности, ТУ, допуск на пользование на производстве. Ввод агента происходит с помощью автоматических дозирующих станций, выполненные тем же изготовителем. Концентрация определяется по результатам ОПИ (испытаний). Стоит отметить, что была проведена экспертная оценка влияния данного агента марки А и С, где выяснялось влияние ПТП на ДТ, согласно ГОСТ Р 52368. Топливо после применения ПТП находится в пределах нормы, что дает гарантию на использование [15].

5. NIKA PetroTech (Россия), бренд PT FLYDE. Агент вводят дозирующим оборудованием, концентрации составляют от 1 до 50 ppm. Существует три марки: PT FLYDE-H – для применения только в нефти, PT FLYDE-L и S – нефть, газовый конденсат и НП. Что касается преимуществ, то стоит отметить низкую вязкость, которая позволяет достигать эффекта при меньших концентрациях; агент полностью растворяется в среде и не осаждается на стенках трубопровода [16].

1.9 Технические требования к ПТП ПАО «Транснефть»

Согласно ОТТ-23.040.00-КТН-104.17 [1] противотурбулентная присадка должна соответствовать требованиям и обладать определенными параметрами и свойствами.

В документе [1] требования, предъявляемые организацией заказчиком к противотурбулентному агенту, обусловлены политикой организации. В общих технических требованиях указывается, что ПТП служит для снижения гидравлического сопротивления, для увеличения пропускной способности. Уточняется, что агент должен быть включен в Реестр ОВП (основных видов продукции). Одно из требований ПАО «Транснефть» является поставка ПТП в готовом виде, без дополнительного разбавления/растворения.

					Литературный обзор	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Что касается концентрации ПТП, то допустимые значения должны быть указаны в ТД на присадку, а так же приложено заключение или протокол о возможности ее использования.

Важным требованием является то, что применение агента не должно отрицательно влиять на эксплуатационные характеристики, работу трубопровода, не должна влиять на ингибиторы коррозии, вызывать коррозионные образования.

Противотурбулентные присадки разделяют на товарные формы (рис.1.5)

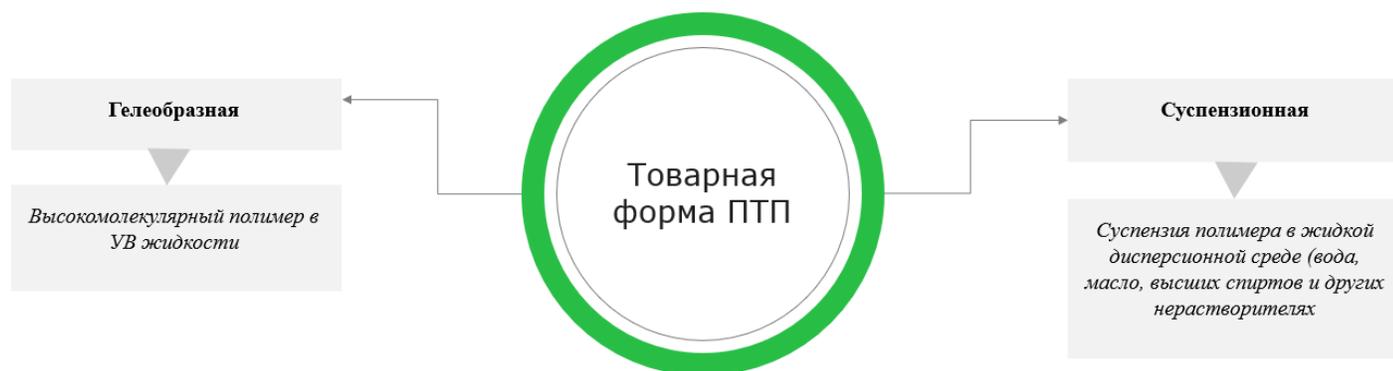


Рисунок 1.5 – Товарная форма ПТП

При заказе ПТП ПАО «Транснефть» выдвигает требования, которые должны быть отображены:

1. Тип товарной формы (согласно рис.1.5);
2. Полное наименование агента;
3. Марка агента, установленная изготовителем;
4. Обозначение техничекй условий (ТУ ПТП).

Говоря о параметрах и свойствах, присадка должна быть применена в условиях установленных температурных границ, которые устанавливаются заводом-изготовителем и прописываются в ТУ (0 °С - минимальная нижняя граница).

После применения ПТП показатели качества НП должны соответствовать значениям документации:

					Литературный обзор	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Для нефти – ГОСТ Р – 51858;
2. Для НП – ГОСТ 305, ГОСТ Р 51105.

1.9.1 Комплектность и маркировка

Говоря о документации, то ПТП предоставляется сопутствующей НД, представленные на рисунке 1.6.



Рисунок 1.6 – Нормативная документация ПТП

Паспорт качества на каждую партию противотурбулентного агента содержит данные, представленные на рисунке 1.7.



Рисунок 1.7 – Паспортные данные ПТП

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Маркировка ПТП должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ 14192 и содержать информацию, представленную на рисунке 1.8.

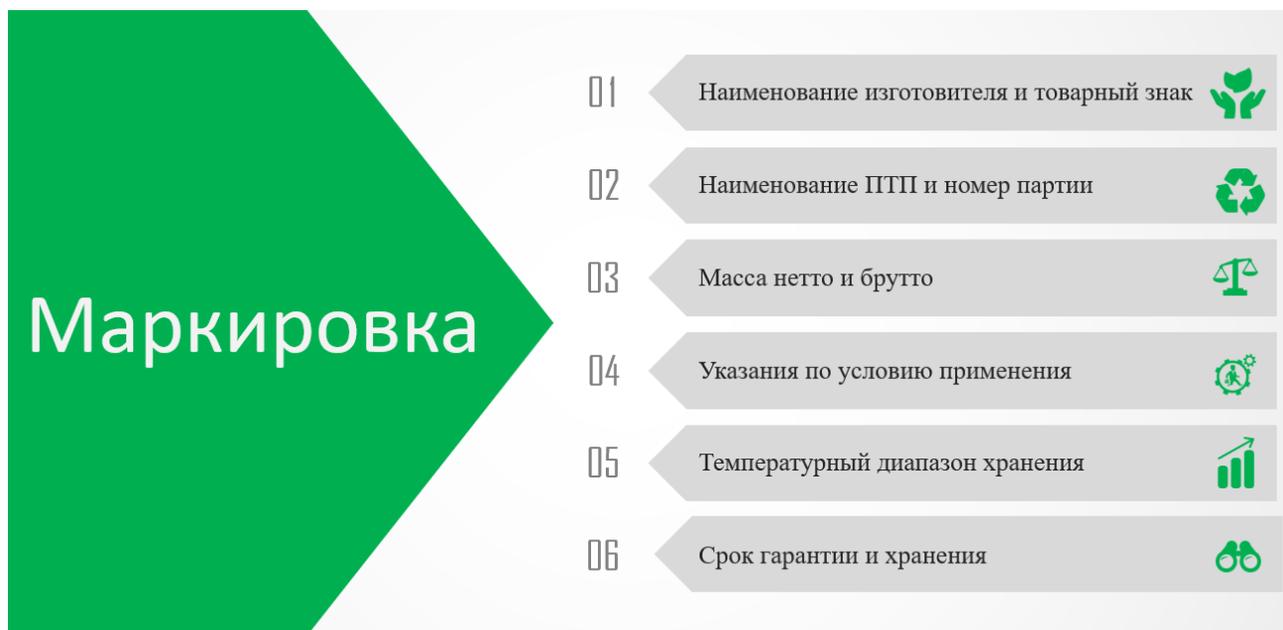


Рисунок 1.8 – Маркировка ПТП

1.9.2 Прием-сдаточные испытания

Каждая партия ПТП подвергается испытаниям квалификационным, прием-сдаточным, а так же при входном контроле и периодическим испытаниям.

Стоит уточнить, что квалификационные испытания проводятся только для первой партии агента. Они проводятся на этапе внесения противотурбулентного агента в Реестр ОВП. Оценка проводится с целью проверки поставщика или изготовителя к поставке агента в нужном объеме.

Лабораторные испытания проводятся в лабораториях со следующим оборудованием:

1. Средства измерения должны иметь действующие свидетельства о поверке в соответствии с ПР 50.2.006-94;
2. Оборудование должно иметь аттестацию (ГОСТ Р 8.568);

					Литературный обзор	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Противотурбулентная трубка для отбора пробы должна соответствовать ГОСТ 2517.

Согласно испытаниям производится определения эффективности агента при концентрациях 1, 2, 4, и 6 ppm. По результатам строится кривая и определяется концентрация полуэффекта. Критерием эффективности агента является концентрация полуэффекта для используемой партии ПТП. Партия агента является «удовлетворяющей», когда концентрация полуэффекта отобранной пробы не выходит из диапазона концентраций данной марки, определенной на турбулентном реометре.

ПСИ (приемо сдаточные испытания) проводятся для контроля качества агента. Они проводятся на заводе-изготовителе перед отдачей партии ПТП.

По результатам ПСИ оформляется протокол. Если присутствует даже один неудовлетворительный показатель (согласно ТУ на ПТА), то проводятся вторичные испытания для двух новых проб. Повторные результаты являются окончательными, распространяющиеся на всю партию. В случае повторной ошибки, вся партия присадок признается браком. Если же все показатели соответствуют требованиям техническим условиям, то на агент оформляется паспорт.

1.9.3 Контроль эффективности противотурбулентного агента

Концентрация полуэффекта определяется на лабораторном реометре. Испытания, как было сказано выше, проводит ООО «НИИ Транснефть»

Цель метода заключается в определение соотношений масс УВ жидкости с агентом и без него, протекающей по капилляру турбулентного реометра за равные временные промежутки.

Опыт: Через шаровый кран в емкость для жидкости поступает маловязкий УВ. Шаровый кран закрывается для поддержания давления и открывают электромагнитный клапан. Клапан закрывается автоматически. На технических весах производят взвешивание наполненной емкости с УВ. Далее вводя противотурбулентный агент в

					Литературный обзор	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

допустимой концентрации, вновь взвешивают тару. После чего производят расчет, который указывает на снижение или неизменности гидравлического сопротивления.

Максимум эффективности агента определяется на установки для проверки ПТП и ДТ. Цель метода – фиксация изменений величины гидравлического сопротивления протока ДТ/НП, которые циркулируют по обвязке труб.

Опытно-промышленные испытания (ОПИ) проводятся в месте, которые определяет ПАО «Транснефть». В течение трех рабочих дней результаты испытаний отправляются ООО «НИИ Трансефть», после чего в течение 5 рабочих дней они разрабатывают аналитическую записку, где проводят анализ результатов промышленного испытания. Целью испытаний является оценка действительных эксплуатационных свойств противотурбулентного агента. По полученным данным вновь строится кривая эффективности агента. Кривая по ОПИ должна располагаться на графике не ниже кривой, которая была построена ранее по значениям эффективности ПТП, приведенных в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Эффективность противотурбулентного агента при температуре перекачиваемой нефти/НП выше 0 °С

№ п/п	Товарная форма ПТП	Концентрация ПТП, г/т	Эффективность ПТП, %, не менее
1	2	3	4
1	Суспензионная	5	12
2		10	20
3	Растворная	20	12
4		40	20

Опытно-промышленные испытания включают в себя 3 этапа.

1. Опробование режима работы участка между двумя перекачивающими станциями без применения агента;

2. Заполнение участка нефтью с заданной концентрацией ПТП;
3. Опробование режима работы с заданной концентрацией. Концентрация должна быть не менее 2 и не более 10 ppm.

Испытания проводятся повторно с разными концентрациями (как минимум с 3).

Разница между 1 и 2 этапом должна быть не более 5 дней. Этапы два и три проводятся для каждой из концентраций агента. По результатам испытаний потери давления на трение между нефтеперекачивающими станциями определяются по формуле:

$$\Delta P = P_{\text{вых I}} - P_{\text{вх II}} + \rho \cdot g \cdot (Z_I - Z_{II}), \text{ Па}$$

где $P_{\text{вых I}}$ – давление на выходе I по ходу нефти/нефтепродукта НПС, Па;

$P_{\text{вх II}}$ – давление на входе II по ходу нефти/ нефтепродукта НПС, Па;

ρ – плотность нефти/нефтепродукта, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

Z_I – высотная отметка выхода I по ходу нефти/ нефтепродукта НПС, м;

Z_{II} – высотная отметка входа II по ходу нефти/ нефтепродукта НПС, м.

Эффективность ψ для каждой концентрации определяется по формуле ниже:

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

где λ_f – коэффициент гидравлического сопротивления трения при течении перекачиваемой нефти/ нефтепродукта с полимером;

λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления трения при течении перекачиваемой нефти/ нефтепродукта без полимера;

					Литературный обзор	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

ΔP_0 – потери давления на трение при течении перекачиваемой нефти/НП без полимера, Па;

Q_f , – расход нефти/ нефтепродукта с полимером, м³ /с;

Q_0 – расход нефти/ нефтепродукта без полимера, м³ /с.

Кривая эффективности описывается следующим выражением:

$$\psi (C) = \frac{C}{a+b \cdot C},$$

Где C – концентрация агента, г/т;

a и b – коэффициенты кривой эффективности противотурбулентного агента.

Коэффициенты a и b при испытаниях при двух концентрациях могут быть определены по условию ниже:

$$a = \frac{C_1}{\psi_1} - \frac{\frac{C_1}{\psi_1} - \frac{C_2}{\psi_2}}{C_1 - C_2} \cdot C_1$$

$$b = \frac{\frac{C_1}{\psi_1} - \frac{C_2}{\psi_2}}{C_1 - C_2}$$

где ψ_1 – эффективность агента при концентрации C_1 ;

ψ_2 – эффективность агента при концентрации C_2 .

1.10 Технология ввода противотурбулентной присадки

В 2016 году Токарев Владимир Васильевич предложил устройство ввода присадки в нефтепровод. Оно содержит, непосредственно, контейнер с присадкой, несколько поршней-разделителей, трубки, которые подают реагент, задвижки и тд.

					Литературный обзор	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Суть метода Токарева заключается в следующем: к трубопроводу подсоединяется его изобретение (рис. 1.9). Оно содержит саму присадку, а так же резервуар, в котором расположен поршень-разделитель (3). Поршень соединяется с дроссельной заслонкой (12) трубкой, второй трубкой соединяется тара с присадкой и поршень, третья трубка соединяет поршень и дроссельную заслонку (13), четвертая трубка соединяет поршень и дренажную систему (на чертеже она не показана). Каждая из трубок имеет задвижку. Присадка поступает в контейнер поршня под действием силы тяжести, так как она расположена выше. На самом трубопроводе расположена дроссельная заслонка, так же на трубе (6) так же имеется дроссельная заслонка, обратный клапан и расходомер. Дроссель на трубке необходим для контроля количества присадки, которая поступает в трубопровод. Показания расходомера необходимы для отслеживания количества присадки. Обратный клапан на трубке предназначен для предотвращения изменения потока в трубке или трубопроводе. [22]

Устройство осуществляет введение противотурбулентного агента в трубопровод без применения электронасосов, а посредством перепада давления в трубопроводе (№ 1, рис 1.9), которое происходит в результате работы дроссельной заслонки (№ 12, рис 1.9). Она создает местное сопротивление для потока жидкости в трубопроводе. Расход самой присадки так же регулируется дроссельной заслонкой (№ 13, рис 1.9)

Устройство, предложенное В.В. Токаревым, позволяет вводить ПТП в нефтепровод и регулировать концентрацию введенного реагента. Достоинством этой установки является отсутствие затрат на дополнительные элементы в трубопроводе, а так же отсутствием энергозатрат [22].

					Литературный обзор	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

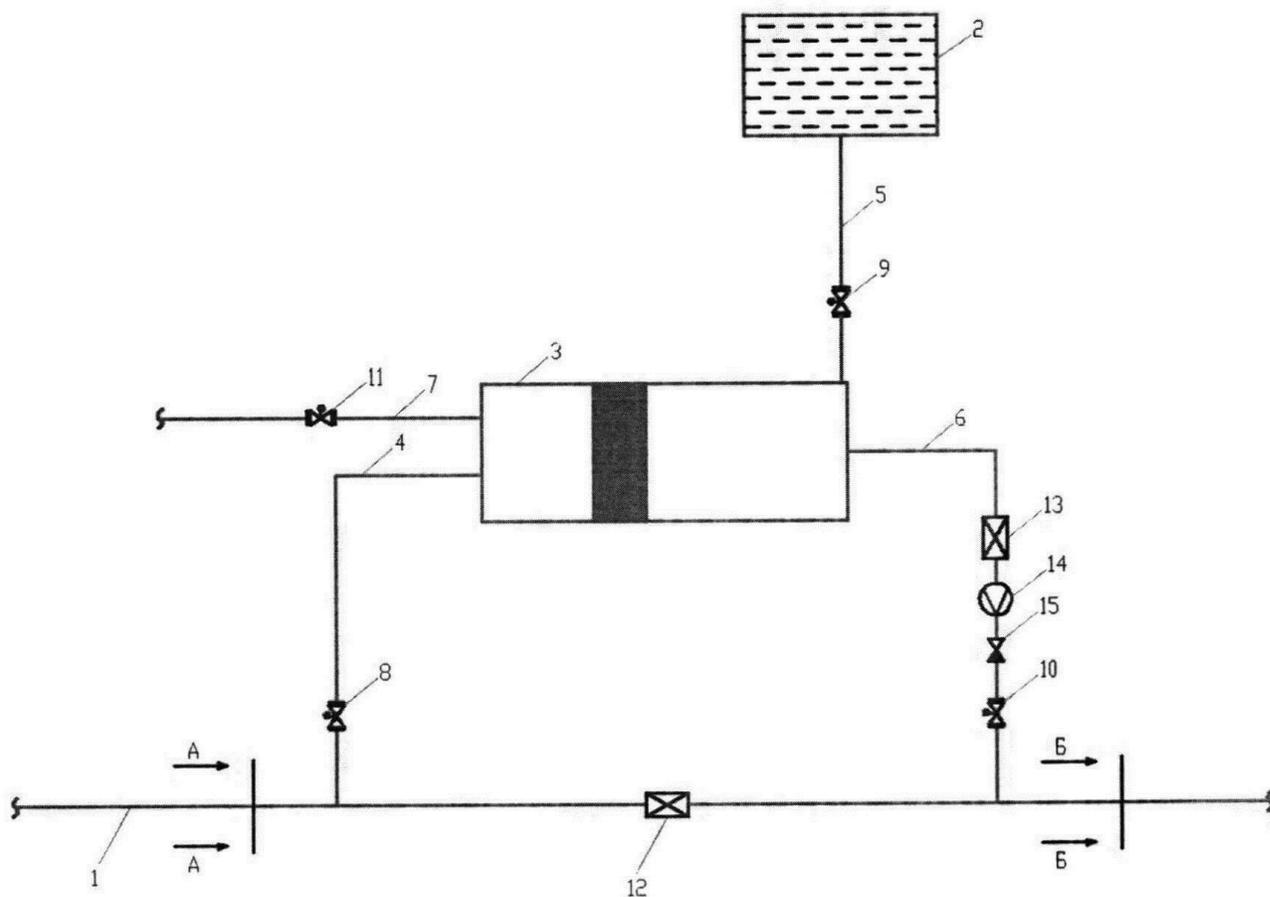


Рисунок 1.9 – Установка по вводу противотурбулентной присадки в трубопровод (1 – трубопровод, 2 – контейнер с ПТП, 3 – резервуар с поршневым разделителем, 4, 5, 6, 7 – трубы, 8, 9, 10, 11 – задвижки, 12, 13 – дроссельная заслонка, 14 – расходомер, 15 – обратный клапан) [22]

В ПАО «Транснефть» ввод ПТП осуществляется при помощи установки производства завода «Транснефтемаш» АО «Транснефть – Верхняя Волга». Установка предназначена для ввода суспензионных присадок в магистральный трубопровод.

Машина представляет собой одноконтейнерную установку, предназначенную для ввода суспензионных агентов, с целью повышения пропускной способности нефтепровода, а так же снижения гидравлического сопротивления и снижения турбулентности перекачиваемой среды [2].

Установка ОУВПс-1-25-63.00.00.000 (рис. 1.8) служит для порционного ввода суспензионного состава в трубопровод с транспортируемой жидкостью.

					Литературный обзор	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

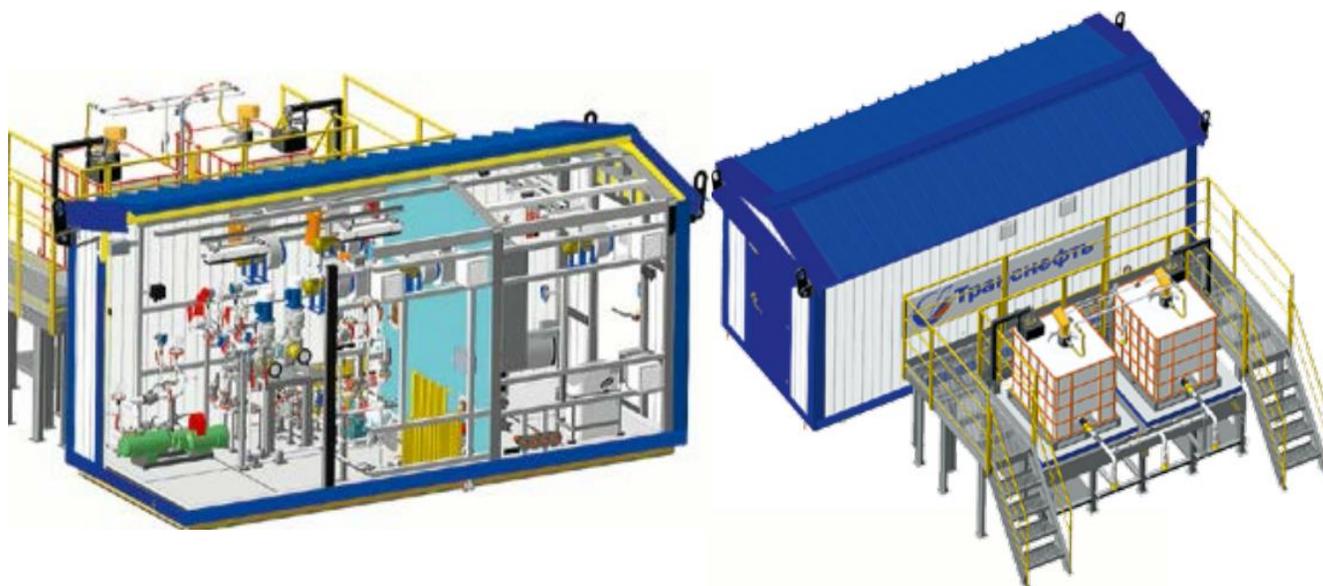


Рисунок 1.10 – Схема установки для ввода ПТП [2]

Что касается комплектации установки: она состоит из двух отсеков, которые имеют разные входы, разделенные перегородкой. В первом отсеке – технологическом – обустроено оборудование во взрыво и пожарозащищенном исполнении, во втором отсеке – аппаратном – расположены автоматические системы, а так же системы электропитания. Основные характеристики представлены в таблице 6.

Установка оборудована двумя дозирующими насосными агрегатами, которые обеспечивают подачу от 1,0 до 25 л/ч и ввода в МН с рабочим давлением 6,3 МПа, что является удовлетворительным условием ввода ПТП, т.к. максимальная дозировка составляет не более 11,3 кг/ч. Для контроля дозировки ПТП установка ввода оборудована массовым счетчиком расходомером ЭЛМЕТРО-Фломак-Ех – это массовый кориолисовый расходомер, выполненный во взрывозащищенном исполнении (Ех), исполнение РВ указывает на то, что можно работать с высокотемпературными средами.

					Литературный обзор	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6 – Основные характеристики установки производства завода «Транснефтемаш» АО «Транснефть – Верхняя Волга» марки ОУВПс-1-25-63.00.00.000 [2]

Наименование	Значение
Подача, л/ч	1 – 25
Номинальное давление нагнетания, МПа	6,3
Кинематическая вязкость присадки, сСт, не более	1200
Габаритные размеры установки, (Д x Ш x В), мм, не более	
- контейнер	6060 x 2460 x 2600
- подиум для транспортных емкостей «Еврокуб»	3270 x 1895 x 1010
Масса установки, кг, не более:	
- контейнер	6000
- подиум для транспортных емкостей «Еврокуб»	800

					Литературный обзор	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Анализ экспериментальных данных

Согласно данным ПАО «Транснефть» в 2020 году поручила представить аналитическую записку с описанием причин снижения эффективности противотурбулентной присадки марки «PT FLYDE-L» производства ООО «НИКА-ПЕТРОТЭК» при применении на участке [REDACTED]

АО «Транснефть» были представлены образцы нефти и применяемой ПТП вместе с сопроводительной документацией.

На основании полученных материалов нужно было выполнить:

1. Расчет эффективности ПТП;
2. Проведение лабораторных испытаний представленных образцов;
3. Предоставление выводов.

2.1 Образцы противотурбулентной присадки и нефти и качественные показатели

Согласно данным, АО «Транснефть» представила образцы проб нефти (около 20 литров), которые были отобраны [REDACTED] и ПТП марки «PT FLYDE-L» разных партий (2 литра). Присадка «PT FLYDE-L» изготовлена на основе бутанола и имеет суспензионную товарную форму.

Для проверки соответствия качественных показателей были проведены лабораторные испытания. В рамках испытаний при входном контроле ПТП были определены физико-химические показатели, которые представлены в таблице 2.1.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода [REDACTED]			
Разраб.		Барон Ф.С.			Расчет и аналитика	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					51	142
Консульт.						Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.				Группа 2БМ11		

Таблица 2.1 – Физико-химические показатели ПТП

№ п/п	Показатель, единица измерения	Метод испытания	Наименование пробы	
			№1	№2
1	2	3	4	5
1	Внешний вид	ТУ	Суспензия светло-желтая, непрозрачная	Суспензия светло-желтая, непрозрачная
2	Плотность при 20°С, кг/м ³	ГОСТ 3900	■	■
3	Кинематическая вязкость, при 20°С, мм ² /с	ГОСТ 33	■	■
4	Массовая доля активного вещества, %	МИ НТЦ АЛ-03-01/02-2018	■	■
5	Седиментационная устойчивость (через 72 часа), %	МИ НТЦ АЛ-03-01/03-2018	■	■

Исходя из результатов экспертизы можно сделать следующее заключение: образцы ПТП соответствуют требованиям ОТТ-23.040.00-КТН-104-17. Стоит отметить, что достаточно большое различие между массовыми долями активного вещества между партиями ■■■■■■

2.2 Эффективность товарной формы ПТП

Согласно лабораторным испытаниям на турбулентном реометре получены результаты, представленные в таблице 2.2.

					Расчет и аналитика	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.2 – Результаты испытаний ПТП на турбулентном реометре

№ п/п	Образец партии ПТП	Концент рация ПТП, ppm	Эффективность ПТП, %	Концентра ция полуэффе кта ПТП, г/т
1	2	3	4	5
1	№1	1	■	■
		2	■	
		4	■	
		6	■	
2	№2	1	■	■
		2	■	
		4	■	
		6	■	

*Концентрация полуэффекта – величина концентрации ПТП С, при которой присутствует эффективность ПТП, равная 20% на турбулентном реометре.

В результате испытаний определяется эффективность агента при разных концентрациях. По результатам испытаний строится график эффективности анализируемых образцов (рис 2.1). Более подробно описано в пункте 1.9.3.

					Расчет и аналитика	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

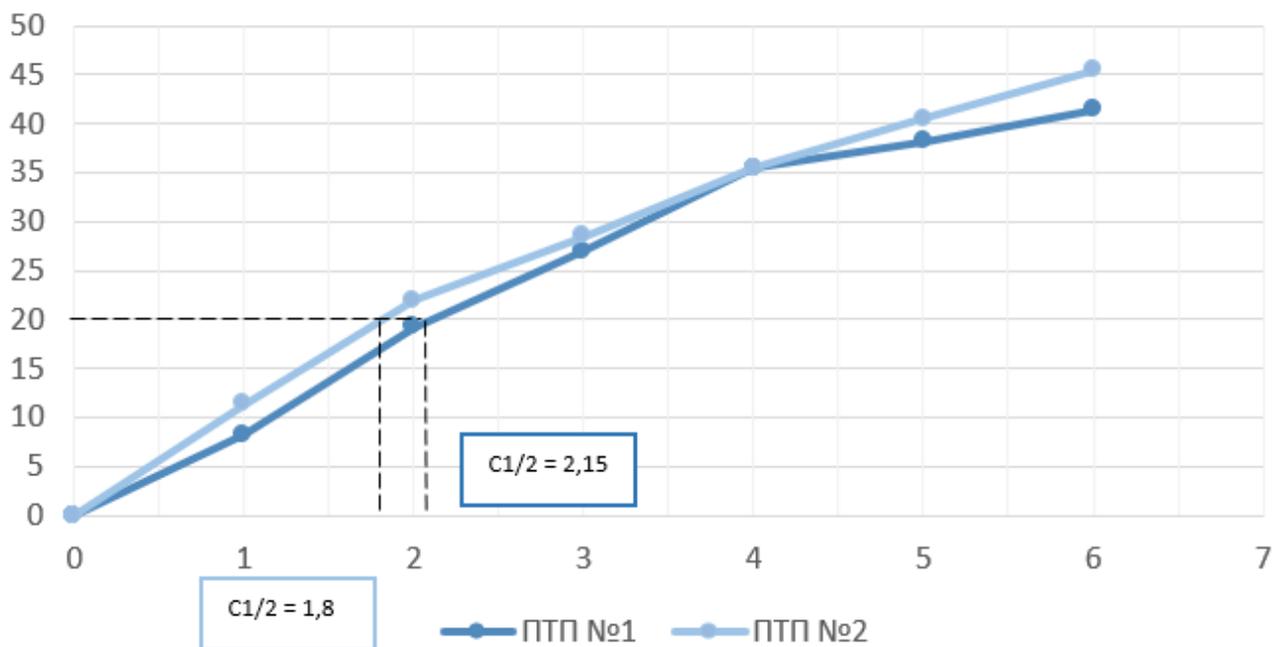


Рисунок 2.1 – График эффективности агента при разных концентрациях

Согласно данным графика можно сделать вывод, что концентрация полуэффекта для первого образца составляет 1,8% и 2,15% для второго. Согласно ОТТ -23.040.00-КТН-104-17 концентрация полуэффекта не должна быть более 4,5%.

Отсюда следует вывод, что качество ПТП партии 1 и 2 являются удовлетворительными, и вероятная причина снижения эффективной работы ПТП на участке [REDACTED] не связана с качеством применяемой присадки.

2.3 Лабораторные испытания образцов нефти

Лабораторные испытания образцов нефти, которые были получены с блока измерения качества (БИК) приемо-сдаточного пункта (ПСП) [REDACTED] проводились для оценки влияния физико-химических свойств в компонентном составе нефти на способность ПТП к растворению в потоке транспортируемой нефти.

В результате лабораторных испытаний образцов нефти определялись следующие показатели:

1. Плотность и кинематическая вязкость при температурах от 0 до 20°C с шагом 2 по ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости»;
2. Температура застывания нефти по ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания»;
3. Массовая концентрация парафинов, асфальтенов, смол.

Результаты исследований представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты исследований образцов нефти

№ п/п	Показатель, единица измерения	Температура испытания, °С	Метод испытания	Нефть
1	2	3	4	5
1	Плотность, кг/м ³	20	ГОСТ 33	■
2		18		■
3		16		■
4		14		■
5		12		■
6		10		■
7		8		■
8		6		■
9		4		■
10		2		■
11		0		■
12	Кинематическая вязкость, мм/с ²	20	ГОСТ 33	■
13		18		■
14		16		■
15		14		■
16		12		■

17		10		■
18		8		■
19		6		■
20		4		■
21		2		■
22		0		■
23	Температура застывания, °С		ГОСТ 20287	■
24	Массовая концентрация асфальтенов, %			■
25	Массовая концентрация смол, %			■
26	Массовая концентрация парафинов, %			■

Парафины – это твердый УВ, который по своей структуре похож на воск. Согласно ГОСТ Р 51858-2020 массовая доля парафинов не должна быть более 6%. Следовательно, испытуемый продукт входит в рамки нормы.

Асфальтены – это достаточно твердые, но хрупкие высокомолекулярные вещества нефти. Они осаждаются на стенках трубопровода и вызывают сначала снижение пропускной способности, а затем могут закупорить трубу. Согласно данным, их содержание в нефти не должно превышать 2%.

Смолы – это твердые аморфные вещества, в структуре которых присутствует четыре-пять колец, до трех метильных групп (CH₂) и так же алкильный заместитель. В нефтях значение смол не должно превышать 8%.

Механизм действия рассматриваемой присадки заключается в следующем: произвести влияние на основную составляющую перекачиваемой жидкости (нефти) – парафины, арены, смолы, асфальтены. Низкие вязкость и температура благородно влияют на перекачку продукта. Смолы и асфальтены – это смесь, которая состоит из

					Расчет и аналитика	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разных структур веществ с высокой молекулярной массой. Смолы решают вопрос слипания кристаллов (из-за снижения температуры парафины слипаются и разрастаются, что приводит к снижению скорости нефтяного потока). Присадка изменяет поверхность парафинов, что приводит к отсутствию эффекта слипания [23].

Исходя из полученных данных анализа на физико-химические свойства и компонентный состав проб нефти можно сделать следующее заключение: суммарное содержание тяжелых компонентов составляет 10,71%, что является достаточно низким показателем. Следовательно, не должно приводить к значительному снижению эффективности применения ПТП.

2.3.1 Анализ температурного режима транспортируемой нефти

Температура перекачиваемой нефти влияет на способность клубков макромалекул полимера «разворачиваться» в потоке транспортируемой жидкости. С понижением температурного режима нефти процесс растворения присадки замедляется, как следствие, ее эффективность уменьшается.

На время подключения установки для ввода ПТП был на время выведен из работы блок измерения контроля качества. Соответственно, температура в начальной точке оценивалась по БИК, когда он был в работе (до ввода ПТП) (рис. 2.2), так же после ввода (рис. 2.3).

					Расчет и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

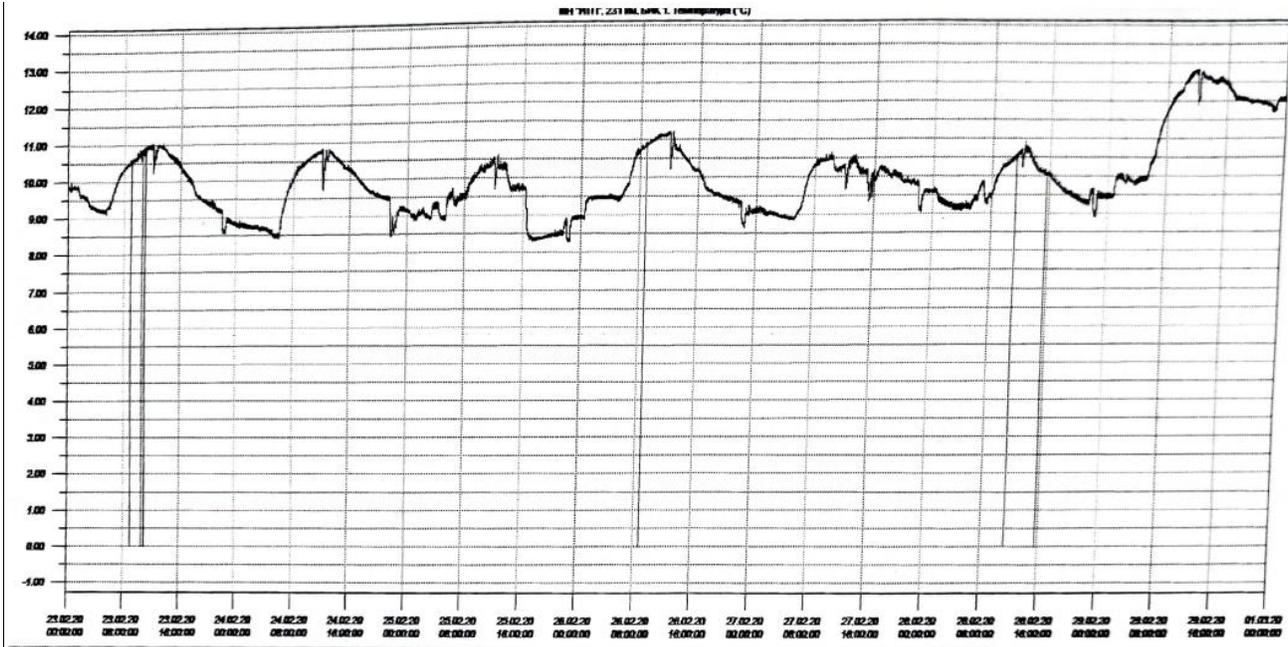


Рисунок 2.2 – Показания температуры по БИК до ввода ПТП на [REDACTED]

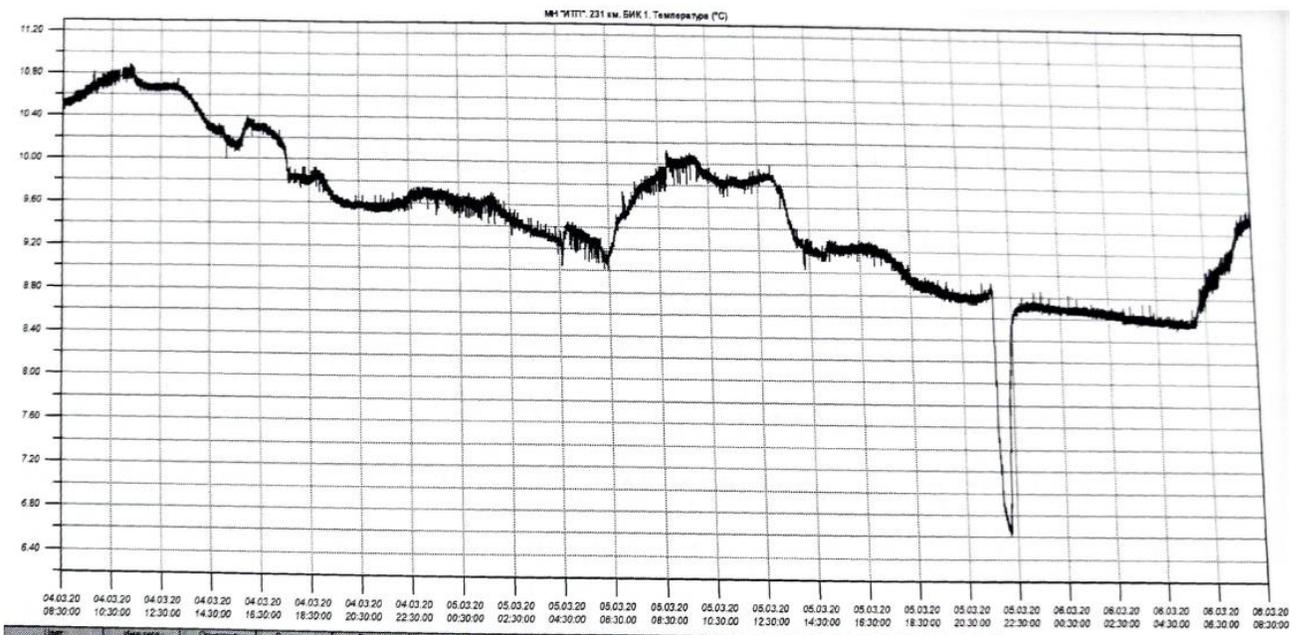


Рисунок 2.3 – Показания температуры по БИК после ввода ПТП на [REDACTED]

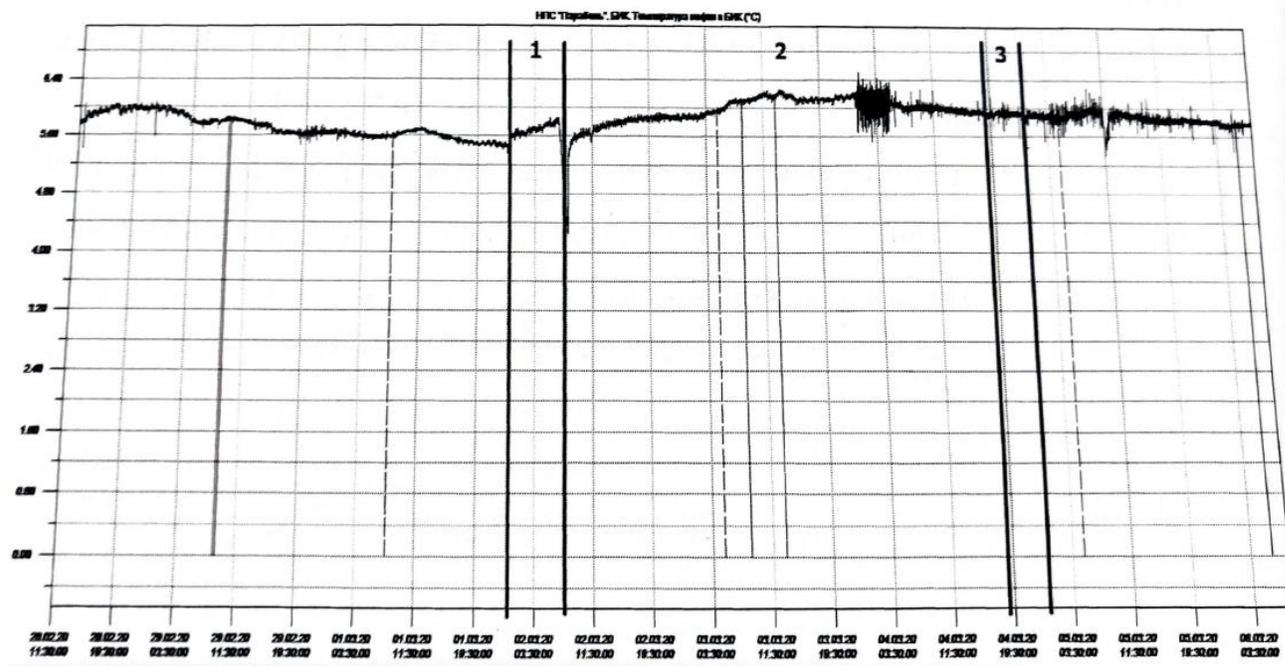


Рисунок 2.4 – Показания температуры по БИК на [REDACTED] (1 – период опробования базового режима; 2 – период заполнения участка нефтью с ПТП; 3 – период опробования режима с ПТП)

Из анализа трендов температуры перекачиваемой нефти на выходе [REDACTED] [REDACTED] (рис. 2.2 и 2.3) следует, что температура нефти, в которую вводилась ПТП, составляет от 8.5 до 12 °С. Температура нефти на приеме [REDACTED]» (рис. 2.4) составляет от 5.5 до 6.5 °С.

В соответствии с требованиями [1] противотурбулентная присадка, используемая в ПАО «Транснефть», должна показывать эффективность не менее 12 % при дозировке 5 ppm и 20 % при дозировке 10 ppm при температуре перекачиваемой среды выше 0 °С.

В соответствии с ТУ на противотурбулентную присадку марки «PT FLYDE-L» может быть применина от -5 до +60 °С, при этом эффективность при дозировки 5 ppm должна быть не менее 19 %, а при 10 ppm – 23 %. (рис. 2.5).

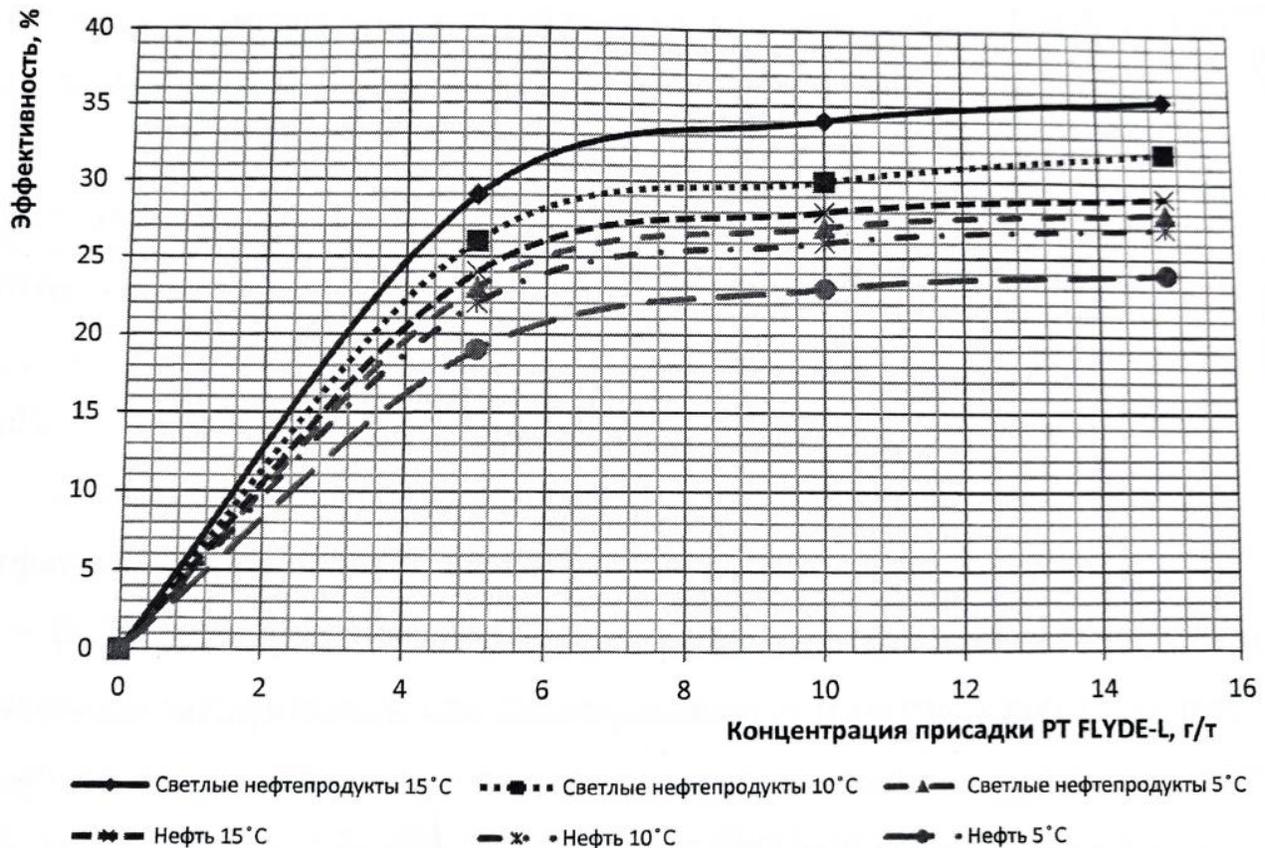


Рисунок 2.5 – Зависимость гидравлической эффективности противотурбулентной присадки марки «PT FLYDE-L» (%) от концентрации (ppm) по ТУ

Можно сделать вывод: температурный режим формально соответствовал ТУ. Но из исследований и опыта, присадка при перекачки «холодных» нефтей не демонстрирует требуемых значений эффективности.

2.3.2 Соблюдение технологии ввода ПТП

Установка ввода ПТП представлена на рисунке 2.3. Видно, что она подключена к трубопроводам БИК на выходе НПС после камеры пуска СОД. Как было отмечено в п. 2.3.1, БИК был выведен из эксплуатации на время ввода агента.

Говоря о трубопроводе, то промывку и очистку трубопровода БИК от остатков и следов ПТП стоит произвести для восстановления работы БИК.

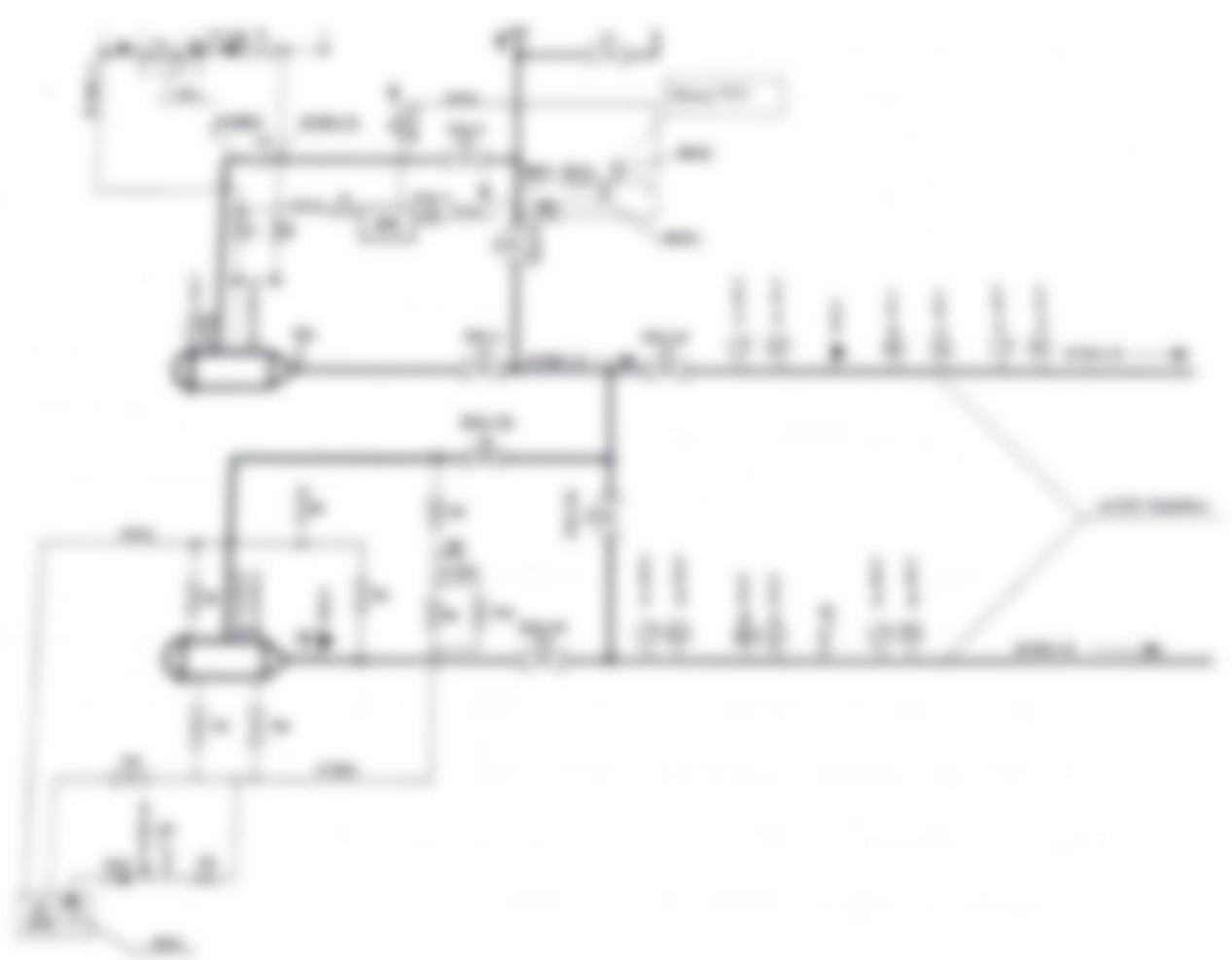


Рисунок 2.3 – Точка подключения установки ввода ПТП на [REDACTED]

Заключение по вводу ПТП: проблема ввода может быть причиной отсутствия эффективности ПТП. Например, при неравномерном попадании или отсутствии попадания агента в поток нефти происходит накопление присадки в застойных зонах или возможно формирование пробок нефти, в которых повышена концентрация ПТП, как следствие, нет равномерности заполнения участка, что будет сказываться на эффективности снижения гидравлического сопротивления всего трубопровода.

Точка ввода выбрана таким образом, что ввод осуществлялся непосредственно в линейную часть после камеры пуска СОД для обеспечения непрерывного дозирования.

					Расчет и аналитика	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4 Расчет эффективности противотурбулентной присадки

Оценка влияния параметров работы участка ██████████ произведена на основе технологических режимов перекачки и сведений о работе магистрального нефтепровода.

Схема участка приведена на рисунке 2. Краткая характеристика участка представлена в таблице.



Рисунок 2.2 – Схема участка ██████████

					Расчет и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Таблица 2.4 – Краткая характеристика рассматриваемого объекта МН

Наименование МН	██
Наименование технологического участка	██
Условный диаметр НП	████
Усредненная толщина стенки трубы, мм	█
Лупинги	██
Резервные нитки	██
Участки прохождения СОД по основной нитке технологического участка	██
Протяженность участка МН обрабатываемого ПТП, км	████
Производительность нефтепровода, млн. т/год	█
Плотность нефти (расчетная), кг/м ³	████████
Вязкость нефти (расчетная), сСт	████
Высотная отметка ПСП ██████████ м	████████
Высотная отметка НПС ██████████ м	████
Место установки ввода ПТП	██

Плотность нефти рассчитаем по формуле:

$$\rho_t = \rho_{20} \cdot [1 + \gamma \cdot (20 - t)] \quad (2.1)$$

где γ – температурная поправка на 1 °С [5]

$$\rho_t = 812 \cdot [1 + 0,000752 \cdot (20 - 10)] = 818,12 \text{ кг/м}^3$$

Вязкость нефти расчетная определяется по формуле:

$$\vartheta_t = \frac{\mu}{\rho}, \quad (2.2)$$

Где μ – динамическая вязкость при 20 °С

Для определения кинематической вязкости при 10°С сначала определяем динамическую при 20.

$$\mu_{20} = \vartheta_{20} \cdot \rho = 3,38 \cdot 10^{-3} \cdot 812 = 2,74 \text{ [мПа}\cdot\text{с]}$$

$$\mu_{10} = \mu_{20} \cdot e^{-\beta(t_{10}-t_{20})} = 3,518785 \text{ [мПа}\cdot\text{с]}$$

$$\vartheta_{10} = \frac{3,518785 \cdot 10^3}{812} = 4,33 \text{ сСт}$$

2.4.1 Гидравлический расчет трубопровода

Гидравлический расчет трубопровода начинается с определения скорости потока.

Она определяется по формуле:

$$u = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D^2}, \text{ м/с} \quad (2.3)$$

$$u = \frac{4 \cdot 0,3027}{\pi \cdot 0,484^2} = 1,645 \text{ м/с}$$

В данной формуле нам неизвестен секундный расход. Для определения мы воспользуемся формулой:

$$Q_c = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (2.4)$$

$$Q_c = \frac{1089,897}{3600} = 0,3027 \text{ м}^3/\text{с}$$

					Расчет и аналитика	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Часовой расход определяется по формуле:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{Q_{\text{г}} \cdot 10^9 \cdot K_{\text{п}}}{N_{\text{г}} \cdot \rho_{\tau}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2.5)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент неравномерности перекачки [5] – показывает, во сколько раз пропускная способность МН может превысить проектную производительность. Для одиночного нефтепровода принять равной 1,07;

$N_{\text{г}}$ – годовой фонд (8400 ч);

ρ_{τ} – расчетная плотность при 10 °С (см. 2.4)

$$Q_{\text{ч}} = \frac{7 \cdot 10^9 \cdot 1,07}{8400 \cdot 818,12} = 1089,897 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определим режим течения.

$$R_e = \frac{u \cdot D}{\vartheta} \quad (2.6)$$

где ϑ – расчетная вязкость нефти (см. 4.2)

$$R_e = \frac{1,645 \cdot 0,484}{4,33 \cdot 10^{-6}} = 183875,3$$

Выполняем расчет определения границ и зоны режима.

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{d} = \frac{0,15}{500} = 0,0003 \quad (2.7)$$

Где ε – относительная шероховатость;

Δ - абсолютная эквивалентная шероховатость [4]

$$R_{e1} = \frac{17}{\varepsilon} = 56667 \quad (2.8)$$

$$R_{e2} = \frac{530}{\varepsilon} = 1766667 \quad (2.9)$$

$R_{e1} \leq R_e \leq R_{e2} \rightarrow$ *переходная зона турбулентного режима*

					Расчет и аналитика	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.5 – Формулы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления [3]

Ламинарный режим	Турбулентный режим		
Re < 2320	Зона Блазиуса	Переходная зона	Квадратичная зона
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}$
Зона гидравлически гладких труб		Зона гидравлически шероховатых труб	
$m = 1$ $\beta = \frac{128}{\pi g}$	$m = 0,25$ $\beta = \frac{0,241}{g}$	$m = 0,125$ $\beta = 0,0185 \times \varepsilon^{0,125}$	$m = 0$ $\beta = \frac{8 \lambda}{\pi^2 g}$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{R} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} = 0.018 \quad (2.10)$$

Эффективность ПТП (ψ) для участка магистрального нефтепровода в соответствии с РД-23.040.00-КТН-254-10 рассчитывается по формуле из п.1.6.3). Преобразовав уравнение Дарси-Вейсбаха через регистрируемые параметры режима перекачки нефти, получим формулу:

$$\psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta P_f \cdot Q_0^2}{\Delta P_0 \cdot Q_f^2} \right) \cdot 100\% \quad (2.11)$$

Где $\Delta P_f, \Delta P_0$ – потери давления при режиме с ПТП и без, Па;

Q_f^2, Q_0^2 – расход перекачки нефти на участке с ПТП и без, м³/ч.

Рассчитаем потери давления по длине трубопровода при режиме без использования ПТП и с применением ПТП с концентрацией 10 ppm (данные в таблице 2.6). Потери по длине – это потери напора, которые возникают из-за действия силы трения между слоями движущейся нефти.

$$\Delta P_{\text{без ПТП}} = P_H - P_K \pm (\rho_\tau \cdot g \cdot \Delta Z) = (3,84 - 0,098) \cdot 10^6 + (818,12 \cdot g \cdot 33) = 4 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{\text{с ПТП}} = P_H - P_K \pm (\rho_\tau \cdot g \cdot \Delta Z) = (3,89 - 0,16) \cdot 10^6 + (818,12 \cdot g \cdot 33) = 3.99 \text{ МПа}$$

					Расчет и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 2.6 – Характеристика трубопровода до ввода и после ввода ПТП

$$\psi = \left(1 - \frac{3.99 \cdot 1237.6^2}{4 \cdot 1213.4^2} \right) \cdot 100 \% = -3.8 \%$$

Эффективность получилась меньше 0, что говорит *об ошибке*. Условия качества ПТП, свойства нефти не обладают аномальными свойствами, которые могут привести к снижению работы ПТП или отсутствию эффективности вообще. Но расчеты доказывают обратное.

Рассчитаем потери напора по длине трубопровода при режиме без использования ПТП и с применением ПТП с концентрацией 10 ppm.

$$h_{\text{без птп}} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{u^2}{2 \cdot g} \pm \Delta Z = 0.018 \cdot \frac{181000}{0.484} \cdot \frac{1.645^2}{2 \cdot g} + 33 = 961,4 \text{ м} \quad (2.12)$$

$$h_{\text{с птп}} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{u^2}{2 \cdot g} \pm \Delta Z = 996.69 \text{ м}$$

(λ – выражена из уравнения эффективности)

Можно сделать вывод, что противотурбулентная присадка «PT FLYDE-L», которая должна снижать гидравлическое сопротивление посредством уменьшения коэффициента гидравлического сопротивления, не выполняет свою функцию. Кроме того, потери напора по длине увеличиваются с применением полимера.

					Расчет и аналитика	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4.2 Анализ изменения давления с ПТП

Для дальнейшей оценки применения противотурбулентной присадки РТ «FLYDE-L» рассмотрим участок МН, на котором производился ввод ПТП. В таблице 2.7 представлены краткие данные из журнала регистрации давления по линейной части [REDACTED]. По данным таблицы построен график, где можно отследить профиль участка МН [REDACTED] и динамику снижения давления в первый день испытаний (рис. 2.3).

Таблица 2.7 – Данные давления и высотной отметки от НПС «Лугинецкая» до НПС «Парабель»

КП	Дистанция, км	Высотная отметка, м	Давление, МПа

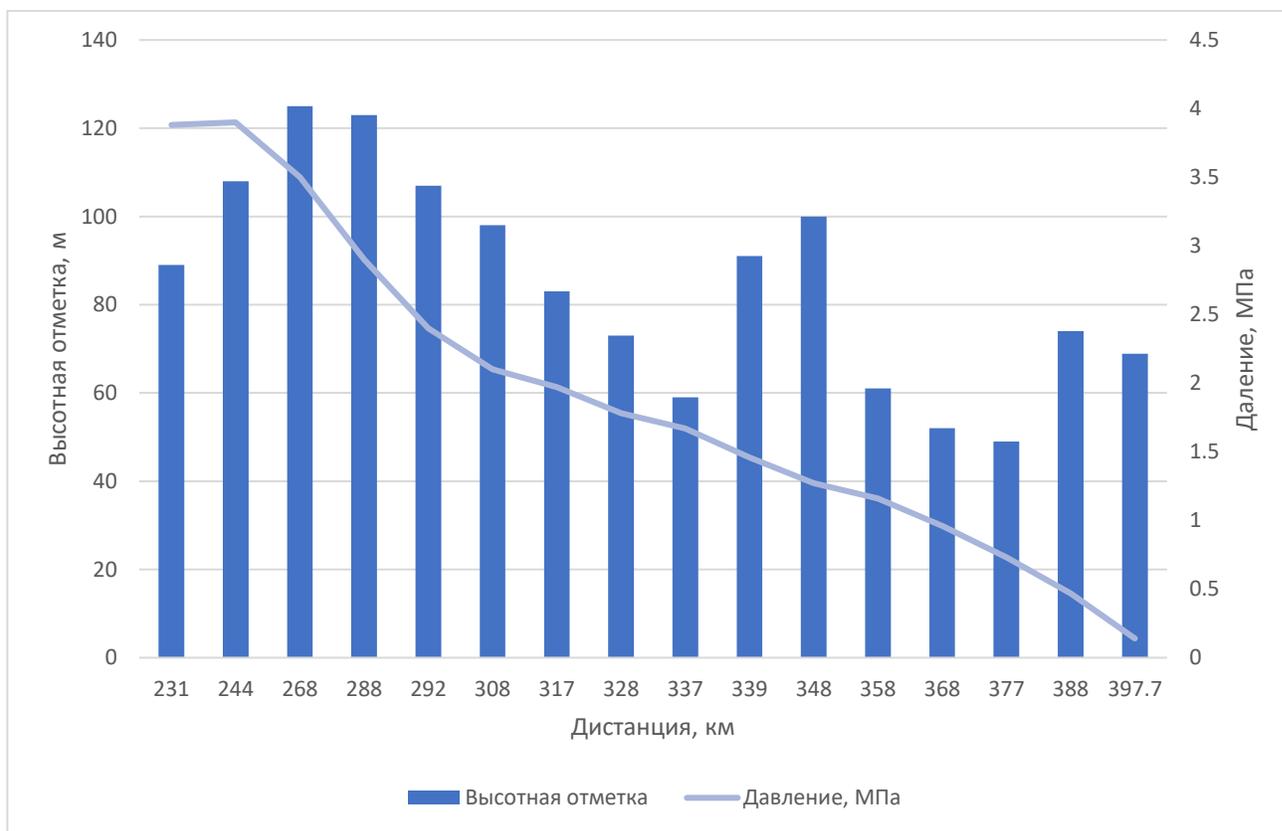


Рисунок 2.3 - Распределение давлений вдоль участка МН " ██████████

На графике представлена зависимость высотной отметки от протяженности трубопровода (упрощенный профиль ██████████). Кроме этого, показано снижение давления по длине трубопровода. Давление, представленное на графике, взято из журнала регистрации по линейной части первого дня ввода ПТП. Данные взяты с бго часа ввода 9 л противотурбулентной присадки.

В таблице 2.8 представлены данные из журнала регистрации параметров перекачки с ПТП (каждые 2 часа). В данной таблице представлены сразу два дня испытаний. Проанализировав, можно сделать вывод, что после применения ПТП особых изменений не наблюдается.

Таблица 2.8 – Параметры перекачки нефти с ПТП

Время					Примечание
	Давление на выходе НПС	Расход нефти на выходе НПС	Давление на входе НПС	Расход нефти на входе НПС	
	МПа	м3/ч	МПа	м3/ч	
<i>02.03.2020</i>					Опробование базового режима
1:00	■	■	■	■	
3:00	■	■	■	■	
5:00	■	■	■	■	
7:00	■	■	■	■	Ввод ПТП (9 литров)
9:00	■	■	■	■	
11:00	■	■	■	■	
13:00	■	■	■	■	
15:00	■	■	■	■	
17:00	■	■	■	■	
19:00	■	■	■	■	
21:00	■	■	■	■	
23:00	■	■	■	■	
<i>03.03.2020</i>					
1:00	■	■	■	■	
3:00	■	■	■	■	
5:00	■	■	■	■	
7:00	■	■	■	■	
9:00	■	■	■	■	
11:00	■	■	■	■	
13:00	■	■	■	■	
15:00	■	■	■	■	
17:00	■	■	■	■	
19:00	■	■	■	■	
21:00	■	■	■	■	
23:00	■	■	■	■	

3. Расчет скоростных изменений ПТП

В данном разделе стоит следующая цель: подобрать новую присадку для МН [REDACTED] то есть определить процент изменения скорости нефтепродукта в трубопроводе при применении противотурбулентного агента.

Для достижения цели требуется решить следующие задачи:

1. Определить коэффициент гидравлического сопротивления;
2. Рассчитать значения констант противотурбулентного агента;
3. Вычислить коэффициент гидравлического сопротивления с применением ПТП;
4. Рассчитать скорость после использования агента;
5. Определить изменение скорости;
6. Построить графики и сделать выводы;
7. Выполнить расчет эффективности для выбранной присадки.

3.1 Коэффициент гидравлического сопротивления без использования ПТП

Введение присадки в поток приводит к тому, что изменяется величина коэффициента $A_0(\theta)$ (другое обозначение $k(\theta)$) в выражении для так называемого универсального закона сопротивления:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(A_0 \cdot \text{Re} \sqrt{\lambda}) - 3,745 \quad (2.13)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления при числе Рейнольдса Re ;
 A_0 – числовой коэффициент (при отсутствии присадки $A_0 = 28$). При обработке противотурбулентной присадкой величина коэффициента A_0 увеличивается.

Для расчетов будет использоваться объемный расход Q м³/ч в диапазоне [0,1;20]. Зная внутренний диаметр (0,484 м) и рассчитав кинематическую вязкость (п. 2.4, с. 12), выполняем расчет средней скорости потока и числа Рейнольдса по формулам ниже,

					Расчет и аналитика	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гидравлическое сопротивление рассчитывается из универсального закона сопротивления.

$$u = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \vartheta}$$

$$Re = \frac{u \cdot D}{\vartheta}$$

Расчет выполнен в Excel. Данные представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9. Расчетные данные

█	█	█	█	█	█
█	█	█	█	█	█
█	█	█	█	█	█
█					
█	█	█	█	█	█

3.2 Константа противотурбулентного агента

Зависимость A_0 от концентрации присадки $\theta_{\text{п}}$ (г/т) является эмпирической и задается либо таблично, либо в виде функции. В работе будет рассмотрено три вида агентов. Концентрации определяются по следующим формулам:

1. для присадки «CDR-102» американской фирмы «Dupon – Copoco»:

$$A_0(\theta) = 1,48 \cdot \theta_{\text{п}}^{1,24}$$

2. для присадки «NECCAD-547» финской фирмы «Neste»:

$$A_0(\theta) = 0,407 \cdot \theta_{\text{п}}^{1,29}$$

3. для присадки «PT FLYDE» российской фирмы «NIKA PetroTech»:

$$A_0(\theta) = 1,72 \cdot \theta_{\Pi}^{1,27}$$

По известной величине $A_0(\theta)$ можно найти искомую концентрацию присадки, обеспечивающую выполнение заданного объема перекачки меньшим, чем расчетное, числом насосных станций. Расчет коэффициентов ПТП так же выполнен в Excel. Данные представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10. Константы ПТП

ПТП "NECCAD-547"	
Концентрация ppm	Коэффициент
40	████████
60	████████
100	████████
180	████████
ПТП "CDR-102"	
Концентрация ppm	Коэффициент
20	████████
30	████████
40	████████
50	████████
60	████████
70	████████
80	████████
90	████████
ПТП "PT FLYDE"	
Концентрация ppm	Коэффициент
5	████████
10	████████
15	████████
20	████████
25	████████
30	████████
35	████████
40	████████
45	████████
50	████████

3.3 Изменение скорости при использовании ПТП

Расчет коэффициентов был выполнен исходя из типа присадки и концентрации, на которое приходится максимальный эффект. Для каждой присадки было выбрано четыре концентрации и выполнен расчет гидравлического сопротивления исходя из вышерассчитаного числа Рейнольдса и коэффициента ПТП. Данные представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11. Коэффициенты гидравлического сопротивления с использованием ПТП

Q, ppm	λ_p				
ПТП "NECCAD-547"					
40					
60					
100					
180					
ПТП "CDR-102"					
30					
50					
70					
90					
ПТП "PT FLYDE"					
5					
20					
35					
50					

Расчет выполнен с помощью калькулятора для уравнений с неизвестным для выражении называемого универсальным законом сопротивления:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(A0 \cdot Re\sqrt{\lambda}) - 3,72$$

Скорость потока нефтепродукта после использования агента рассчитывается по следующей формуле:

$$u_p = u \cdot \sqrt{\frac{\lambda}{\lambda_p}}$$

Таблица 2.12. Скорость после использования присадки

Q, ppm	u_p				
ПТП "NECCAD-547"					
40					
60					
100					
180					
ПТП "CDR-102"					
30					
50					
70					
90					
ПТП "PT FLYDE"					
5					
20					
35					
50					

Изменение скорости при использовании противотурбулентной присадки определяется по формуле:

$$\Delta u = \left(\frac{u_p - u}{u} \right) \cdot 100\% \quad (2.14)$$

В таблице 2.13 приведены расчеты изменения скорости в процентном соотношении для трех разных присадок при пяти разных объемных расходах.

Таблица 2.13. Изменения скоростей

Q, ppm	$\Delta u, \%$				
ПТП "NECCAD-547"					
40					
60					
100					

180					
ПТП "CDR-102"					
30					
50					
70					
90					
ПТП "PT FLYDE"					
5					
20					
35					
50					

По рассчитанным данным построены графики зависимости изменения скорости нефтепродукта от объемного расхода и концентрации присадки. Они представлены ниже (гр. 1-3).

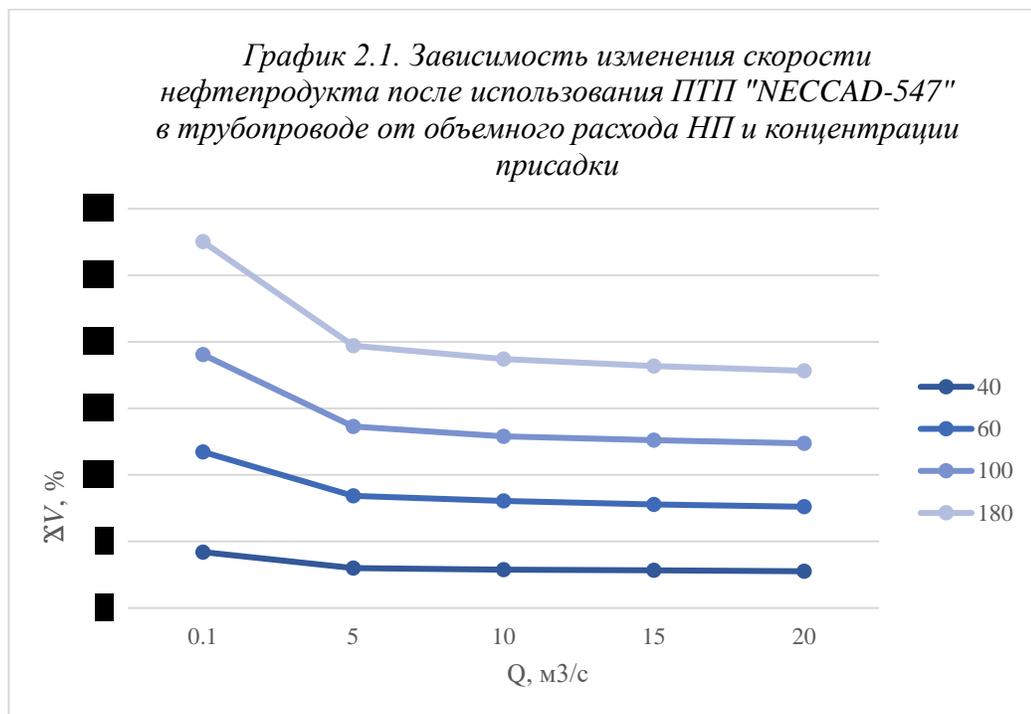


График 2.2. Зависимость изменения скорости нефтепродукта после использования ПТП "CDR-102" в трубопроводе от объемного расхода НП и концентрации присадки

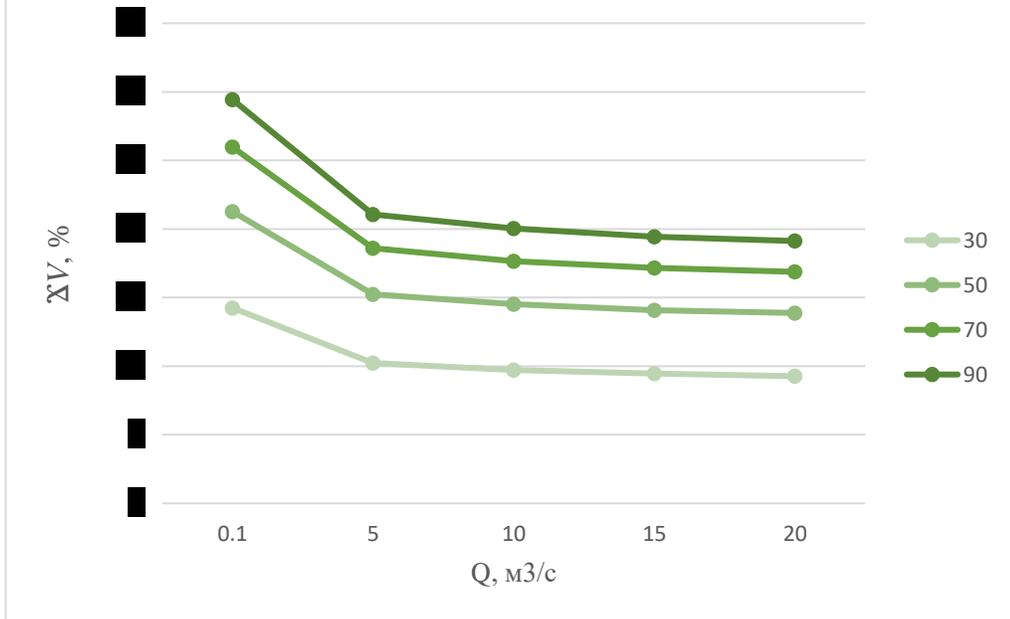
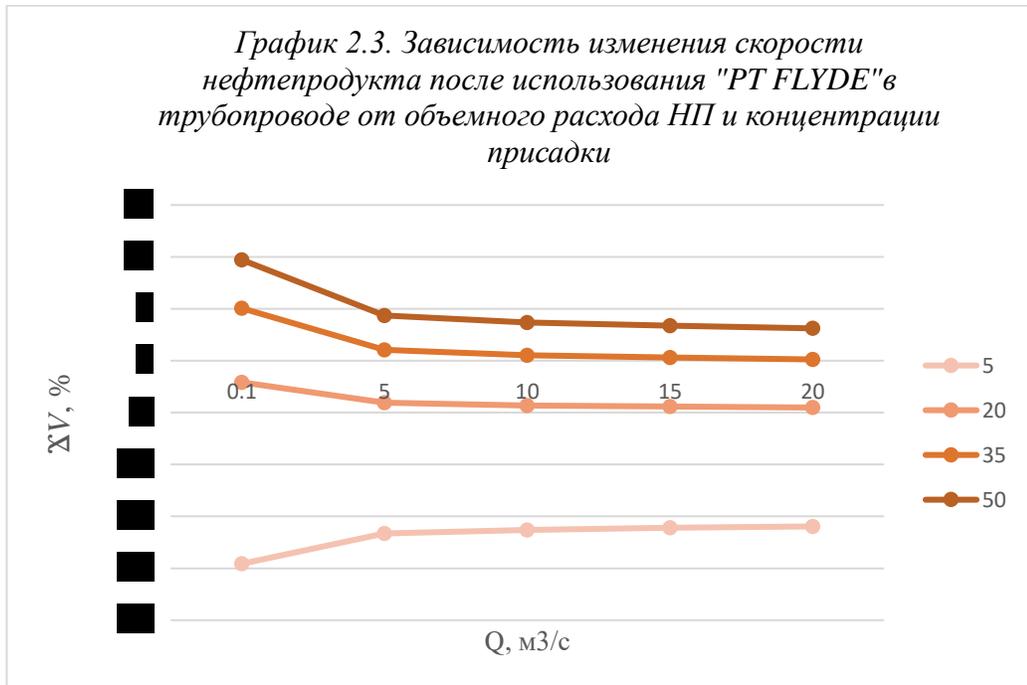


График 2.3. Зависимость изменения скорости нефтепродукта после использования "PT FLYDE" в трубопроводе от объемного расхода НП и концентрации присадки



По полученным значениям и графикам можно сделать следующие выводы:

1. Число Рейнольдса и средняя скорость увеличиваются с увеличением объемного расхода;
2. При турбулентном режиме и течение без присадки коэффициент гидравлического сопротивления уменьшается с увеличением числа Рейнольдса;
3. При турбулентном режиме с применением ПТП коэффициент гидравлического сопротивления так же уменьшается с увеличением числа Рейнольдса и, как следствие, с увеличением константы гидравлическое сопротивление так же уменьшается;
4. Скорость движения среды после ПТП увеличивается с ростом числа Рейнольдса и увеличением коэффициента антитурбулентной присадки;
5. Изменение скорости будет максимальным при максимальной концентрации и наименьшем расходе.
6. При использовании ПТП "PT FLYDE" в концентрациях до 20 ppm, как и в расчете эффективности на МН [REDACTED] происходит отрицательный эффект. Следовательно, в расчетах нужно брать концентрацию от 25. В работе концентрация взята примерно 10 ppm.
7. Как можно заметить из графиков и расчетов, ПТП "CDR-102" является наиболее эффективной. Для доказательства возьмем концентрацию 50 ppm. Изменение скорости при данной концентрации и минимальном числе Рейнольдса агента "NECCAD-547" составит около 8 %, ПТП "PT FLYDE" почти 10 %, в то время как присадка "CDR-102" изменит скорость в трубопроводе более чем на 20 %.
8. Рассматривая ПТП "PT FLYDE", делаем вывод, что 50 ppm – максимальная концентрация присадки, при которой лишь на 10 % увеличивается скорость.
9. Имея примерно одинаковое изменение скорости (~28 %), концентрации "NECCAD-547" и "CDR-102" отличаются в 2 раза. Делаем вывод, что по экономическим соображениям необходимости использовать концентрацию 180 ppm "NECCAD-547"

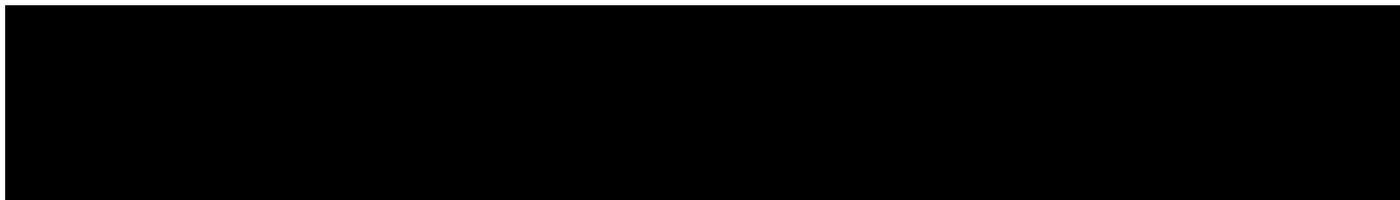
										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

нет, т.к. выгоднее воспользоваться "CDR-102" с концентрациями 90 или 70 ppm (изменение скорости на 29,4 и 26 % соответственно).

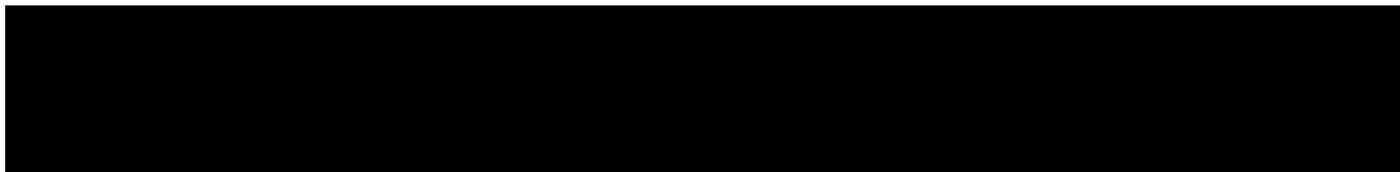
3.4 Расчет эффективности с применением присадки "CDR-102"

Гидравлический расчет трубопровода начинается с определения скорости потока.

Она определяется по формуле:



В данной формуле нам неизвестен секундный расход. Для определения мы воспользуемся формулой:



Часовой расход согласно аналитической записке до ввода ПТП на 02.02.2020 года составляет 1237,6 м³/ч.

Определим режим течения.

$$Re = \frac{u \cdot D}{\vartheta}$$

где ϑ – расчетная вязкость нефти (см. 4.2)



Воспользовавшись калькулятором для расчета уравнений с неизвестной, определяем гидравлическое сопротивление.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \cdot \ln(A_0 \cdot Re \sqrt{\lambda}) - 3,745$$

A_0 – числовой коэффициент (при отсутствии присадки $A_0 = 28$). При обработке противотурбулентной присадкой величина коэффициента A_0 увеличивается.



					Расчет и аналитика	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В соответствии с документацией эффективность ψ противотурбулентного агента определяется по формуле:

$$\psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\% \text{ (см. П. 1.6.3)}$$

где λ_f – коэффициент гидравлического сопротивления трения при течении перекачиваемой нефти/НП с ПТП;

λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления трения при течении перекачиваемой нефти/НП без ПТП

Для расчета примем концентрации ПТП CDR-102 30, 50, 70 и 90 ppm.



Кривая эффективности описывается следующим выражением:

$$\psi (C) = \frac{C}{a+b \cdot C},$$

Где C – концентрация агента, г/т;

a и b – коэффициенты кривой эффективности противотурбулентного агента.

Коэффициенты a и b при испытаниях при двух концентрациях могут быть определены по условию ниже:

					Расчет и аналитика	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$a = \frac{C_1}{\psi_1} - \frac{\frac{C_1}{\psi_1} - \frac{C_2}{\psi_2}}{C_1 - C_2} \cdot C_1$$

$$b = \frac{\frac{C_1}{\psi_1} - \frac{C_2}{\psi_2}}{C_1 - C_2}$$

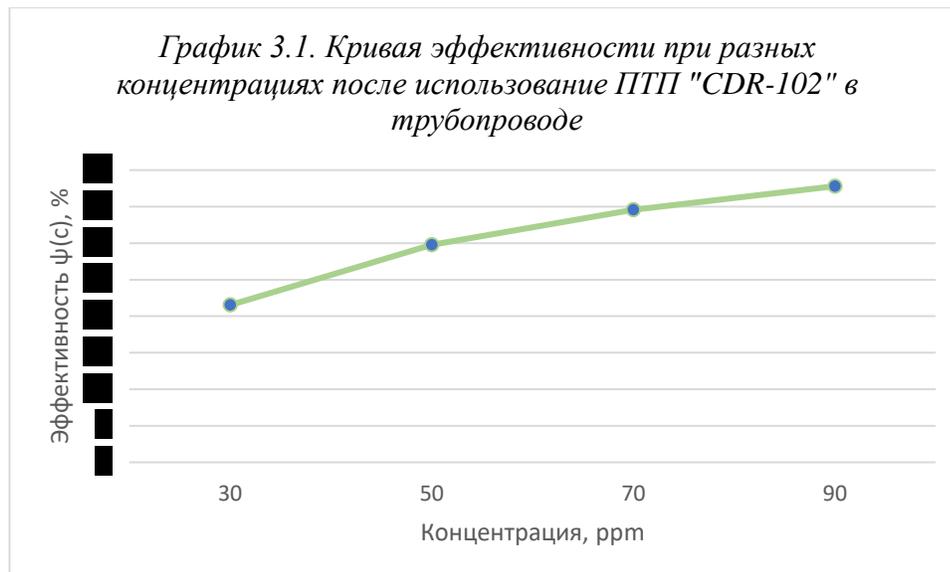
где ψ_1 – эффективность агента при концентрации C_1 ;

ψ_2 – эффективность агента при концентрации C_2 .

В таблице 2.14 представлен расчет эффективности другим методом. Значения совпадают, можно сделать вывод, что расчет верен.

Таблица 2.14 Эффективность ПТП

Концентрация ррт	а	ь	ψ (С)
30-50			
50-70			
70-90			



Нормативный показатель годового режима работы машины (Т) определяется по формуле:

$$T = [365 - (52 \times 2 + \Pi_d + M + P + \Pi)] \times K_{pc} \times K_c \quad 4.1$$

Где Т - годовой режим эксплуатации машины, маш.-ч/год. Показатель (Т) устанавливается на основе анализа фактических данных по использованию строительных машин в течение года (в машино-часах) на основании сменных рапортов. Потери времени использования машин, связанные с отсутствием фронта работ, низким уровнем организации производства работ и т.п., при определении нормативного показателя годового режима работы машины учитываться не должны [24].

52 - количество недель в году;

2 - количество нерабочих дней в неделе;

Π_d - количество праздничных дней в году (табл. 4.1);

М, Р, Π - количество целодневных перерывов в работе машины в течение года (или рабочего сезона - для сезонно-занятых машин), связанных соответственно с природно-климатическими условиями: - ветер, дождь, отрицательная температура, промерзание грунта - (М), ремонтом, техническим обслуживанием, включая перевозку машины до ремонтной базы и обратно - (Р), ее перебазировкой с одной строительной площадки на другую строительную площадку - (Π). Показатели М, Р, Π устанавливаются на основе среднегодовых статистических данных о работе машин;

K_{pc} - нормативная продолжительность рабочей смены, маш.-ч/смена;

K_c - коэффициент сменности работы машины в течение года, смена/день. K_c исчисляется, как отношение времени, обрабатываемого машиной за сутки, в среднем в течение года (маш.-ч/день), к нормативной продолжительности рабочей смены (маш.-ч/смена).

$$T = [365 - (52 \times 2 + 118 + 3 + 30)] \times 8 \times 1 = 880 \text{ маш.час/год}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Для ввода противотурбулентной присадки в поток потребуются установка для ввода противотурбулентной присадки и сама присадка.

В ПАО «Транснефть» ввод ПТП осуществляется при помощи установки производства завода «Транснефтемаш» АО «Транснефть – Верхняя Волга». Установка предназначена для ввода суспензионных присадок в магистральный трубопровод. Установка ОУВПс-1-25-63.00.00.000 служит для порционного ввода суспензионного состава в трубопровод с транспортируемой жидкостью.

Кроме того, существует устройство, предложенное В.В. Токаревым, позволяет вводить ПТП в нефтепровод и регулировать концентрацию введенного реагента. Достоинством этой установки является отсутствие затрат на дополнительные элементы в трубопроводе, а так же отсутствием энергозатрат.

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части [25].

Расчет для установки ОУВПс-1-25-63.00.00.000

$$B_c = H_n + A = K_b = 783.663 \text{ млн руб} \quad (4.3)$$

Где B_c – балансовая стоимость; H_n – налог на имущество; A – Амортизация; K_b – капитальные вложения; O_c - Остаточная стоимость.

Амортизацию принимаем равной 4%, налог на имущество – 2.2%.

$$A = B_c \times 4\% = 31.3 \text{ млн руб.} \quad (4.4)$$

$$O_c = B_c - A = 752.3 \text{ млн руб.} \quad (4.5)$$

$$H_n = O_c \times 0.022 = 16.55 \text{ млн руб.} \quad (4.6)$$

Расчет для установки Токарева

$$B_c = H_n + A = K_b = 658.4 \text{ млн руб.}$$

$$A = B_c \times 4\% = 26.3 \text{ млн руб.}$$

$$O_c = B_c - A = 632.1 \text{ млн руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$H_n = O_c \times 0.022 = 13.9 \text{ млн руб.}$$

4.3 Расчет затрат на оплату труда

В этом разделе рассмотрена статья заработной платы работников. Расход на заработную плату определяется исходя из трудоемкости выполняемой работы и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, надбавки по районным коэффициентам (за работу в условиях Крайнего севера).

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением работы (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (4.7)$$

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (20 % от основной заработной платы).

Основная заработная плата руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_{\text{р}} \times Z_{\text{дн}} \quad (4.8)$$

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{59982 \cdot 11.2}{197} = 3407 \text{ руб.}, \quad (4.9)$$

$Z_{\text{м}}$ – 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;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени персонала, раб. дн.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.1– Баланс рабочего времени (2023 год)

Показатели рабочего времени	Мастер	Трубопроводчик 1	Трубопроводчик 2	Водитель
Календарное число дней	365	365	365	365
Количество нерабочих дней (выходные, праздничные)	118	118	118	118
Потери рабочего времени (отпуск, больничный)	50	45	47	50
Действительный годовой фонд рабочего времени	197	202	200	197

Месячный должностной оклад работника (расчет на примере мастера):

$$Z_M = Z_B \times (1 + K_{пр} + K_d) \times K_p \quad (4.10)$$

где Z_B – базовый оклад, руб.;

$K_{пр}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда и равен 30% от оклада);

K_d – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда и равен 20% от оклада);

K_p – районный коэффициент. Т.к. место проведения работ находится на севере Томской области, то к заработной плате положены северные и районные надбавки (50 + 50%).

В таблицах 4.4 и 4.5 представлен расчет фонда оплаты труда на год для сотрудников.

Таблица 4.2 – Фонд оплаты труда работающих с установкой ОУВПс-1-25-63.00.00.000

Профессия	Оклад, руб.	Премия, 30%, руб.	Основная ЗП, руб.	Доп. ЗП, руб.	Северный и районный коэф.	Рабочее время, мес	Итого ФОТ, руб.
Мастер	30760	9228	39988	6152	39988	12	959712
Линейный трубопроводчик 5 разряд	24320	7296	31616	4864	31616	12	758784
Линейный трубопроводчик 4 разряд	21220	6366	27585	4244	27585	12	662064
Водитель	22760	6828	29588	4552	29588	12	710112
Итого, руб./мес.							257556
Итого, руб./год							3090672

Таблица 4.3 – Фонд оплаты труда работающих с установкой Токарева

Профессия	Оклад, руб.	Премия, 30%, руб.	Основная ЗП, руб.	Доп. ЗП, руб.	Северный и районный коэф.	Рабочее время, мес	Итого ФОТ, руб.
Мастер	30760	9228	39988	6152	39988	12	959712
Линейный трубопроводчик 4 разряд	21220	6366	27585	4244	27585	12	662064
Водитель	22760	6828	29588	4552	29588	12	710112
Итого, руб./мес.							194324
Итого, руб./год							2331888

Так же существуют прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, перевозка и питание бригады рабочих. Прочие расходы составляют 10%: от фонда оплаты труда:

$$P_p = ЗП \times 10\% \quad (4.11)$$

$$I. P_p = ЗП \times 10\% = 309067 \text{ руб}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\text{II. } \Pi_p = \text{ЗП} \times 10\% = 233189 \text{ руб}$$

4.4 Затраты на страховые отчисления

Затраты на страховые взносы в государственные внебюджетные фонды и страхование от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 4.6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,4% для транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов (код по ОКВЭД - 60.30.1).

Таблица 4.4 – Расчет страховых взносов

Показатель	Мастер	Линейный трубопроводчик 5 разряда	Линейный трубопроводчик 4 разряда	Водитель
Количество работников	1	1	1	1
ЗП, руб.	959712	758784	662064	710112
Страховые отчисления (30%)	287913,6	227635,2	198619,2	213033,6
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4%)	3838,848	3035,136	2648,256	2840,448
Всего страховых взносов, руб.	291752,4	230670,3	201267,5	215874
Общая сумма страховых взносов, руб.	939564			

Таблица 4.5 – Расчет страховых взносов

Показатель	Мастер	Линейный трубопроводчик 4 разряда	Водитель
Количество работников	1	1	1
ЗП, руб.	959712	662064	710112
Страховые отчисления (30%)	287913.6	198619.2	213033.6
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4%)	3838.848	2648.256	2840.448
Всего страховых взносов, руб.	291752.4	201267.5	215874
Общая сумма страховых взносов, руб.	708894		

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.5 Расчет материальных затрат

Определим стоимость основных и вспомогательных материалов для двух установок ввода ПТП.

Таблица 4.6 – Материальные затраты для ОУВПс-1-25-63.00.00.000

Оборудование	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
Контейнер установки с двумя отсеками	1	56300	56300
Контейнер для ПТП	1	41000	41000
Дополнительные трубки	25	2172	54300
Задвижки	3	81800	245400
Сумма			397000
Транспортные расходы, 10 %			39700
Итого			436700

Таблица 4.7 – Материальные затраты для установки Токарева

Комплектация установки	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
Контейнер с ПТП	1	41000	41000
Резервуар с поршневым разделителем	1	65000	65000
Дополнительные трубки	10	2172	21720
Задвижки	4	81800	327200
Сумма			454920
Транспортные расходы, 10 %			45492
Итого			500412

4.5 Расчет экономической эффективности

Оценка эффективности проекта – процесс, включающий в себя анализ ресурсов, которые потребуются для воплощения проекта и получения желаемых результатов.

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

Анализ эффективности проекта позволяет оценить уровень его инвестиционной привлекательности для всех потенциальных участников.

Таблицы эксплуатационных расходов до 2032 года для рассмотренных установок представлены в Приложениях А.1 и А.2. Расчет выполнен в Excel.

Показатели, необходимые для оценки эффективности проекта:

1. чистый дисконтированный доход, отражающий рост капитала;
2. срок окупаемости;
3. дисконтированный срок окупаемости.

Ставку дисконтирования в расчетах принимаем равной 15% для двух установок. Полный расчет до 2032 года представлен в Приложениях Б.1 и Б.2. Расчет выполнен в Excel.

Установка ОУВПс-1-25-63.00.00.000

Для примера произведем расчет на 2024 год.

Таблица 4.8 – Исходные данные для расчета экономической эффективности

Показатели	Ед. изм	Год
		2024
Среднегодовая транспортировка нефти	млн т	7
Накопленная транспортировка нефти	млн т	7
Эксплуатационные затраты, в том числе:	млн руб.	109,4068
Амортизационные отчисления	млн руб.	0,9
Капитальные вложения	млн руб.	0
Тариф на транспортировку нефти	руб/тыс.т км	778

Выручка рассчитывается по формуле:

$$B = \frac{T_{\text{ср}} \cdot n \cdot L}{1000} = \frac{7 \cdot 778 \cdot 167.1}{1000} = 910,0266 \text{ млн руб.} \quad (4.12)$$

где $T_{\text{ср}}$ – Среднегодовая транспортировка нефти, млн. т; n – тариф на транспорт нефти; L – протяженность нефтепровода, км.

Валовая прибыль определяется по формуле:

$$B_{\pi} = B - T_3 = 667,3 \text{ млн руб.} \quad (4.13)$$

Где T_3 – текущие затраты (равны эксплуатационным затратам).

Налог на прибыль определяется по формуле:

$$H_{\pi} = B_{\pi} \cdot 0.2 = 133,5 \text{ млн руб.} \quad (4.14)$$

$$Ч_{\pi} = B_{\pi} - H_{\pi} = 533,8 \text{ млн руб.} \quad (4.15)$$

$Ч_{\pi}$ – чистая прибыль, млн рублей

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется функцией NPV. Функция NPV рассчитывает приведенную стоимость проекта при заданной ставке процента, функция IRR — дает представление о том, какая максимальная ставка может быть принята для того, чтобы проект не был убыточным.

$$\text{ЧДД} = 1921,3 \text{ млн руб.}$$

Срок окупаемости составляет 2.4 года, дисконтированный срок окупаемости – 2.7 года, индекс доходности капитальных вложений – 2.45.

Установка Токарева

$$B = \frac{T_{\text{ср}} \cdot n \cdot L}{1000} = \frac{7 \cdot 778 \cdot 167.1}{1000} = 910,0266$$

$$B_{\pi} = B - T_3 = 757,3 \text{ млн руб.}$$

$$H_{\pi} = B_{\pi} \cdot 0.2 = 151,5 \text{ млн руб.}$$

$$Ч_{\pi} = B_{\pi} - H_{\pi} = 605,6 \text{ млн руб.}$$

$$\text{ЧДД} = 2365 \text{ млн руб.}$$

Срок окупаемости составляет 2.1 года, дисконтированный срок окупаемости – 2.3 года, индекс доходности капитальных вложений – 3.59.

Вывод: экономически выгоднее использовать установку Токарева, чем установку производства «Транснефтемаш».

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.6 Общая сумма затрат

Все рассчитанные показатели сводим в общую таблицу 4.10 и 4.11.

Промежуточный расчет выполнен в Excel.

Таблица 4.9 – Общая сумма затрат для установки ОУВПс-1-25-63.00.00.000

Затраты	Сумма затрат, руб.
Затраты на ПТП	56457000
Затраты на электроэнергию	48718000
Оплата труда	3090672
Страховые взносы	939564
Амортизационные отчисления	31300000
Прочие затраты	309067
Всего затрат	140814303
Накладные расходы (20%)	28162861
Итого	168977164

Таблица 4.10 – Общая сумма затрат для установки Токарева

Затраты	Сумма затрат, руб.
Затраты на ПТП	56457000
Оплата труда	2331888
Страховые взносы	708894
Амортизационные отчисления	26300000
Прочие затраты	233289
Всего затрат	86031071
Накладные расходы (20%)	17206214
Итого	103237285

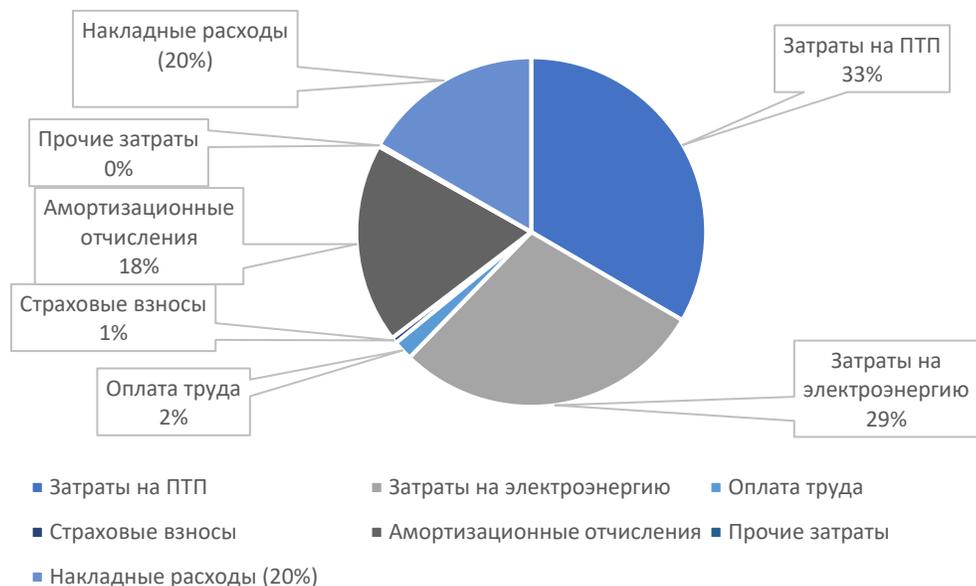


Рисунок 4.1 – Структура затрат для установки ОУВПс-1-25-63.00.00.000

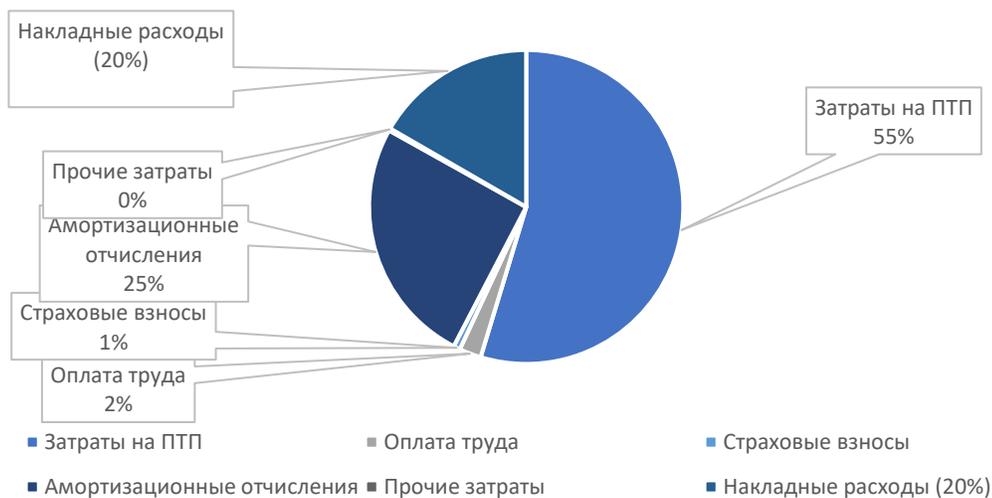


Рисунок 4.2- Структура затрат для установки Токарева

Заключение

В результате выполнения работы были определены основные затраты, необходимые для ввода противотурбулентной присадки при помощи двух установок.

Общая сумма затрат:

– для установки ОУВПс-1-25-63.00.00.000 составила 168,9 млн рублей. Самые затратные части проведения данного вида работ – затраты на ПТП и электроэнергию. Затраты на присадку составили 33 % (56 млн руб.) и 29 % (48.7 млн руб.) на электроэнергию, соответственно.

– для установки Токарева составила 103 млн рублей. Самая затратная часть проведения работ, как и в предыдущей установке, – затраты на ПТП. Затраты на присадку составили 55 % (56 млн руб.).

В ходе выполнения раздела была рассчитана заработная плата бригады рабочих. Работа осуществляется в Томской области. Суммарно районные и северные надбавки равны 100% (50 и 50%). Сумма затрат на оплату труда при использовании первой установки – 3090672 руб., для второй – 2331888 руб.

Расчет экономической эффективности показал, что для окупаемости установки производства «Транснефтемаш» потребуется 2,4 года, для установки Токарева – 2.1 год. ЧДД в первом случае равен 1921,3 млн руб., а во втором - 2365 млн руб., соответственно.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Социальная ответственность

В международном стандарте ICCSR26000:2011 «Социальная ответственность организации» сформулировано понятие «Социальная ответственность». Говоря своими словами, социальная ответственность - это обязанность компаний, организаций и индивидуальных предпринимателей относительно своих действий и влияния на общество и окружающую среду. Она включает в себя учет интересов всех заинтересованных сторон, включая клиентов, сотрудников, поставщиков, конкурентов, государственные органы и окружающую среду. Социальная ответственность подразумевает проведение бизнеса таким образом, чтобы учитывать влияние на общество и окружающую среду, а также вкладывать средства в благотворительные проекты и социальные программы.

Целью магистерской работы является анализ применения противотрублентных присадок с целью увеличения пропускной способности на примере объекта ПАО «Транснефть» нефтепровода ██████████

Пользователем представленного решения является ПАО «Транснефть». Рабочая зона: полевые условия. Климатические условия: районы с умеренным и холодным климатом.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Трудовое законодательство и иные нормативные акты регламентируют режим рабочего времени и отдыха. Продолжительность работы (смены) определяется с учетом характера и специфики производства, а так же условий труда.

					Оценка влияния противотрублентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода ██████████			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Барон Ф.С.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.				95	142	
Консульт.		Сечин А.А.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

В ПАО «Транснефть» объекты могут обслуживаться как постоянно, так и вахтовым методом. Продолжительность работы при пятидневной системе составляет 8 часовой рабочий день. Говоря о вахтовом методе, продолжительность рабочей смены достигает до 12 часов в сутки. Для сотрудников, работающих в условиях Севере, установлена пониженная норма часов в год:

- Для женщин: 1728 ч/год (36-часовая рабочая неделя);
- Для мужчин 1920 ч/год (40-часовая рабочая неделя).

В течение рабочей смены каждому сотруднику предоставляется перерыв для отдыха и питания, который варьируется от 30 минут до двух часов.

Всем сотрудникам должен быть предоставлен ежегодный оплачиваемый отпуск продолжительностью не менее 28 календарных дней с сохранением ЗП и места сотрудника.

Заработная плата сотрудников, которые работают в условиях вредных или опасных факторах, предусмотрена в повышенном размере (минимум 4 % от оклада работника) [26].

Кроме этого, работники, выезжающие вахтовым методом в районы севера согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [26]: устанавливается районный коэффициент и выплачивается ежемесячная надбавка к заработной плате; предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск:

- В районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- В местностях, приравненных к районам Крайнего севера – 16 календарных дней [26].

Ночное и праздничное время сотрудников оплачивается с повышенным коэффициентом.

Всем сотрудникам компании предоставляются следующие льготы и компенсации:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

- ежегодная компенсация стоимости выделенных санаторнокурортных, туристических и других путевок (не более одного раза в год);
- доплата сверх размера пособия по временной нетрудоспособности;
- выплата единовременного пособия работникам, увольняющимся по любым основаниям (кроме увольнения за виновные действия) по достижении возраста, дающего право на пенсию по старости.

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 [27] при выполнении работ сидя и ГОСТ 12.2.033-78 [28] при выполнении работ стоя.

5.2 Производственная безопасность при эксплуатации

Факторы, воздействующие на человека, подразделяются на опасные (ОФП) и вредные (ВФП). К опасным воздействиям относятся факторы, которые вызывают заболевания у сотрудника, к вредным – травмы. Согласно [29] ОФП и ВФП подразделяются на физические, биологические, химические и психофизические.

В таблице 5.1 представлены опасные и вредные факторы, которые могут возникать при выполнении работ по вводу полимерной добавки в нефтепровод и при анализе их применения. Анализ произведен с использованием [29].

Таблица 5.1 Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте линейного трубопроводчика

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [28]	Этапы работ		Нормативная документация
	Добавление полимера в поток УВ в МН	Оценка влияния полимера на характер течения	

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

		жидкости и пропускную способность	
Опасные производственные факторы			
Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [29]
Электрический ток	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [34]
Повышенный уровень вибрации	+	-	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [30]
Пожаровзрывоопасность	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность [35]
Вредные производственные факторы			
Движущиеся твердые, жидкие, газообразные объекты, наносящие удар работника	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [33]
Высокотоксичные вещества	+	-	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [31]
Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

			санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны [32]
--	--	--	---

5.2.1 Анализ опасных факторов

Повышенный уровень шума

Шум на рабочем месте неблагоприятно воздействует на работников: снижается их внимание, увеличивается расход энергии при одних и тех же физических нагрузках, поэтому снижается производительность труда и качество выполняемой работы.

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 [37]. Допустимый уровень шума составляет 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБ.

С целью защиты органов слуха и нервной системы, в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80, необходимо применять следующие средства индивидуальной защиты: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски, костюмы.

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.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На предприятиях должен быть обеспечен контроль уровней шума на рабочих местах не реже чем один раз в год.

Повышенный уровень 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 [31].

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 [31] 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

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

помещениях, рабочих комнатах и других помещениях для работников умственного труда.

Индивидуальные СИЗ от вибрации согласно [31, 32]: 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 [31].

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 [35].

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 [38]. 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.

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

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

оградительные устройства; предупредительная 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 [39].

Пожаровзрывоопасность

Пожарная опасность сетей магистральных нефтепроводов, как правило, составляют трубопроводы, работающие под давлением от 0,3 до 1,2 МПа.

Также основными источниками опасности могут являться: оборудование, работающее под высоким давлением; большое число фланцевых соединений, сварных стыков - наиболее вероятных мест утечек взрывопожароопасных продуктов; необходимость проведения газоопасных работ; обслуживание оборудования в ночное время и при неблагоприятных метеорологических условиях.

На всех технологических объектах должны быть установлены датчики системы пожарной сигнализации о наличии вредных веществ или признаков пожара, которые автоматически включают вытяжные вентиляторы и выдают световые и звуковые сигналы.

5.2.2 Анализ вредных факторов

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, ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью

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

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 [34].

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 [32]. 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 ИБ) 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.

Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм

Противотурбулентные присадки – высокомолекулярные полимерные вещества, позволяющие уменьшить коэффициент гидравлического сопротивления перекачиваемой при турбулентном режиме жидкости [32]. 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.

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

5.3 Расчет системы воздухообмена

Согласно ГОСТ 12.1.005-88, рабочее место находится в IV климатическом поясе, где температуры зимних месяцев бывают ниже -45 °С (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.

Произведем расчет системы воздухообмена в блоке обогрева персонала, размеры которого 6×4×2.8 м, по формуле 5.1.

Воздухообмен определяется по формуле:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{x_B - x_H} \quad 5.1$$

Где L – потребляемый воздухообмен, м³/ч

G – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

X_n - максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест (ГН 2.1.6.1338-03), мг/м³;

X_v - предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88, мг/м³

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле 5.2:

$$n = \frac{L}{V}, \text{ ч}^{-1} \quad 5.2$$

где V – внутренний объем помещения, м³.

Согласно СП 2.2.1.1312-03, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (СО₂). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его.

Содержание углекислого газа в атмосферном воздухе можно определить по химическому составу воздуха. Однако, учитывая повышенное содержание углекислоты в атмосфере населенных пунктов, следует принимать при расчете содержания СО₂ следующие значения: для сельских населенных пунктов – 650 мг/м³, для малых городов (до 300 тыс. жителей) – 800 мг/м³, для больших городов (свыше 300 тыс. жителей) – 1000 мг/м³. ПДК СО₂ в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³.

Количество СО₂, выделяемое всеми работниками определяется по формуле 5.3:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{\text{СО}_2} \quad 5.3$$

Где $N_{\text{чел}}$ – количество работников в помещении, шт;

$g_{\text{СО}_2}$ – количество СО₂, выделяющегося в воздух используемого помещения. Как видно из таблицы 5.2, взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч. В

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

помещение находится мастер ЛАЭС, два трубопроводчика линейных, водитель.
 Рассчитаем количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения:

$$G = 4 \cdot 35 = 140 \text{ г/ч}$$

Таблица 5.2 – Количество углекислого газа, выделяемого человеком при разной работе

Возраст человека и характер работы	Количество CO ₂	
	в л/ч	в г/ч
Взрослые:		
при физической работе	45	68
при легкой работе (в учреждениях)	23	35
в состоянии покоя	23	35
Дети до 12 лет	12	18

Определим потребляемый воздухообмен с учетом, что помещение расположено в населенном пункте:

$$L = \frac{1000 \cdot 140}{9000 - 650} = 16.77 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Тогда кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{16.77}{6 \cdot 4 \cdot 2.8} = 0.25 \text{ ч}^{-1}$$

Вывод: для помещения с размерами 6×4×2.8 м и 4 работниками необходима вентиляционная система, которая будет обеспечивать воздухообмен $L = 16.77 \text{ м}^3/\text{ч}$. Кратность воздухообмена не превышает допустимую кратность, согласно СП 2.2.1.1312-03, и равна 0.25 ч^{-1} .

5.4 Экологическая безопасность

Деятельность любого промышленного предприятия в той или иной степени представляет опасность как для его работников, так и для окружающей природной среды. Именно поэтому, для обеспечения безопасности граждан и окружающей среды, государство законодательно регулирует деятельность промышленных предприятий.

Анализ воздействия на атмосферу

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [40].

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.

Анализ воздействия на гидросферу

Организационно-техническое обеспечение перекачки нефти с применением присадок происходит в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82 [41] и ГОСТ 17.1.3.13-86 [42] об охране подземных и поверхностных вод.

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

Анализ воздействия на литосферу

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 комплекс мероприятий по охране литосферы.

С целью снижения негативного влияния на литосферу отходы производства удаляются, складировуются и утилизируются согласно ГОСТ Р 53692-2009 [43]:

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

Каждый этап подлежит обязательной документации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации возникают на производстве в результате различных аварий. Как правило, они сопровождаются разрушениями оборудования и других материальных ценностей, человеческими травмами и жертвами, а также пагубно влияют на природу.

Для нефтяной промышленности характерны следующие производственные аварии: пожары; взрывы; аварийные выбросы нефти и нефтепродуктов и токсичных технологических реагентов.

К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести: резкое повышение эксплуатационного давления трубопровода; полное отключение электроэнергии; прорыв нефтепровода.

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;

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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 [44].

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

Заключение 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

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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.

Так же выполнен расчет системы воздухообмена, по результатам которого получено, что для помещения с размерами 6×4×2.8 м и 4 работниками необходима вентиляционная система, которая будет обеспечивать воздухообмен $L = 16.77 \text{ м}^3/\text{ч}$. Кратность воздухообмена не превышает допустимую кратность, согласно СП 2.2.1.1312-03, и равна 0.25 ч^{-1} .

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В ходе работы был выполнен анализ полученных экспериментальных данных по применению противотурбулентного агента «PT FLYDE-L» организацией ПАО «Транснефть» на МН [REDACTED]

На основе лабораторных исследований подтверждено соответствие качества представленных ПТП №1, 2 по концентрациям полуэффекта, как следствие, качество присадки не является причиной отсутствия эффективности.

Одной из возможных причин отсутствия эффективности служит снижение растворимости присадки при низких температурах.

Отсутствие эффекта при вводе ПТП также возможно по причине проблемы с процессом ввода агента, например, при неравномерности попадания или отсутствия попадания агента в поток нефти, накопление в застойных зонах, формирование пробок нефти с повышенной концентрацией агента.

Еще одна из возможных причин отсутствия эффекта – разрушение присадки при переходе через лупинг [REDACTED]

Один из способов решения проблемы эффективности ПТП - для низких температур транспортируемой нефти желательно применять "CDR-102".

Имея примерно одинаковое изменение скорости (~28 %), концентрации "NECCAD-547" и "CDR-102" отличаются в 2 раза. Делаем вывод, что нет необходимости использовать концентрацию 180 ppm "NECCAD-547". С финансовой точки зрения выгоднее воспользоваться "CDR-102" с концентрациями 90 или 70 ppm (изменение скорости на 29,4 и 26 % соответственно).

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода [REDACTED]			
Разраб.		Барон Ф.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					112	142
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		

Рассматривая ПТП "PT FLYDE", которая применялась безэффективно на магистральном нефтепроводе ██████████ делаем вывод, что ее использование нецелесообразно, т.к. 50 ppm – максимальная концентрация присадки, при которой лишь на 10 % увеличивается скорость, а гидравлическое сопротивление уменьшится всего на 0,003, тогда как при использовании "CDR-102" гидравлическое сопротивление при той же концентрации уменьшится на 0,006.

					Заключение	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Forrest, F. Friction losses in cast iron pipe carrying paper stock / Forrest F, Grierson G A. // [J]. Paper Trade Journal, –1931, –№92(22) – P. 39-41.
8. Toms, B.A. Some observation on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers / B.A. Toms // In Proceedings of the 1st International Congress on Rheology. – V. 2. North Holland, 1949. –P. 135–141
9. Mysels, K.J. Flow of thickened fluids: U.S. Patent 2,492,173. – 1949. 10 p.
10. Gallego, F. Friction pressure correlations for turbulent flow of drag reducing polymer solutions in straight and coiled tubing / F. Gallego, S.N. Shah // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – Vol.65(3). P. 147-161.
11. Berman, N.S. Evidence for molecular interactions in drag reduction in turbulent pipe flows / N.S. Berman // Polymer Engineering and Science. – 1980. – Vol. 20(7). – P. 451–455.
12. Yang, S.Q. Turbulent drag reduction with polymer additive in rough pipes / S.Q. Yang, G. Dou // Journal of Fluid Mechanics. – 2010. – Vol. 642. P. 279-294.
13. Bruno, A.D. Methods of a study of the boundary layer on a needle / A.D. Bruno, T.V. Shadrina // Keldysh Institute Preprints. – 2004. – №35. – 23 p.
14. Средство для уменьшения сопротивления FLO XLWR. - URL: <https://www.bakerhughes.com/processing-services/refining-services/drag-reducers/flo-xlwr-drag-reducing-agent> (дата обращения 6.10.2022) – Текст: электронный
15. (<https://www.lubrizol.com/Lubricant-and-Fuel-Additives/Industrial>)
16. Противотурбулентная присадка «M-FLOWTREAT». - URL: (<https://mirrico.ru/products/m-flowtreat/#description> (Дата обращения 6.10.2022). – Текст: электронный
17. Противотурбулентные примадки PT FLYDE – NikaPetroTech / - URL: <https://nikapetrotech.com/reagenty-himicheskie/protivoturbulentnie-prisadki-pt-flyde/> (Дата обращения 6.10.2022). – Текст: электронный

					Список литературных источников	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

18. Lumley, J.L. Drag reduction in two phase and polymer flows / J.L. Lumley // Physics of Fluids. – 1977. – 20. – P 64-71.

19. Гареев М.М., Несын Г.В., Манжай В.Н. Результаты ввода в поток нефти присадки для снижения гидравлического сопротивления // Нефтяное хозяйство.–1992.- №10.-С.30-31

20. Несын Г.В., Манжай В.Н., Попов Е.А., Гареев М.М. и др. Эксперимент по снижению гидродинамического сопротивления нефти на магистральном трубопроводе Тихорецк – Новороссийск // Трубопроводный транспорт. 1993. - №4. - С. 28 - 30.

21. Лисин, Ю.В., Несын Г.В., Ширяев А.М., Лукманов М.Р. Промышленная технология противотурбулентных присадок. Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Нефть и технологии. 2013; 9: 1; ст. 48-57.

22. Патент № 170136 Российская Федерация, МПК F17D 3/12 (2006.01), F17D 1/16 (2006.01). Устройство ввода присадок в трубопровод : № 2016113958 : заявл.11.04.2016 : опубл. 14.04.2017 / Токарев В.В., Кропотина Е.А., Кропотин П.О. – 6 с. : ил. – Текст : непосредственный

23. Артемова Ю.С, Шубина Е.Н., Собчинский А.И., Жукова И.Ю Исследования влияния спиртовых присадок на физико-химические и реологические свойства нефти – URL: https://mid-journal.ru/upload/iblock/cf3/3_Artemova_13_16.pdf (дата обращения: 31.03.2023). – Текст: электронный

24. Методические указания по разработке сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин и автотранспортных средств. [Электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/7/7449/index.htm#i44110> (Дата обращения 12.04.2023 г)

25. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 18.11.2022) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

26. ТК РФ Статья 147. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда;

					Список литературных источников	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

27. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования;

28. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;

29. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы;

30. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

31. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;

32. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

33. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

34. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

35. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

36. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования безопасности;

37. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

38. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;

39. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;

40. 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-

					Список литературных источников	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года)

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

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

43. ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

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

45. Центральный банк России [Электронный ресурс]. Режим доступа: свободный. URL: https://www.cbr.ru/currency_base/ (Дата обращения 12.04.2023 г).

46. Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 18.03.2023

47. Сюжет о локализованном производстве специализированных присадок для трубопроводного транспорта углеводородов на территории ОЭЗ «Алабуга» - URL: <https://www.youtube.com/watch?v=ACYVXkrQo3Q&t=81s> (дата обращения 10.03.2023)

					Список литературных источников	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А.1 Таблица эксплуатационных расходов установки ОУВПс-1-25-63.00.00.000

№ п/п	Показатель	Год									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
п. 1	Объём транспортировки, млн. т	0	7	7	7	7	7	7	7	7	7
п. 2	Эксплуатационные расходы, млн руб.										
п. 2.1	Материальные затраты, млн руб.	0	120,08	120,0812	120,08	120,0812	120,08	120,0812	120,0812	120,0812	120,0812
п. 2.1.1	электроэнергия	0	48,7180	48,7180	48,7180	48,7180	48,7180	48,7180	48,7180	48,7180	48,7180
п. 2.1.2	топливо	0	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732
п. 2.1.3	прочие материальные затраты	0	66,3899	66,3899	66,3899	66,3899	66,3899	66,3899	66,3899	66,3899	66,3899
	в том числе:										
п. 2.1.3.1	затраты на ввод ПТП	0	56,457	56,457	56,457	56,457	56,457	56,457	56,457	56,457	56,457
п. 2.1.3.2	материалы РЭН (6,78 %)	0	7,8127	7,8127	7,8127	7,8127	7,8127	7,8127	7,8127	7,8127	7,8127
п. 2.1.3.3	другие прочие материалы (1,84 %)	0	2,1203	2,1203	2,1203	2,1203	2,1203	2,1203	2,1203	2,1203	2,1203
п. 2.2	Фонд оплаты труда	0	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981
п. 2.3	Отчисления от фонда оплаты труда (30,2 %)	0	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850
п. 2.4	Амортизационные отчисления	0	31,3465	31,3465	31,3465	31,3465	31,3465	31,3465	31,3465	31,3465	31,3465
п. 2.5	Прочие работы и затраты (60,47 %)	0	86,2314	85,5417	84,8521	84,1625	83,4729	82,7832	82,0936	81,4040	80,7144
п. 2.5.1	налог на имущество организации	0	16,5510	15,8613	15,1717	14,4821	13,7925	13,1029	12,4132	11,7236	11,0340

Приложение А.2 Таблица эксплуатационных расходов установки Токарева

№ п/п	Показатель	Год									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
п. 1	Объём транспортировки, млн т	0	7	7	7	7	7	7	7	7	7
п. 2	Эксплуатационные расходы, млн руб.										
п. 2.1	Материальные затраты, млн руб.	0	67,1637	67,1637	67,1637	67,1637	67,1637	67,1637	67,1637	67,1637	67,1637
	в том числе:										
п. 2.1.1	электроэнергия	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
п. 2.1.2	топливо	0	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732	4,9732
п. 2.1.3	прочие материальные затраты	0	62,1904	62,1904	62,1904	62,1904	62,1904	62,1904	62,1904	62,1904	62,1904
	в том числе:										
п. 2.1.3.1	затраты на ввод ПТП	0	56,46	56,46	56	56	56	56	56	56	56
п. 2.1.3.2	материалы РЭН (6,78 %)	0	4,5096	4,5096	4,5096	4,5096	4,5096	4,5096	4,5096	4,5096	4,5096
п. 2.1.3.3	другие прочие материалы (1,84 %)	0	1,2238	1,2238	1,2238	1,2238	1,2238	1,2238	1,2238	1,2238	1,2238
п. 2.2	Фонд оплаты труда	0	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981	3,8981
п. 2.3	Отчисления от фонда оплаты труда (30,2 %)	0	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850	1,1850
п. 2.4	Амортизационные отчисления	0	26,3358	26,3358	26,3358	26,3358	26,3358	26,3358	26,3358	26,3358	26,3358
п. 2.5	Прочие работы и затраты (60,47 %)	0	54,1259	53,5465	52,9671	52,3878	51,8084	51,2290	50,6496	50,0702	49,4908
	из них:										
п. 2.5.1	налог на имущество организации	0	13,9053	13,3259	12,7465	12,1671	11,5878	11,0084	10,4290	9,8496	9,2702

Приложение Б.1 Экономическая эффективность проекта с установкой ОУВПс-1-25-63.00.00.000

Таблица 1 – Операционная деятельность

Показатели	Ед. изм.	Значения по годам									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1. Выручка	млн руб.	0	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266
2. Текущие затраты	млн руб.	0	242,7422	242,0526	241,3629	240,6733	239,9837	239,2941	238,6044	237,9148	237,2252
3. Валовая прибыль	млн руб.	0	667,2844	667,9740	668,6637	669,3533	670,0429	670,7325	671,4222	672,1118	672,8014
4. Налог на имущество	млн руб.	0	16,5510	15,8613	15,1717	14,4821	13,7925	13,1029	12,4132	11,7236	11,0340
5. Налог на прибыль (20 %)	млн руб.	0	133,4569	133,5948	133,7327	133,8707	134,0086	134,1465	134,2844	134,4224	134,5603
6. Итого налоги	млн руб.	0	150,0079	149,4562	148,9045	148,3528	147,8011	147,2494	146,6977	146,1460	145,5943
7. Чистая прибыль	млн руб.	0	533,8275	534,3792	534,9309	535,4826	536,0343	536,5860	537,1377	537,6894	538,2411

Таблица 2 – Финансовые показатели проекта

Показатели	Ед. изм.	Σ	Год проекта									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
			Год календарный									
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Денежный поток	млн руб.		-783,66	565,17	565,72	566,27	566,82	567,38	567,93	568,48	569,03	569,58
Накопленный денежный поток	млн руб.		-783,66	-218,48	347,23	913,51	1480,34	2047,72	2615,65	3184,14	3753,17	4322,76
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i = 15 %)	млн руб.	1921.2524	-783,66	-292,20	135,56	507,89	831,98	1114,07	1359,60	1573,32	1759,34	1921,25
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	71.65%										
Срок окупаемости (простой)	годы	2.4										
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	2.7										
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	2.45										
		Ставка дисконтирования		i	0,15							

Приложение Б.2 Экономическая эффективность проекта с установкой Токарева

Таблица 3 – Операционная деятельность

Показатели	Ед. изм.	Значения по годам									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1. Выручка	млн руб.	0	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266	910,0266
2. Текущие затраты	млн руб.	0	152,7085	152,1291	151,5497	150,9703	150,3909	149,8116	149,2322	148,6528	148,0734
3. Валовая прибыль	млн руб.	0	757,3181	757,8975	758,4769	759,0563	759,6357	760,2150	760,7944	761,3738	761,9532
4. Налог на имущество	млн руб.	0	13,9053	13,3259	12,7465	12,1671	11,5878	11,0084	10,4290	9,8496	9,2702
5. Налог на прибыль (20 %)	млн руб.	0	151,4636	151,5795	151,6954	151,8113	151,9271	152,0430	152,1589	152,2748	152,3906
6. Итого налоги	млн руб.	0	165,3689	164,9054	164,4419	163,9784	163,5149	163,0514	162,5879	162,1244	161,6608
7. Чистая прибыль	млн руб.	0	605,8545	606,3180	606,7815	607,2450	607,7085	608,1720	608,6355	609,0991	609,5626

Таблица 4 – Финансовые показатели проекта

Показатели	Ед. изм.	Σ	Год проекта									
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
			Год календарный									
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Денежный поток	млн руб.		-658,39	632,19	632,65	633,11	633,58	634,04	634,50	634,97	635,43	635,89
Накопленный денежный поток	млн руб.		-658,39	-26,20	606,44	1239,56	1873,14	2507,19	3141,69	3776,67	4412,10	5048,00
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i = 15 %)	млн руб.	2364.9931	-658,39	-108,66	369,71	785,99	1148,24	1463,48	1737,79	1976,50	2184,23	2364,99
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	95.87%										
Срок окупаемости (простой)	годы	2.1										
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	2.3										
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	3.59										
		Ставка дисконтирования		i	0,15							

Приложение В

Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [REDACTED] oil trunk pipeline

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ11	Барон Фаина Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.ф.н		

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка влияния противотурбулентной присадки на технологические параметры транспорта нефти на примере магистрального нефтепровода «Игольско - Таловое – Парабель»			
Разраб.		Барон Ф.С.			Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [REDACTED] oil trunk pipeline	Лит.	Лист	Листов
уковод.		Шадрина А.В.					128	
Консульт.		Айкина Т.Ю.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ11		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Introduction

In 1931, Forrest F. and Grierson G. [1] experimentally established the fact of a decrease in hydraulic resistance in a pipeline with a small content of cellulose fibers in water. In 1948, an English physicist Toms B. published a work presenting the results of an experimental study of a decrease in hydraulic resistance when introducing a polymer into a turbulent flow. Since Toms B.A. reported on the reduction of turbulent resistance with the help of polymer additives, numerous studies of this phenomenon have been conducted, including theoretical, experimental, and numerical approaches. [2]

Toms observed that the turbulence of the flow decreased when a drag reducing agents (DRA) was added to the flow system in turbulent mode. This phenomenon is known as drag reduction (DR) or the Toms phenomenon. DRA is polymer with long chains and high molecular weight, such as polyisobutylene, polyhexene, polyethylene oxide and polyisoprene. The effect of reducing hydraulic resistance, which was later called the Toms effect, was achieved by introducing a polymer additive with a concentration in the solution of 5-10 ppm. [3]

Almost simultaneously with Toms's work, studies by an American scientist Maisels K. [4] were published, the results of which revealed the effect of reducing pressure drop in a pipeline when pumping gasoline with the addition of aluminum soap.

The magnitude of the Toms effect (DR) when reducing the resistance coefficient of the polymer solution (λ_P) is calculated using the equation:

$$DR = \frac{\lambda_s - \lambda_p}{\lambda_s} \cdot 100\%$$

In the 1960s and 1970s, Savins D. and Seier F. [5, 6], Lamley D. [7], and Hoyt D. [8] conducted a series of studies on the Toms effect.

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [REDACTED] oil trunk pipeline	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

A comparison of pressure drop during the flow of elastic and inelastic fluids under turbulent conditions is given in the works by Savins D. and Seier F. Based on the flow characteristics of the polymeric solution in Couette flow, a rheological model of Newtonian and viscoplastics fluid was obtained [9].

Lamley's D. studies [7] provided molecular evidence that a freely coiled polymer molecule is stretched by turbulent fluctuations in the fluid flow. This leads to thickening the viscous wall layer and contributes to the weakening the turbulent fluctuation intensity in the flow.

At the turn of the 21st century, a new stage began in the field of research on reducing turbulent resistance with polymer additives: the study of the molecular structure of the polymer and its interaction with small-scale turbulent fluctuations. At the same time, various experts and scientists proposed predicting the effectiveness of reducing hydraulic resistance using mathematical modeling methods.

Maula D. and Naderi A. [10] proposed a mathematical model for calculating the friction coefficient when introducing a water-soluble polymer additive into a turbulent two-phase flow. Yang S. and Dou G. [11] developed a mathematical model for calculating the flow velocity distribution and hydraulic resistance coefficient for conditions of fluid flow with a polymer additive in a smooth pipe. The above-mentioned studies relate to the use of polymer additives to reduce hydraulic resistance during the pumping of aqueous solutions.

In 2009, Gallejo F. and Shah S. [12] conducted a series of experiments on turbulent flow of crude oil with a polymer additive in a straight and elbow pipe and, based on their experiments, scientific community of the world obtained a mathematical model for predicting the effectiveness of reducing hydraulic resistance. The mathematical model presented by Tais L., Gatski T. and Mompean G. [13] characterizes the impact of additives from an energy-saving perspective.

Mechanism of reducing hydraulic resistance

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of XXXXXXXXXX oil trunk pipeline	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Despite extensive experimental and theoretical research, there is still no unified theory of the mechanism for reducing hydraulic resistance when pumping fluids with anti-turbulent additives.

1. **Changing rheological parameters.** The essence of this method is as follows: determining the pressure drop by experimental means in a section of pipeline with a small diameter (turbulent regime). The authors present [2, 12] the results of applying this method to study the effect of polymer agents on changing the rheological properties of the pumped product. The results of the work were used for real production, which makes it possible to reduce energy consumption and increase the economic effect.

2. **Study of turbulent flow structure.** In the scientific work [11], an experiment is presented that confirms that in a developed flow regime, the flow is divided into a wall region and a turbulent core (Fig. 1). It has been proven that the reduction in turbulent resistance occurs not in the core zone, but in the wall region of the oil pipeline. Studies by Soviet mathematicians indicate that the velocity in the wall zone increases unevenly, depending on the distance. As a result, this zone can be divided into sub-layers: viscous, transitional, and logarithmic.

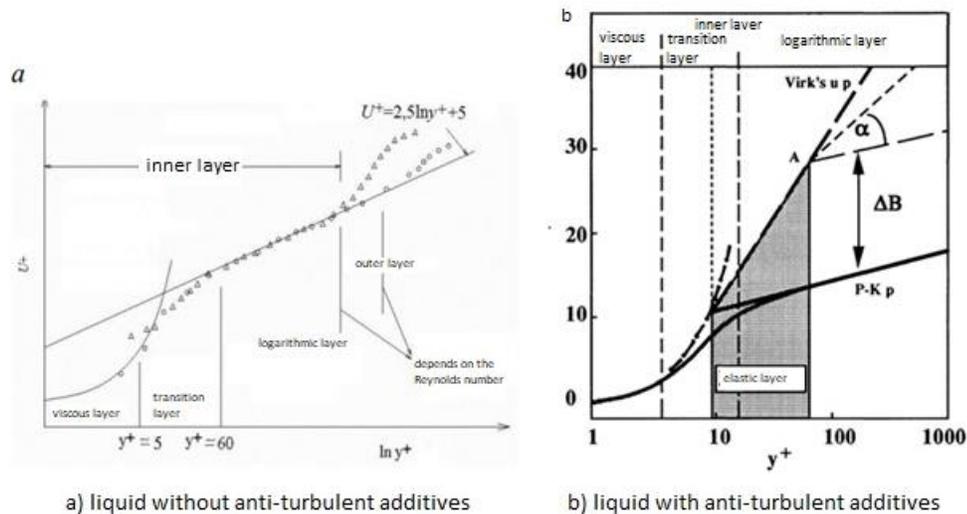


Figure 1 - Distribution of the mean velocity in the boundary layer of a pipeline.

3. **Research of polymer molecules.** This method of reducing hydraulic resistance in

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [redacted] oil trunk pipeline	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

pipelines is based on the structures of polymer molecule in the liquid flow with turbulent regime. Lamley G. presented the rationale for this theory in one of his works [7].

Polymer fibers, due to covalent bonds, roll into spontaneous coils. But under the influence of external forces (such as turbulent pulsations), the coils deform and stretch into fibers in the oil flow. This leads to thickening the wall layer (viscous) (Fig. 1a). At the same time, the intensity of the pulsations decreases.

This theory is applicable only to the transitional layer, as the rate of stretching and turbulent additives is calculated based on Lamley’s molecular stretching theory for the logarithmic layer, but the theory does not coincide with real-world results.

Polymers in the oil industry

Polymers exceedingly figures in the oil industry and they are used in various processes related to the extraction, processing, and transportation of oil and gas. Polymers are widely used due to their viscoelastic properties. These properties are caused by large molecular weights of their macromolecules and their chain structures. The molecular might weigh up to 10^7 molar mass, and the length-to-diameter ratio can reach several thousand units. The polymer agent chain consists of several monomers, the links of which have the same structure and identical composition. The number of these links varies from several hundred to several thousand units. The structural formula of the chain is shown in Figure 2.

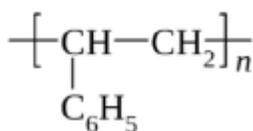


Figure 2 - Structural formula of polystyrene chain

Polymers are often depicted as thread-like structures that are stretched out, but this is too simplistic and not accurate. As we know, a carbon chain is connected by covalent bonds, which means that the bond has a covalent angle of 109 degrees. Therefore, in real conditions, a polymer looks like as follows: atoms are connected by covalent bonds, and continuous

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [REDACTED] oil trunk pipeline	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

rotation occurs around each of these bonds due to thermal motion. Under the influence of continuous rotation, the polymer macromolecule coils itself.

Memorably, a polymer chain consists of a large number of functional groups, therefore, it has a large number of those same covalent bonds around which rotation occurs. This process leads to a variety of configurations of the folded ball in a completely chaotic order (Fig. 3).

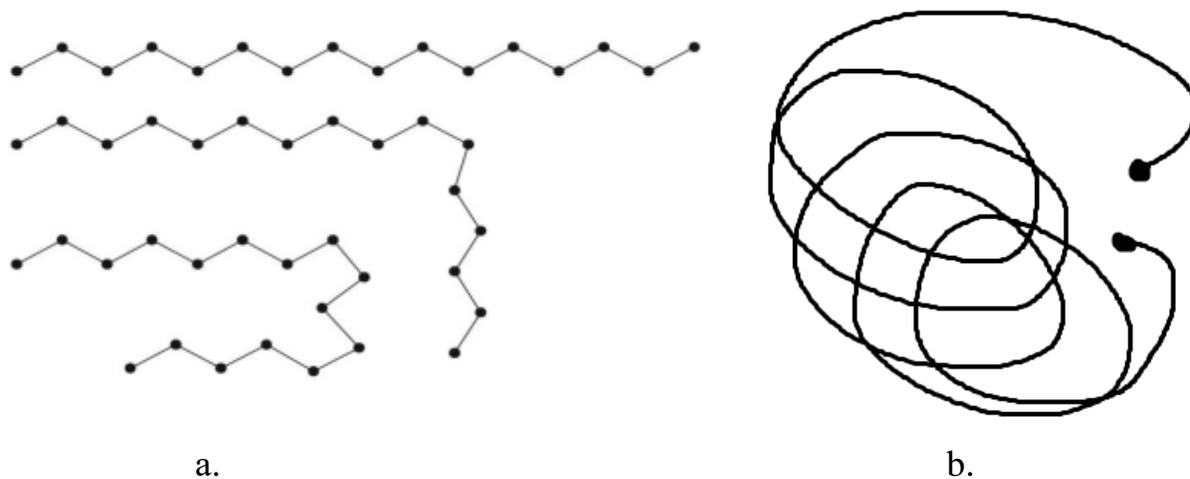


Figure 3 – a. Changing the conformation of the chain due to the rotation of the links around the covalent bond; b. Polymer chain spontaneously coils.

When external forces are applied to the polymer chain, which is already in the form of a coil, it can deform, for example, stretch or compress. This leads to highly elastic properties of the polymer agent. This is explained in thermodynamics science by the fact that their elasticity has an entropy nature, caused by the transition of macromolecules under the influence of external force from the most probable state of a polymer coil to the least probable configuration of a stretched thread. As the external loads are removed from the polymer coil, they return to their original state, so they assume their most probable state of a coil.

Purpose of the study:

To determine the percentage change in the velocity of petroleum products in a pipeline when using an anti-turbulent agent.

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [redacted] oil trunk pipeline	Лист
						133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Calculation of velocity changes of the anti-turbulent additive

Introduction of DRA into the flow leads to a change in the value of the coefficient $A(\theta)$ (also denoted as $k(\theta)$) in the expression for the so-called universal resistance law:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0.88 \cdot \ln(A_0 \cdot \text{Re} \sqrt{\lambda}) - 3.745$$

λ - coefficient of hydraulic resistance at the Reynolds number (Re);

A_0 - numerical coefficient (with $A_0 = 28$ in the absence of an additive). When processed with a DRA, the value of the coefficient A_0 increases.

We perform the calculation of the mean flow velocity and the Reynolds number using the formulas below, and the hydraulic resistance is calculated from the universal resistance law:

$$u = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot \vartheta};$$

$$R_e = \frac{u \cdot D}{\vartheta}.$$

The calculation was made in Excel. The data is presented in Table 1.

Table 1. Calculation data

Volumetric flow rate, m ³ /s	■	■	■	■	■
Average flow rate, m/s	■	■	■	■	■
Reynolds number (Re)	■	■	■	■	■
Flow without additive	■	■	■	■	■
λ	■	■	■	■	■

The dependence of A_0 on the concentration of the agent θ ppm is empirical and is given in tabular form or as a function. Three types of anti-turbulent agent will be considered in this study. The concentrations are determined by the following formulas:

1. for the anti-turbulent agent “CDR-102” from the American company “Dupon – Conoco”:

$$A_0(\theta) = 1.48 \cdot \theta^{1.24}$$

2. for the anti-turbulent agent “NECCAD-547” from the Finnish company "Neste":

$$A_0(\theta) = 0.407 \cdot \theta^{1.29}$$

3. for the anti-turbulent “PT FLYDE” from the Russian company "NIKA PetroTech":

$$A_0(\theta) = 1.72 \cdot \theta^{1.27}$$

The desired concentration of the additive can be found by the given known value of $A_0(\theta)$.

The calculation of anti-turbulent additive coefficients was performed in Excel. The data is presented in Table 2.

Table 2. Constants of the anti-turbulent agent

Anti-turbulent agent "NECCAD-547"	
Concentration ppm	Coefficient
40	██████████
60	██████████
100	██████████
180	██████████
Anti-turbulent agent "CDR-102"	
Concentration ppm	Coefficient
20	██████████
30	██████████
40	██████████

50	██████████
60	██████████
70	██████████
80	██████████
90	██████████
Anti-turbulent agent "PT FLYDE"	
Concentration ppm	Coefficient
5	██████████
10	██████████
15	██████████
20	██████████
25	██████████
30	██████████
35	██████████
40	██████████
45	██████████
50	██████████

The flow rate of the oil product after the use of the agent is calculated using the following formula:

$$u_p = u \cdot \sqrt{\frac{\lambda}{\lambda_p}}$$

Table 3. Velocity after using the additive

Q, ppm	u _p				
DRA "NECCAD- 547"					
40	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
60	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████

100	████████	████████	████████	████████	████████
180	████████	████████	████████	████████	████████
DRA "CDR-102"					
30	████████	████████	████████	████████	████████
50	████████	████████	████████	████████	████████
70	████████	████████	████████	████████	████████
90	████████	████████	████████	████████	████████
DRA "PT FLYDE"					
5	████████	████████	████████	████████	████████
20	████████	████████	████████	████████	████████
35	████████	████████	████████	████████	████████
50	████████	████████	████████	████████	████████

The change in velocity when using the anti-turbulent additive is determined by the formula:

$$\Delta u = \left(\frac{u_p - u}{u} \right) \cdot 100\%$$

Calculations of the percentage change in velocity for three different additives at five different volumetric flow rates are presented in Table 4.

Table 4. Velocity changes

Q, ppm	$\Delta u, \%$				
DRA "NECCAD-547"					
40	████████	████████	████████	████████	████████
60	████████	████████	████████	████████	████████
100	████████	████████	████████	████████	████████

180					
DRA "CDR-102"					
30					
50					
70					
90					
DRA "PT FLYDE"					
5					
20					
35					
50					

As can be seen from the calculations, the DRA "CDR-102" is the most effective. To demonstrate this summary, let us take a concentration of 50 ppm. The change in velocity at this concentration and the minimum Reynolds number for the DRA "NECCAD-547" is 8%, DRA "PT FLYDE" is 10%, meanwhile the DRA "CDR-102" changes the velocity in the pipeline by more than 20%.

Calculation of the efficiency with the use of anti-turbulent agent «CDR-102»

According to the documentation, the efficiency ψ of the anti-turbulent additive is determined by the formula:

$$\psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\%$$

Where λ_f is the coefficient of hydraulic frictional resistance during the flow of pumped oil with anti-turbulent agent;

λ_0 is the coefficient of hydraulic frictional resistance during the flow of pumped oil without anti-turbulent agent.

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [REDACTED] oil trunk pipeline	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

For calculation purposes, we will take concentrations of anti-turbulent agent CDR-102 as 30, 50, 70, and 90 ppm.

$$\lambda_{30} = 0.015263$$

$$\psi(30) = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\% = \psi = \frac{0.019451 - 0.013657}{0.019451} \cdot 100\% = 21.53 \%$$

$$\lambda_{50} = 0,013657$$

$$\psi(50) = \frac{0.019451 - 0.013657}{0.019451} \cdot 100\% = 29.78 \%$$

$$\lambda_{70} = 0,01273$$

$$\psi(70) = \frac{0.019451 - 0.01273}{0,019451} \cdot 100\% = 34.55 \%$$

$$\lambda_{90} = 0,012098$$

$$\psi(90) = \frac{0.019451 - 0.012098}{0.019451} \cdot 100\% = 37.80 \%$$

The efficiency curve is described by the following expression:

$$\psi(C) = \frac{c}{a+b \cdot C},$$

C is the concentration of the agent ppm;

a, b are the coefficients of the turbulence agent effectiveness curve.

The coefficients a, b for tests at two concentrations can be determined using the condition below:

$$a = \frac{C_1}{\psi_1} - \frac{\frac{C_1}{\psi_1} - \frac{C_2}{\psi_2}}{C_1 - C_2} \cdot C_1$$

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [REDACTED] oil trunk pipeline	Лист
						139
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$b = \frac{\frac{C_1}{\psi_1} - \frac{C_2}{\psi_2}}{C_1 - C_2}$$

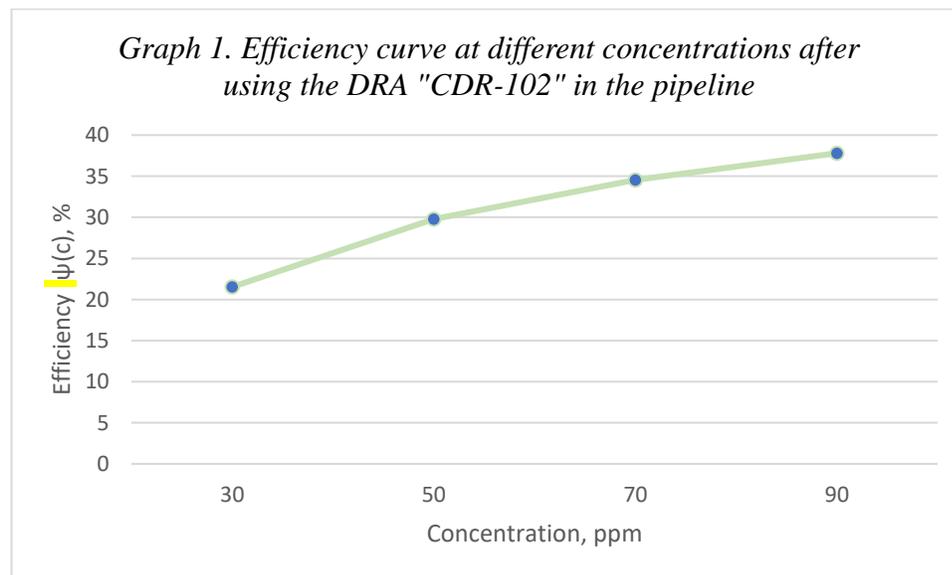
ψ_1 is the efficiency of the agent at concentration C1;

ψ_2 is the efficiency of the agent at concentration C2.

The efficiency calculation by another method is showed in Table 5. If the values match, we can conclude that the calculation is correct.

Table 5. Efficiency of anti-turbulent agent

Concentration ppm	a	b	ψ (C)
30-50			
50-70			
70-90			



Conclusion

An increase in the loading of oil pipelines leads to a growth in turbulent resistance and, as a result, to an increase in energy costs. However, hydraulic resistance can be significantly

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [redacted] oil trunk pipeline	Лист
						140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

reduced by adding a very small amount of polymer such as an anti-turbulent agent. The reduction in hydraulic resistance occurs due to the suppression of turbulent pulsations by the polymer macromolecules (Toms effect).

Based on the research results, the following conclusion could be drawn:

1. The Reynolds number and average velocity grow with increasing volumetric flow rate;
2. Under turbulent flow conditions and flow without an anti-turbulent agent, the hydraulic resistance coefficient decreases with an increase in Reynolds number;
3. The maximum velocity rate occurs at maximum concentration and minimum flow rate.
4. The concentrations of “NECCAD-547” and “CDR-102” is different by 2 times with approximately the same velocity rate (~28%).

To sum up, there is no need to use a concentration of 180 ppm of “NECCAD-547”, when there is “CDR-102” with concentrations of 90 or 70 ppm (velocity rate of 29.4% and 26% respectively).

References

1. Toms, B.A. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers. In: Proceedings of the 1st International Congress on Rheology (North Holland), Amsterdam, 1948. P. 135–141.
2. Forrest, F. Friction losses in cast iron pipe carrying paper stock / Forrest F, Grierson G A. // [J]. Paper Trade Journal, –1931, – No. 92(22) – P. 39-41.
3. Toms, B.A. Some observation on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers / B.A. Toms // In Proceedings of the 1st International Congress on Rheology. – V. 2. North Holland, 1949. –P. 135–141.
4. Mysels, K.J. Flow of thickened fluids: U.S. Patent 2,492,173. – 1949. 10 p.
5. Savins, J. Drag reduction scale-up criteria. / J. Savins, F. Seyer // The Physics of Fluids. – 1977. – No. 20(10). – P.78-84.

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of ██████████ oil trunk pipeline	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

6.Savins, J.G. A stress-controlled drag-reduction phenomenon / J.G. Savins // Rheologica Acta. – 1966. – Vol.6. – No. 4. – P. 323-330.

7.Lumley, J.L. Drag reduction in turbulent flow by polymer additives / J.L. Lumley // Journal of Polymer Science Macromolecular Reviews. – 1973. – No. (1). – P. 263-290.

8.Hoyt, J W. Turbulent friction measurement: U.S. Patent 3, 327, 522. – 1967. – 10 p.

9.Savins, J. Drag reduction scale-up criteria. / J. Savins, F. Seyer // The Physics of Fluids. – 1977. – No. 20– P.79-85.

10. Mowla, D. The effects of polymer solutions on drag reduction in horizontal pipe two-phase flow / D. Mowla, A. Naderi // Proceedings of the 9th Iranian Chemical Engineering Congress. – 2004.

11. Bruno, A.D. Methods of a study of the boundary layer on a needle / A.D. Bruno, T.V. Shadrina // Keldysh Institute Preprints. – 2004. – No. 35. – 23 p.

12. Gallego, F. Friction pressure correlations for turbulent flow of drag reducing polymer solutions in straight and coiled tubing / F. Gallego, S.N. Shah // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – Vol.65(3). P. 147-161.

13. Thais, L. Analysis of polymer drag reduction mechanisms from energy budgets / L. Thais, T.B. Gatski, G. Mompean // International Journal of Heat and Fluid Flow. – 2013. – Vol.43(4). – P. 52-61.

					Evaluation of the influence of an anti-turbulent agent on the technological parameters of oil transportation: the case of [REDACTED] oil trunk pipeline	Лист
						142
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		