

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


Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

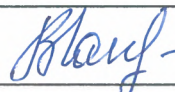
Тема работы
Теоретическое и экспериментальное обоснование технологии перекачки нефти с противотурбулентными присадками для интенсификации транспорта нефти по трубопроводам ПАО НК «Русс Нефть»

УДК 665.7.038:622.692.4

Студент

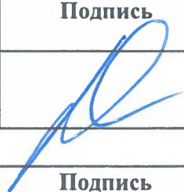
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Островский Олег Викторович		11.06.21

Руководитель

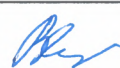
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Манжай В.Н.	д.х.н.		11.06.21

КОНСУЛЬТАНТЫ:

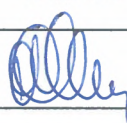
По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рукавишников В.С.	PhD		11.06.21

По разделу «Социальная ответственность»

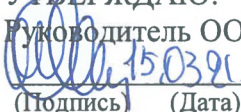
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г-м.н.		11.06.21

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О.С.	д.г-м.н.		11.06.21г.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 15.03.21 О.С. Чернова
 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Островскому Олегу Викторовичу

Тема работы:

Теоретическое и экспериментальное обоснование технологии перекачки нефти с противотурбулентными присадками для интенсификации транспорта нефти по трубопроводам ПАО НК «Русс Нефть»	
Утверждена приказом директора ИШНПТ	Приказ № 61-6/с от 02.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:


Исходные данные к работе	Растворы российских полимеров ИК-3338, ИК-3438, ИК-3439, ИК-11А, «Нара» и «ForeFTA», имеющих углеводородную природу, в бензине и сборной нефти (ПАО НК «РуссНефть», Ханты-Мансийский филиал).
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор научно-технической литературы; 2. Экспериментальная часть; 3. Обсуждение результатов экспериментов; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.
Перечень графического материала	<p>Рисунки 1.1, 1.3-1.6, 3.1-3.7 – Графики зависимости значения эффекта снижения гидродинамического сопротивления от различных физико-химических параметров;</p> <p>Рисунки 1.2, 2.1-2.3 – Схемы экспериментальных установок.</p>

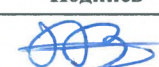
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент...	Рукавишников В.С., доцент
Социальная ответственность	Белозеров В.Б., профессор
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Механизм снижения гидродинамического сопротивления с помощью полимеров / Mechanism of Turbulent Drag Reduction with Polymers	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Манжай В.Н.	д.х.н.		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Островский Олег Викторович		15.03.21

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Островскому Олегу Викторовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Образцы полимеров – 500 руб/кг Нефрас С2 – 200 руб/кг Бензин – 60 руб/кг
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

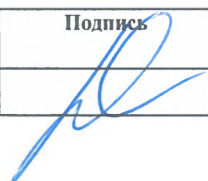
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Согласно приложенному линейному графику выполнения работ
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Таблицы:</i>	– Затраты на приобретение необходимого оборудования – Исходные данные для расчёта – Расчет затрат на транспорт нефти по трубопроводу
2. <i>График расчет общих расходов и расходов на электрическую энергию для трубопроводного транспорта нефти</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Островский Олег Викторович		15.03.21

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2ТМ91	ФИО Островскому Олегу Викторовичу
-----------------	--------------------------------------


Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочими местами являются химическая лаборатория Института химии нефти СО РАН и предприятия по транспортировке нефти ПАО НК «Русс Нефть».</p>
<p>2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Лабораторный этап При исследовании нефти, нефтяных фракций могут возникнуть следующие вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Риски отравления токсическими газами 2. Превышение уровней шума <p>Полевой этап Работа на предприятия по транспортировке нефти связана с дополнительным непосредственно воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу;
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Лабораторный этап При исследовании растворов полимеров могут возникнуть опасные ситуации, к ним относятся Электрический ток.</p> <p>Полевой этап При обслуживании нефтепроводов могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: Электрический ток.</p>
<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>При строительстве и эксплуатации нефтепроводов будет оказывать негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха.</p>

<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	1. Охрана земельных ресурсов и растительного мира 2. Охрана атмосферного воздуха 3. Охрана водной среды
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций: - техногенного характера; - природного характера; Пожарная и взрывная безопасность.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	Специальные правовые нормы трудового законодательства
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	Таблицы оптимальных параметров микроклимата, освещённости, шума

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г-м.н.		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Островский Олег Викторович		15.03.21

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:


Магистерская диссертация

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

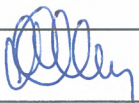
КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:		11.06.2021
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.04.2021	Литературный обзор	15
15.05.2021	Экспериментальная часть	35
10.05.2021	Обсуждение результатов экспериментов	40
18.05.2021	Финансовый менеджмент	5
20.05.2021	Социальная ответственность	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Манжай В.Н.	д.х.н.		15.03.21

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		15.03.21г.

**Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организовывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

5.2. Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК-1. Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения
		И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты
		И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации

Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	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	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе
		И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии
		И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: Научно-исследовательский				
19. Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	1. Осуществление научных исследований в области профессиональной деятельности	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235); ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i>	ПК -1. Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методики и средств решения задачи, проводить патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга	И.ПК-1.1. Анализирует и обобщает научно-техническую информацию по теме исследования, осуществляет выбор методики и средств решения задачи, проводит патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга
			ПК-2. Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы	И.ПК-2.1. Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	19.021 <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10.03.2015 г. № 151н (зарегистрирован Министерством</i>	ПК-3. Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов	И.ПК-3.1. Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>юстиции Российской Федерации 31.03.2015 г. № 36656) <i>ОТФ. Код В.</i> Организация геолого-промысловых работ <i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»,</i> утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411). <i>ОТФ. Код С.</i> Организация процесса исследований физических свойств кернового материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных</p>	<p>ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>	<p>И.ПК-10.1. Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>
	<p>3. Осуществление технического руководства по выполнению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, разработки комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ и непосредственное участие в их выполнении</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»,</i> утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411) <i>ТФ. Код С/01.7.</i> Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств кернового материала горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных <i>Профессиональный стандарт «Специалист по организации и</i></p>	<p>ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p> <p>ПК-11. Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>	<p>И.ПК-10.1. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-10.2. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств кернового материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-11.1. Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p><i>управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами</i>», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696)</p> <p><i>ОТФ. Код D.</i> Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ</p> <p><i>ТФ. Код. D/01/7.</i> Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации</p>		
Тип задач профессиональной деятельности: Технологический				
<p>19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа»</p> <p>40. Сквозные виды профессиональных стандартов</p>	<p>Осуществление контроля, технического сопровождения и управления технологическими процессами нефтегазового производства</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</p> <p><i>ОТФ. Код D.</i> Организация работ по добыче углеводородного сырья</p>	<p>ПК-4. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге</p> <p>ПК-7. Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>И.ПК-4.1. Анализирует и обобщает данные о работе технологического оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге</p> <p>И.ПК-7.1. Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	<i>ОТФ. Код Е.</i> Руководство работами по добыче углеводородного сырья	ПК-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.П-5.1. Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности
Тип задач профессиональной деятельности: Организационно-управленческий				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код Е/01.7.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10 марта 2015 г. N 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 марта 2015 г., регистрационный №36656)</i> <i>ОТФ. Код В.</i> Организация геолого-промысловых работ <i>ТФ. Код В/02.7.</i> Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования ПК-8. Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	И.ПК-6.1. Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования И.ПК-8.1. Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управления технологическими процессами и производствами</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код E/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i></p>	<p>ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования</p>	<p>И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования</p>
		<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по обработке и интерпретации скважинных геофизических данных», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 декабря 2015 г. N 1166н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июня 2017 г., регистрационный №47457).</i> <i>ОТФ. Код D. Управление процессом обработки и интерпретации полученных скважинных геофизических данных</i> <i>ТФ. Код D/01.7. Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</i></p>	<p>ПК-9. Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</p>	<p>И.ПК-9.1. Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p> <p>И.ПК-9.2. Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p>

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	20
1 Аналитический обзор научно-технической литературы.....	22
1.1 Открытие эффекта снижения гидродинамического сопротивления и его практическое применение	22
1.2 Теоретическое и экспериментальное обоснование явления снижения гидродинамического сопротивления углеводородных жидкостей с помощью полимеров	24
2 Экспериментальная часть.....	40
2.1 Объекты исследования.	40
2.2 Методы исследования.....	41
2.2.1 Устройство и эксплуатация герметичного турбулентного реометра с горизонтальным расположением цилиндрического канала.....	41
2.2.2 Формулы для расчета результатов турбореометрического тестирования жидкостей	43
2.2.3 Ротационный вискозиметр для измерения вязкости.....	46
3 Обсуждение результатов экспериментов	49
3.1 Тестирование полимеров с противотурбулентными свойствами, полученными в результате лабораторного синтеза в ИК СО РАН.....	49
3.2 Проведение исследования и лабораторного испытания присадки «Нара» (производства ООО «Дельта-Р») и присадки ForeFTA (производство АО Алтайский Химпром).....	53
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	61
4.1 Экономическое обоснование рентабельности применения противотурбулентных полимеров в нефтепроводах	61
4.2 Необходимые материалы и оборудование	62
4.3 Транспорт нефти по трубопроводу без полимерных присадок	63

4.4	Транспорт нефти по трубопроводу с полимерными добавками.....	65
4.4.1	Применение противотурбулентных присадок для снижения энергопотребления на трубопроводах.....	66
5	Социальная ответственность	71
5.1	Профессиональная социальная безопасность.....	71
5.2	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятия по их устранению.....	72
5.3	Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по защите от действия опасные и вредные факторы.....	79
5.4	Экологическая безопасность.....	81
5.4.1	Защита атмосферы	82
5.4.2	Защита гидросферы	82
5.4.3	Защита литосферы	83
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
5.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
	Заключение	88
	Список использованных источников	89
	Приложение А	95

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, 16 рисунков, 18 таблиц, 60 источников и 1 приложение.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ПОЛИМЕР, РАСТВОР, ВЯЗКОСТЬ, ЭФФЕКТ СНИЖЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ.

Целью работы является теоретическое и экспериментальное обоснование в лабораторных условиях возможности транспортировки нефти с противотурбулентными добавками на полимерной основе по магистральным трубопроводам.

Объектами исследования являлись растворы полимеров «Нара» и «Fore FTA», имеющие углеводородную природу, в бензине и сборной нефти (ПАО НК «Русс Нефть», Ханты-Мансийский филиал). В результате проведенных лабораторных экспериментов установлено, что при растворении полимеров в турбулентном потоке углеводородной жидкости в концентрации 5-10 г/м³ затраты энергии на перекачку единицы объёма жидкости уменьшаются примерно в два раза.

Областью применения является транспортировка нефти по магистральным трубопроводам.

Экономическая эффективность/значимость работы состоит в уменьшении затрат на электроэнергию для перекачивания углеводородов по трубопроводам.

Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки

СГДС – снижение гидродинамического сопротивления;

DR – величина эффекта снижения гидродинамического сопротивления;

ПТП – противотурбулентная присадка;

η – коэффициент динамической вязкости жидкости;

$[\eta]$ – характеристическая вязкость;

λ – коэффициент гидродинамического сопротивления;

$\lambda_{\text{лам}}$ и $\lambda_{\text{турб}}$ – коэффициент гидродинамического сопротивления при ламинарном и турбулентном режиме течения соответственно;

λ_s и λ_p – коэффициент гидродинамического сопротивления при течении чистого растворителя и полимерного раствора соответственно;

ν – кинематическая вязкость;

ρ – плотность жидкости;

τ_w – величина напряжения сдвига на стенке канала при $R = R_w$;

$\tau_{\text{пор}}$ – пороговое напряжение сдвига;

ω – угловая скорость центра масс тела качения;

C – концентрация полимера в растворе;

$C_{\text{опт}}$ – оптимальная концентрация полимера в растворе;

L – длина участка цилиндрического канала;

M_r – относительная молекулярная масса полимера;

M – молярная масса;

ΔP – перепад давления (потери давления на трение) на исследуемом участке канала;

Q – объемный расход жидкости;

$Q_{\text{лам}}$ и $Q_{\text{турб}}$ – объемный расход жидкости при ламинарном и турбулентном течении;

Q_s и Q_p – объемный расход растворителя и полимерного раствора соответственно;

ΔQ – приращение объёмного расхода полимерного раствора по сравнению с объёмным расходом чистого растворителя;

Re – число Рейнольдса;

$Re_{кр}$ – критическое значение числа Рейнольдса;

$Re_{пор}$ – пороговое значение числа Рейнольдса;

R_w – расстояние от оси до стенки цилиндрического канала (радиус трубы);

T – абсолютная температура;

t – время воздействия внешней (деформируемой) силы на неньютоновскую среду;

U – линейная скорость слоя, находящегося на расстоянии R от оси канала;

U_{max} – линейная скорость концентрического слоя на оси цилиндрического канала;

\bar{U} – среднерасходная скорость в цилиндрическом канале;

U_S – линейная скорость слоя чистого растворителя;

U_P – линейная скорость слоя полимерного раствора;

ΔU – приращение линейной скорости полимерного раствора по сравнению со скоростью чистого растворителя;

u_* – динамическая скорость;

V – объём жидкости.

Введение

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов является одним из энергоёмких производств, поэтому уменьшение потребляемой энергии на перекачку углеводородных жидкостей без уменьшения объёма имеет большое экономическое значение. Решение этой проблемы позволит существенно снизить дефицит электроэнергии, а также уменьшить эксплуатационные затраты на транспортировку жидкостей и увеличить пропускную способность трубопроводов.

В настоящее время повышение производительности нефтепроводного транспорта чаще всего реализуется за счёт улучшения технических характеристик труб, насосного оборудования и товарного парка. Но не всегда производственное оборудование позволяет вести безаварийную перекачку в оптимальных режимах. Имеется также и другая причина, требующая увеличения пропускной способности трубопроводной сети. А именно, на некоторых месторождениях вследствие ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин резко выросла добычи нефти и поэтому отсутствует техническая возможность для перекачки всей добытой продукции. Строительство же новых трубопроводов, особенно в северных регионах нашей страны, мероприятие весьма затратное. В такой ситуации управление реологическими свойствами нефти остаются практически единственной возможностью для увеличения производительности трубопроводов (Бахтизин и др., 2018).

Поэтому для увеличения производительности трубопроводов при транспортировке углеводородов и уменьшения потребляемой энергии на их перекачку применяют комплекс стандартных методов, предназначенных для уменьшения вязкости перекачиваемого флюида. Эти методы включают в себя: подогрев флюида, использование специальных растворителей с малой вязкостью, а также депрессорных присадок. Результатом является увеличение объёмного расхода, но необходимо учитывать, что работают эти методы

только для ламинарного потока. Однако, чаще всего в нефтепроводах течение турбулентное. Это означает, что уменьшение вязкости будет малоэффективным. Так, если в ламинарном потоке в два раза уменьшить вязкость, скорость течения возрастёт в два раза, тогда как в турбулентном режиме скорость увеличится на 10%. Для решения этой проблемы увеличивается число использований противотурбулентных присадок (ПТП), способствующих сокращению затрат на энергию при трубопроводном транспорте нефтепродуктов. Данные присадки придают течению флюида ламинарные свойства соответственно снижая диссипативные потери энергии.

Технология перекачки нефти с ПТП по магистральным трубопроводам реализуются, начиная с 80-х годов прошлого века. Но, если на начальном этапе использовали ПТП в виде высоковязких растворов гелевой консистенции с агентами снижения гидродинамического сопротивления (нефтерастворимыми полимерами), концентрация которых в растворе не превышает 10% массы, то в 21-м веке применяют маловязкие ПТП суспензионного типа, в которых дисперсионной средой является органическая жидкость, легко и полностью совмещающаяся с нефтью без ухудшения её качества, а дисперсной фазой в такой присадке является ~ 30 % мелкой крошки полимера, быстро растворяющейся в нефти.

Нефтеперекачивающей компанией ПАО «Транснефть» в 2019 году в г. Елабуга был построен и запущен в эксплуатацию завод по многотоннажному производству противотурбулентной присадки углеводородной природы. Но поскольку ПАО «Транснефть» является монополистом в области трубопроводного транспорта нефти, то стоимость производимой ПТП для других компаний является завышенной. Поэтому в Российской Федерации (РФ) в настоящее время возникают другие более мобильные производства, выпускающие противотурбулентные присадки не меньшей эффективности, а иногда и более качественные присадки, при меньшей стоимости. Поэтому настоящая работа посвящена исследованию гидродинамических свойств и обоснованию конкурентноспособности присадок различных производителей.

1 Аналитический обзор научно-технической литературы

1.1 Открытие эффекта снижения гидродинамического сопротивления и его практическое применение

Более 70 лет назад английский химик Томс (Toms, 1949) открыл явление снижения гидродинамического сопротивления (СГДС), позже названное эффектом Томса. Он обнаружил, что хоть вязкость жидкости при добавлении в неё полимерной присадки и увеличивается, скорость течения уменьшается. Добавка полимеров эффективнее действует при больших скоростях течения жидкости, когда поток турбулентный. Внезапно открытое явление было достаточно уникальным для уровня знаний об явлениях и процессах того времени и некоторые учёные считали его противоречащим «здравому смыслу» (Нойт, 1972). За свою аномальную природу и непредсказуемость открытие Томса стали называть эффектом Томса, после чего началось его пристальное изучение в различных разделах науки: гидромеханике, реологии и химии высокомолекулярных соединений.

Многочисленными исследованиями, последовавшими вскоре за открытием Томса, было обнаружено, что увеличение скорости потока жидкости в трубе достигается за счёт использования высокомолекулярных химических добавок различного происхождения (Zakin и др., 2007). Эти добавки уменьшают потери на трение при постоянном объёмном расходе жидкости при заданной разнице давлений уменьшая коэффициент гидродинамического сопротивления.

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

таких исследований, водные растворы полимеров и получили широкое применение.

В нефтяной и газовой промышленности, например, они представляют большой интерес для использования в процессе гидравлического разрыва пласта (Грязнов и др., 1973; Кудин и др., 1973). В этом методе преимущественно зарекомендовала себя гуаровая смола. Водный раствор гуаровой смолы вместе с песком закачивают в скважину на глубину продуктивного пласта и под действием высокого давления создают трещины в горной породе-коллекторе. Песок не даёт трещинам смыкаться, а полимер добавляется для того, чтобы улучшить взвешивание песка в воде. Впоследствии, опытным путём выяснилось, что гуаровая смола также снижает и гидродинамическое сопротивление при закачке в скважину. Из-за этого для гидроразрыва одного и того же пласта требуется в несколько раз меньше мощности при применении водного раствора полимеров, чем в стандартном случае, когда закачивается вода без полимерных добавок (Смолл, 1983).

Стремительное развитие сети магистральных нефтепроводов в последние десятилетия вносит необходимость повышения эффективности транспортировки нефти и снижения потребления энергии, требуемой для перекачки (Силаш, 1980).

В 1979 году, вскоре после начала эксплуатации Трансаляскинского магистрального нефтепровода, в перекачиваемую нефть начали добавлять полимерную добавку CDR-101. За два года использования указанной добавки для снижения сопротивления течению, пропускная способность трубопровода увеличилась на 16-32 тыс.м³/сут (Burger и др., 1982).

Использование полимерных присадок показало, что для достижения 20% снижения сопротивления достаточно вводить добавку в концентрации 0,002%. Экономия в перекачивании нефти с учётом стоимости полимерной присадки, её растворении и введении в магистральный нефтепровод составила 29,7% (Мут и др., 1986).

Приведённые выше примеры доказывают возможность успешного технологического и экономического решения проблемы снижения энергозатрат на транспорт нефти, для чего могут быть использованы в качестве агентов снижения сопротивления как синтетические нефтерастворимые полимеры, так и тяжёлые компоненты самой нефти, какими являются асфальтены и смолы (Мирзаджанзаде и др., 1973).

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

Формула Дарси-Вейсбаха (1.1) описывает функциональную связь между объёмным расходом в трубе и потерями давления на трение в потоке жидкости. Причём эта связь существует как в ламинарном потоке, так и в турбулентном (Манжай и др., 2006):

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{2R_w} \cdot \rho \cdot \frac{\bar{U}^2}{2}, \quad (1.1)$$

где ΔP – потери давления на трение, Па;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

L – длина цилиндрического канала, м;

R_w – радиус цилиндрического канала, м;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

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

После некоторых преобразований формулу (1.1) можно представить, как:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{\rho \cdot L}{4\pi^2 \cdot R_w^5} \cdot Q^2, \quad (1.2)$$

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

Значения коэффициентов гидродинамического сопротивления для ламинарного (1.3) (при $Re < 2300$) и турбулентного режима (1.4) (при $Re > 3000$) соответственно:

$$\lambda_{\text{лам}} = 64/Re, \quad (1.3)$$

$$\lambda_{\text{тур}} = 0,3164/Re^{0,25}, \quad (1.4)$$

где число Рейнольдса (Re) рассчитывается по формуле:

$$Re = 2Q/\pi \cdot R_w \cdot \nu, \quad (1.5)$$

где ν – кинематическая вязкость среды, $\text{м}^2/\text{с}$.

Если в преобразованную формулу Дарси-Вейсбаха (1.2) вставить значения коэффициента гидродинамического сопротивления $\lambda_{\text{лам}}$, то можно вывести уравнение для расчёта объёмного расхода жидкости при ламинарном режиме течения, называемое формулой Пуазейля:

$$Q_{\text{лам}} = \frac{\pi \cdot R_w^4}{8\eta \cdot L} \cdot \Delta P, \quad (1.6)$$

где η – динамическая вязкость, $\text{Па} \cdot \text{с}$.

А для расчета объёмного расхода турбулентного течения ньютоновской жидкости уравнение Дарси-Вейсбаха (1.2) с учетом $\lambda_{\text{тур}}$, преобразуется в выражение:

$$Q_{\text{тур}} = 14,8 \cdot \left(\frac{\Delta P}{L \cdot \rho} \right)^{0,571} \cdot \left(\frac{R_w^{2,714}}{\nu^{0,143}} \right), \quad (1.7)$$

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

Из гидродинамических уравнений (1.6) и (1.7) следует, что для обоих режимов течения потока жидкости при увеличении её вязкости объёмный расход должен уменьшаться (Фукс, 2003). Однако, когда в жидкость в турбулентном потоке добавляется полимерная присадка, увеличивающая кинематическую вязкость (ν) растворителя, она одновременно увеличивает и объёмный расход ($Q_{\text{турб.}}$), что противоречит формуле (1.7) (Ганнушкина, 2004).

Экспериментально установлено, что добавление в турбулентный поток жидкости высокомолекулярной полимерной присадки уменьшает

коэффициент гидродинамического сопротивления этой жидкости. Следовательно, коэффициент гидродинамического сопротивления раствора (λ_p) после введения в него полимерной добавки по величине меньше чем коэффициент сопротивления чистого растворителя (λ_s). Это происходит из-за того, что поток жидкости около стенок цилиндрического канала начинает течь линейно, когда как основной поток турбулентный (Мастобаев и др., 2002).

Исходя из формулы (1.2) коэффициент гидравлического сопротивления может уменьшаться в двух случаях:

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

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

Когда раствор с добавлением полимеров течёт при значении числа Рейнольдса выше критического ($Re_{кр} = 2300$), его значение коэффициента гидродинамического сопротивления (λ_p) попадает в зону турбулентного режима течения (Рисунок 1.1). Поскольку эта зона ограничена сверху кривой Блазиуса для ньютоновских жидкостей, а снизу – теоретическим продолжением кривой Пуазейля линейного потока, то для коэффициентов гидродинамического сопротивления попавших в неё выполняется условие:

$$64/Re < \lambda_p < 0,3164/Re^{0,25}.$$

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

$$\lambda_p < \lambda_s.$$

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

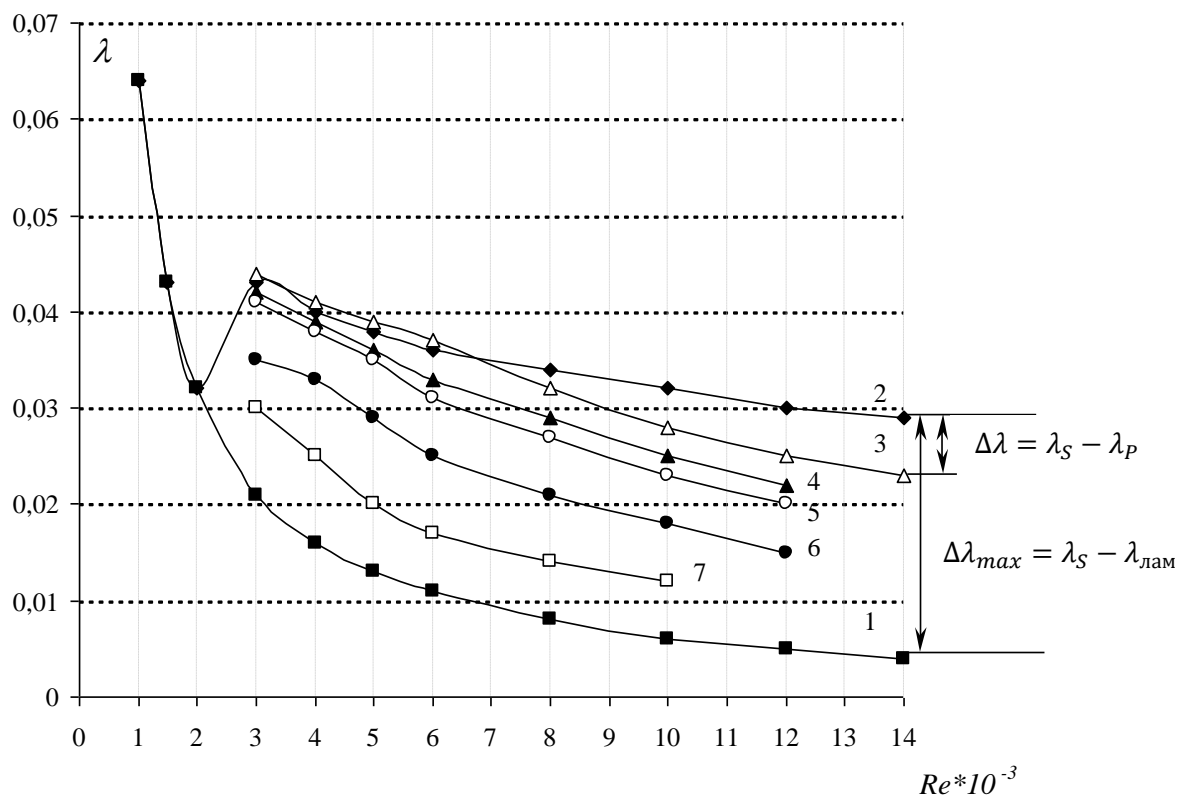


Рисунок 1.1 – Влияние числа Рейнольдса на значение коэффициента гидродинамического сопротивления для растворов с различными полимерными добавками:

1 – теоретическая кривая Пуазейля для ламинарного течения $\lambda_{\text{лам}} = 64/Re$;

2 – эмпирическая кривая Блазиуса для турбулентного течения

$$\lambda_{\text{тур}} = 0,3164/Re^{0,25};$$

3 – раствор полиизопрена в толуоле ($C = 0,05 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,5 \cdot 10^6$);

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

5 – раствор полибутадиена в толуоле ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,6 \cdot 10^6$);

6 – раствор полибутадиена в толуоле ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 1,2 \cdot 10^6$);

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

В соответствии с Рисунком 1.1. наблюдается следующая зависимость – при увеличении относительной молекулярной массы полимера (M_r) и его концентрации (C) в растворе, увеличивается разница между коэффициентом гидродинамического сопротивления растворителя и полимерного раствора

($\Delta\lambda = \lambda_s - \lambda_p$), т.е. значение λ_p приближается к той части теоретической кривой Пуазейля для ламинарного течения, которая заходит в турбулентную зону.

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

$$DR, \% = \frac{\lambda_s - \lambda_p}{\lambda_s} \cdot 100\% = \frac{\Delta\lambda}{\lambda_s} \cdot 100\%. \quad (1.8)$$

Если из формулы (1.2) вывести коэффициент гидродинамического сопротивления (λ) и подставить в уравнение (8), то получим:

$$DR, \% = \frac{\Delta P_s \cdot Q_p^2 - \Delta P_p \cdot Q_s^2}{\Delta P_s \cdot Q_p^2} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta P_p \cdot Q_s^2}{\Delta P_s \cdot Q_p^2} \right) \cdot 100\%, \quad (1.9)$$

где $\Delta P_s, \Delta P_p$ – потери давления на трение в чистом растворителе (s) и в полимерном растворе (p), Па;

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

Полученное значение DR позволяет количественно оценить влияние полимерной присадки на перекачивание жидкости. Оно показывает во сколько раз меньше энергии требуется на перекачивание одного и того же объёма жидкости. При транспортировке по магистральным трубопроводам полимеры уменьшают коэффициент гидродинамического сопротивления как уменьшая перепад давления между концами трубы (ΔP_p), так и увеличивая объёмный расход жидкости (Q_p) (Несын и др., 2006; Манжай и др., 2020).

В лабораторных условиях эксперименты для исследования свойств противотурбулентных присадок в основном выполняют с использованием турбулентного реометра (Рисунок 1.2). Он состоит из рабочей камеры, которая соединяется с со стеклянным капилляром длиной (L) и радиусом (R_w), на нижнем конце которого есть кран К4. Под краном располагается приёмная ёмкость постоянного объёма ($V = \text{const}$), к стенкам которой вплотную

присоединены датчики с фотодиодами, в свою очередь находящиеся в одной цепи с электронным секундомером.

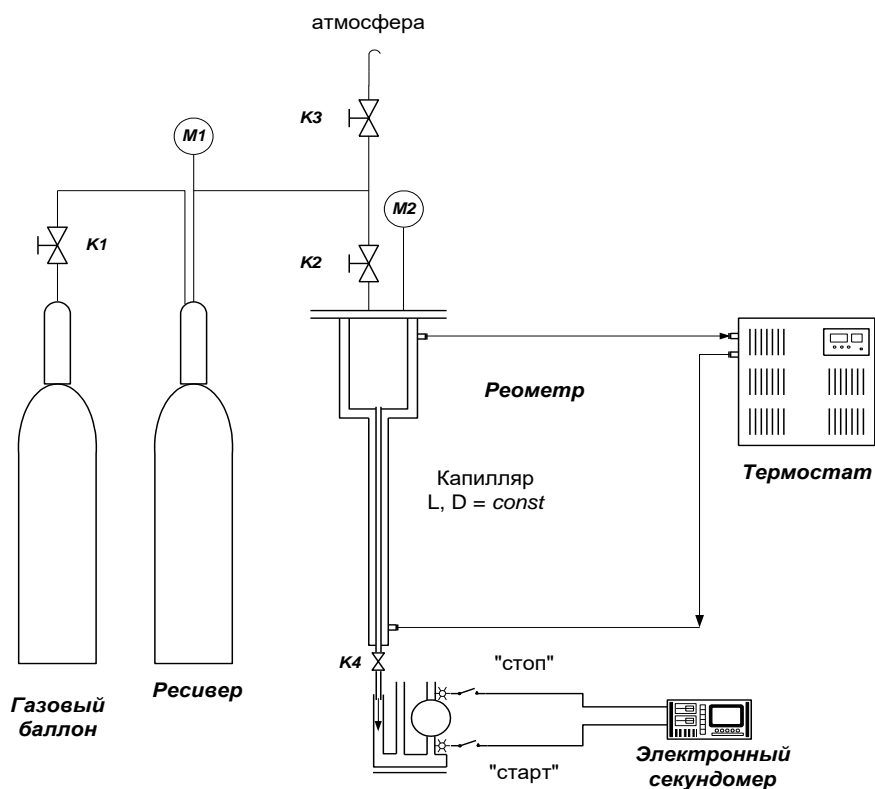


Рисунок 1.2 – Турбулентный реометр

Стеклянная трубка (капилляр) имеет достаточно толстые стенки для увеличения прочности и дополнительно защищается металлическим кожухом. Также при необходимости трубку в кожухе можно заменять. Сам кожух находится в термостатируемой рубашке, в которую залит теплоноситель, подогреваемый или охлаждаемый термостатом в пределах температур кипения и застывания исследуемых жидкостей. Для протекания различных жидкостей по трубке с одинаковым перепадом давления к рабочей камере подключен баллон со сжатым азотом либо инертным газом. Необходимое для проведения эксперимента кол-во газа через запорный кран К1 подаётся в баллон-ресивер, после чего кран К1 закрывается. Для оценочного контроля кол-ва отобранного газа давление в ресивере замеряется манометром М1. Далее соединительный трубопровод подключается к двум запорным кранам К2 и К3. Через кран К2 газ подаётся в рабочую камеру, к которой подключён

более точный чем манометр М1 манометр М2. Если давление в рабочей камере больше необходимого для проведения эксперимента, его стравливают в атмосферу через кран К3, приоткрыв перед этим К2 (Манжай, 2009).

Поскольку все жидкости, с добавлением полимера они или без, в ходе экспериментов протекают при одинаковом перепаде давления $\Delta P_P = \Delta P_S = const$, то уравнение (1.9) количественного расчёта эффекта Томса будет иметь вид:

$$DR, \% = \left(1 - \frac{Q_S^2}{Q_P^2}\right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{t_P^2}{t_S^2}\right) \cdot 100\%, \quad (1.10)$$

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

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

- объёмный расход:

$$Q = V/t. \quad (1.11)$$

- число Рейнольдса по формуле (1.5):

$$Re = 2Q/\pi \cdot R_w \cdot \nu.$$

- среднерасходную скорость:

$$\bar{U} = Q/\pi R_w^2. \quad (1.12)$$

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

$$\Delta U = \bar{U}_P - \bar{U}_S. \quad (1.13)$$

- величину приращения объёмного расхода:

$$\Delta Q = Q_P - Q_S. \quad (1.14)$$

- коэффициент гидравлического сопротивления тестируемой жидкости:

$$\lambda = 4R_w \cdot \Delta P/L \cdot \rho \cdot \bar{U}^2. \quad (1.15)$$

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

$$\tau_w = \Delta P \cdot R_w/2L. \quad (1.16)$$

Величину эффекта снижения гидродинамического сопротивления и значение его коэффициентов в большинстве исследований демонстрируют в виде отношения величины DR к числу Рейнольдса. Например, на Рисунке 1.3. представлены экспериментальные результаты Рисунка 1.1, пересчитанные при помощи формулы (1.8).

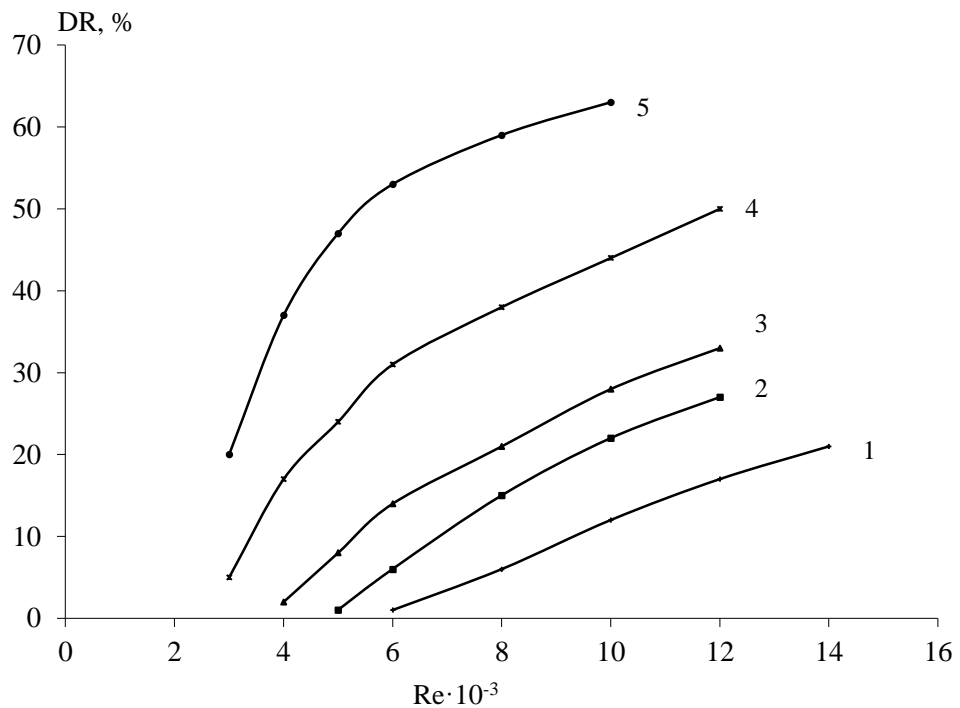


Рисунок 1.3 – Влияние числа Рейнольдса на значение эффекта Томса для растворов с различными полимерными добавками:

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

На данный момент уже было проведено множество исследований влияния как числа Рейнольдса на величину эффекта снижения гидродинамического сопротивления, так и некоторых других параметров:

- напряжение сдвига на стенке трубы (τ):

- среднерасходная скорость (\bar{U});
- динамическая скорость (u_*);
- концентрация раствора (C);
- молекулярная масса полимера (M_r);
- вязкость растворителя (η);
- термодинамическое качество растворителя;
- температура (T);
- и др.

В соответствии с Рисунком 1.3 наблюдается следующая зависимость – при увеличении числа Рейнольдса, величина эффекта Томса также увеличивается. Зависимость правдива для каждого исследованного полимерного раствора (Абдусалямов и др., 2016).

Имеется также эмпирическая информация, что эффект снижения гидродинамического сопротивления не проявляется при одинаковом числе Рейнольдса. Он может начать происходить как при начале турбулентного режима ($Re_{кр} \approx 2300$), так и через какое-то время после, когда число Рейнольдса достигает некоего порогового значения $Re_{пор} > Re_{кр}$ (Иваненков, 2003). На время начала эффекта влияет физико-химическая природа полимера в паре с растворителем. Однако сам факт увеличения значения эффекта Томса от химической природы этих веществ, концентрации и молекулярной массы полимерного образца не зависит.

В современной научно-технической литературе трактовка влияния величины числа Рейнольдса на начало снижения сопротивления ($Re_{пор}$) и на величину эффекта весьма противоречива. Например, некоторые исследователи считают, что на пороговое значение числа Рейнольдса влияет концентрация полимера, другие утверждают обратное (Хабакпашева и др., 1970). Эти противоречия объясняются тем, что в формуле для расчета числа Рейнольдса (1.5) есть кинематическая вязкость (ν), а поскольку кинематическая вязкость полимерного раствора зависит не только от физико-химической природы растворителя и концентрации полимера, а также от его

молекулярной массы и температуры раствора, то изменение хотя бы одной из этих величин, влияющих на вязкость раствора, сопровождается изменением численного значения порогового числа $Re_{\text{пор}}$.

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

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

Вследствие этого, в исследованиях полимерных добавок вместо порогового числа Рейнольдса стали использовать пороговое напряжение сдвига на стенке трубы ($\tau_{\text{пор}}$) (Shao и др., 2002). Этот гидродинамический параметр не зависит от концентрации полимера и геометрического размера трубы. Эмпирически было доказано, что на напряжение сдвига влияет только физико-химическая природа раствора полимера. Например, чем выше молекулярная масса полимерной присадки (Рисунок 1.4) и чем больше характеристическая вязкость растворов, в которых она растворена (т.е. чем лучше термодинамическое качество растворителя), тем ниже значения напряжения сдвига, начиная с которого будет наблюдаться эффект Томса, и тем больше его величина. Поэтому большинство исследователей эффекта снижения гидродинамического сопротивления величина считают пороговое напряжение сдвига ($\tau_{\text{пор}}$) более надёжным параметром, чем $Re_{\text{пор}}$, для оценки начальной эффективности полимерных противотурбулентных присадок (Sabadini и др., 2009).

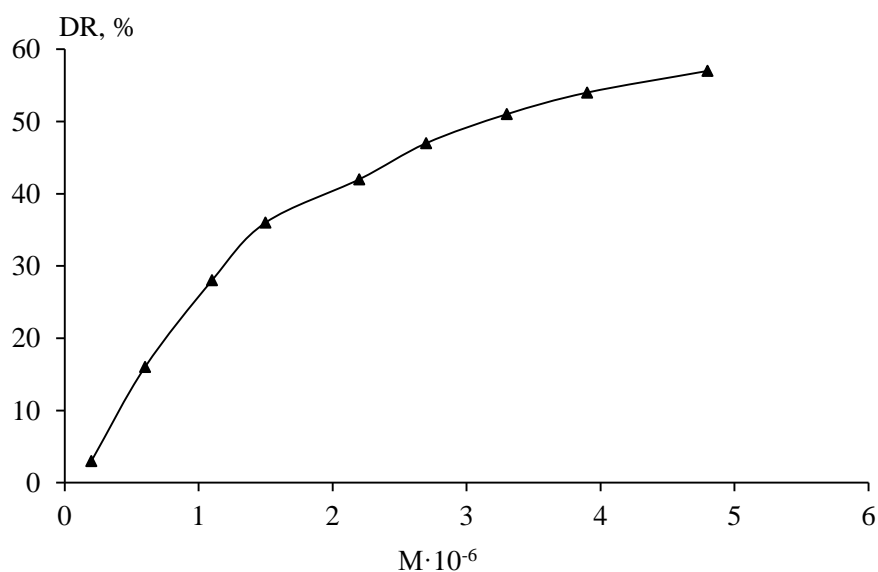


Рисунок 1.4 – Влияние молекулярной массы образцов полибутадиена, полученных при «оптимальной» концентрации растворов на значение эффекта снижения гидродинамического сопротивления

Типичные кривые влияния концентрации полимеров на величину эффекта Томса растворов двух образцов полибутадиена различных молекулярных масс ($M_1 > M_2$) представлены на Рисунке 1.5, в соответствии с которым наблюдается следующая зависимость – при увеличении концентрации полимера величина эффекта Томса также увеличивается до какого-то максимального значения (DR_{\max}), однако при последующем увеличении концентрации значения эффекта СГДС начинают постепенно уменьшаться. Максимальное же значение эффекта (DR_{\max}) достигается при определённой концентрации, индивидуальной для каждого полимерного раствора, и называется оптимальной ($C_{\text{опт}}$).

Следовательно, влияние концентрации на эффект СГДС описывается не кривой с насыщением, а имеет вид кривой с максимумом. Также исследования выявили ещё одну зависимость – увеличение напряжения сдвига (τ) приводит к увеличению значения максимума эффекта Томса (DR_{\max}), но при этом величина оптимальной концентрации, при которой наблюдается максимум, не меняется ($C_{\text{опт}} = \text{const}$).

Ещё один вывод, который можно сделать из Рисунка 1.5 – полимерным добавкам с большей молекулярной массой M требуется меньшая оптимальная концентрация ($C_{\text{опт}}$) для достижения максимального значения эффекта СГДС (DR_{max}).

Из всех вышеизложенных наблюдений следует, что в магистральные трубопроводы стоит закачивать высокомолекулярные полимерные присадки в концентрациях, не превышающих оптимальную ($C \leq C_{\text{опт}}$) в целях наименьших затрат на использование таких присадок.

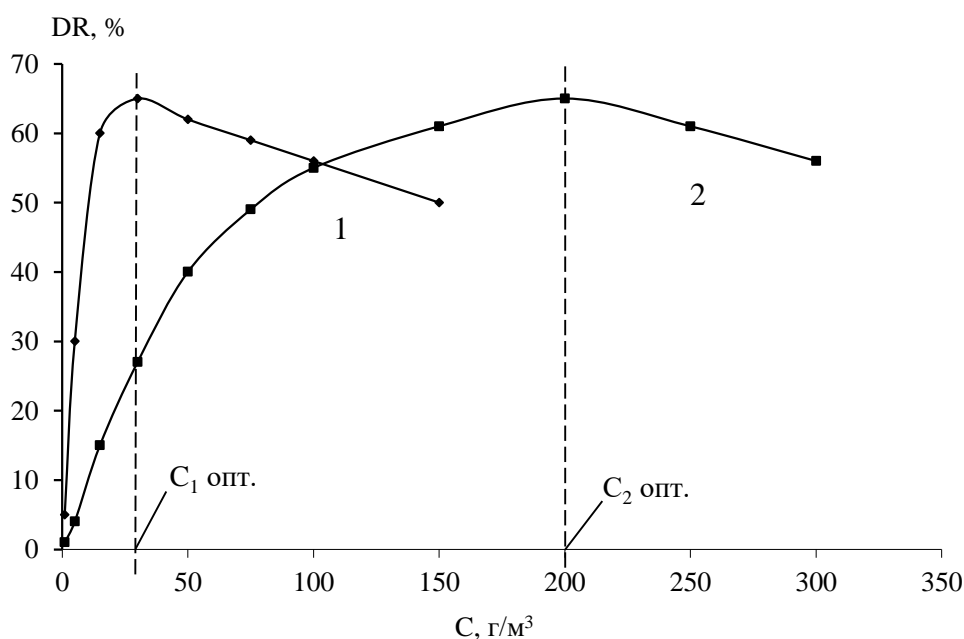


Рисунок 1.5 – Влияние концентрации полимеров на значение эффекта снижения гидродинамического сопротивления растворов двух образцов полибутадиена различных молекулярных масс ($M_1 > M_2$)

Но наиболее интересной частью концентрационной кривой зависимости эффекта является восходящая ветвь, т.е. область разбавленных растворов, из которой видно (Таблица 1.1), как с увеличением концентрации полимера увеличивается и снижение гидродинамического сопротивления. Результаты Таблицы 1.1 получены компанией «Коноко» после проведения испытаний присадки CDR-102 на нефтепроводе Лисичанск-Тихорецк

Таблица 1.1 – Результаты промышленных испытаний, проведенных на нефтепроводе Лисичанск-Тихорецк, эффективности раствора присадки CDR-102 в нефти ($\eta = 11$ мПа·с)

Концентрация противотурбулентной присадки (C), г/м ³	12	16	46	72
Величина снижения сопротивления (DR), %	13	16	31	32

Долгое время в ходе экспериментов с эффектом СГДС исследователи пытались определить влияние на него термодинамического качества и вязкости растворителя. Потому что при приготовлении полимерных растворов в первую очередь смотрят на эти физико-химические свойства. Численные значения этих показателей зависят от химической природы, компонентного состава и температуры. Однако стоит учитывать, что между частицами жидкости всегда есть межмолекулярное взаимодействие, из-за которого между вязкостью и термодинамическим качеством установилась взаимосвязь. Соответственно, получаемые по отдельности для каждого параметра результаты лишь приблизительно отражают то, как они влияют на величину эффекта Томса, во время интерпретации этих результатов у авторов наблюдаются заметные расхождения.

Например, есть утверждения, что в высоковязких растворителях эффект снижения гидродинамического сопротивления заметно больше (Мастобаев и др., 2000). Такие результаты возникают, когда пытаются исследовать эффект Томса на турбореометре при одинаковых числах Рейнольдса, однако, чем больше вязкость исследуемого растворителя, тем большее напряжение сдвига на стенках капилляра (τ) необходимо создать для достижения определённого постоянного числа Рейнольдса.

Таким образом, получается, что на высокое значение эффекта СГДС влияет не высокая вязкость растворителя, а напряжение сдвига (τ). Другие исследователи приводят аргумент что, к примеру, полимерные присадки для углеводородных жидкостей эффективны только в растворителях с малой

динамической вязкостью (Рисунок 1.6). Однако, данное утверждение было развеяно при проведении реальных испытаний влияния противотурбулентной присадки ВИОЛ на снижение гидродинамического сопротивления жидкости в магистральном нефтепроводе Тихорецк-Новороссийск был получен эффект $DR \geq 20\%$, при этом вязкость перекачиваемой нефти была более $\eta \approx 30 \cdot 10^{-3}$ Па·с. Такие разные результаты экспериментов в оценке влияния вязкости были получены из-за использования разных растворителей. Как уже было сказано, на эффект Томса также повлияло термодинамическое качество растворителей, которое при использовании разных жидкостей также изменяется.

В ходе всех этих исследований было выявлено, что термодинамическое качество жидкости-растворителя влияет на величину эффекта Томса сильнее, чем его вязкость (Пилипенко, 1980). Причём качество растворителя лучше тогда, когда межмолекулярное взаимодействие между звеньями макромолекулярных цепей и молекулами растворителя способствует реализации наиболее развернутых конформаций макромолекул, т.е. приводит к разбуханию полимерных клубков и сопутствующему увеличению характеристической вязкости раствора $[\eta]$.

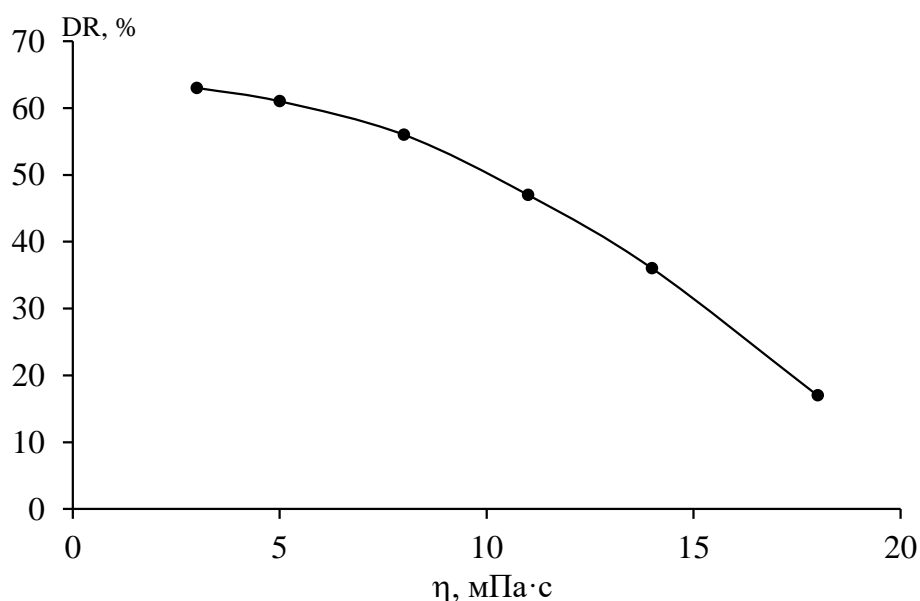


Рисунок 1.6 – Влияние вязкости растворов полибутадиена в нефти на величину эффекта СГДС

Следовательно, термодинамическое качество жидкости (взаимная совместимость полимера и растворителя) может быть оценено величиной характеристической вязкости $[\eta]$. Вне зависимости от термодинамического качества растворителя для полимерной добавки должно выполняться условие:

$$[\eta]_1 \cdot C_1 = [\eta]_2 \cdot C_2. \quad (1.17)$$

Оно означает, что для достижения определенной (фиксированной) величины эффекта Томса ($DR = \text{const}$) в растворителе с худшим термодинамическим качеством требуется во столько раз большая концентрация C_1 по сравнению с концентрацией C_2 , во сколько раз характеристическая вязкость его растворов $[\eta]_1$ меньше характеристической вязкости в растворителе лучшего термодинамического качества $[\eta]_2$ (Virk, 1975). Например, необходимо учитывать, что замена высоковязкой нефти на маловязкие растворители углеводородной природы (гептан, толуол, бензин, нефрас и т.д.), как правило, сопровождается некоторым увеличением в них характеристической вязкости $[\eta]_{\text{УВ жид}} > [\eta]_{\text{нефть}}$ растворов полимерного образца и в соответствии с ранее указанным равенством (1.17) происходит пропорциональное уменьшение величины концентрации $C_{\text{УВ жид}} < C_{\text{нефть}}$, при которой достигается заданное значение величины эффекта ($DR_{\text{УВ жид}} = DR_{\text{нефть}} = \text{const}$) (Рахманкулов и др., 2003). В лабораторных условиях замену высоковязких растворителей на маловязкие растворители близкой химической природы проводят с целью расширения диапазона чисел Рейнольдса, в котором проводят исследование полимерных растворов на лабораторных реометрах, которые конструктивно ограничены малыми радиусами рабочих трубок, а значит и малыми значениями чисел Рейнольдса (Nadri и др., 2010). Изменение термодинамического качества растворителя и, соответственно характеристической вязкости, кроме полной замены жидкости одной химической природы на другую может быть осуществлено и другими способами: варьированием состава многокомпонентного растворителя, введением микропримесей специфических реагентов, изменением температуры и т.д.

Из широкого спектра исследованных нефтерастворимых полимеров различной химической природы: полиизопрен, полибутадиен, полиалкилакрилаты, полистирол и др. наиболее эффективными агентами снижения гидродинамического сопротивления оказались рентгеноаморфные высшие полиолефины и их сополимеры. Исходные мономеры для синтеза полиолефинов относительно дешёвы и доступны, имеют углеводородную природу, а современные каталитические системы позволяют в широких пределах регулировать при синтезе молекулярную массу и структуру синтезируемых макромолекул. Поэтому именно эти полимеры используются для использования эффекта СГДС в магистральных нефтепроводах (Калашников и др., 1990; Лурье и др., 2002).

Для проведения сравнительного тестирования противотурбулентных присадок (ПТП) в идентичных условиях были разработаны методика и программа лабораторных испытаний, представленные в следующих разделах.

2 Экспериментальная часть

2.1 Объекты исследования.

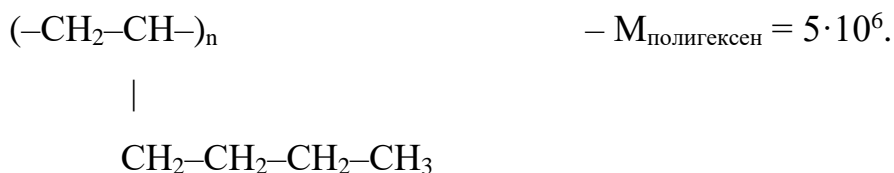
В качестве объектов исследования использовали нефть и углеводородные жидкости, свойства которых приведены в Таблице 2.1. Из таблицы следует, что при уменьшении интервала температуры выкипания углеводородной фракции уменьшаются её плотность и кинематическая вязкость.

Таблица 2.1 – Температура кипения, плотность и кинематическая вязкость нефти и её фракций при температуре 20 °С

Углеводородные жидкости	$T_{\text{кипения}},$ °С	Плотность, кг/м ³	Кинематическая вязкость, сСт
Нефть	> 50	840	7,10
Диз. топливо	220 - 350	820	3,50
Керосин	150 - 220	770	1,80
Бензин	50 - 150	710	0,60
СПГ (пропан+бутан)	< 0	540	0,25

Для проведения реологических экспериментов в качестве противотурбулентных агентов использовали нефтерастворимые полимеры (полиизопрен и полигексен), в состав макромолекул которых входят только два элемента: углерод и водород. Такой элементный состав, родственный углеводородной природе нефти, делает полимерные добавки хорошо растворимыми во всех фракциях нефти и не влияют на последующие процессы нефтепереработки (Коновалов, 2011). Структурные формулы полимеров разной молекулярной массы (M) приведены ниже (Бартенев и др., 1983).





2.2 Методы исследования

Для экспериментальной проверки текучести жидкостей и для подтверждения эффективности применения полимерных присадок были разработаны и смонтированы два лабораторных стенда. В одном стенде цилиндрический канал ($R = 1,18 \cdot 10^{-3}$ м и $L = 0,8$ м) расположен в вертикальном (Рисунок 1.2), а в другом стенде расположен в горизонтальном положении (Рисунок 2.1). На этих установках были получены практически идентичные результаты, что свидетельствует об отсутствии принципиального влияния расположения трубы в пространстве. На Рисунке 2.1 разность давлений поддерживалась на уровне 10 бар, чтобы поддерживать смесь пропана и бутана в жидком состоянии при комнатной температуре.

Устройство и эксплуатация герметичного турбулентного реометра с вертикальным расположением цилиндрического канала (Рисунок 1.2) уже была описана в главе 1. Далее речь пойдёт об горизонтальном турбореометре.

2.2.1 Устройство и эксплуатация герметичного турбулентного реометра с горизонтальным расположением цилиндрического канала

Основным рабочим узлом в установке (Рисунок 2.1) для изучения текучести жидкостей (растворителей и полимерных растворов) является стальная цилиндрическая трубка длиной (L), внутренний радиус которой равен (R_w). Вследствие герметичности установки имеется возможность проводить в ней эксперименты с легко кипящими и резко пахнущими

веществами, а также со сжиженными газами. Для этого в установке необходимо задать избыточное (запирающее) давление (P_2), превышающее давление насыщенного пара данной жидкости.

Течение жидкости через трубку из емкости (E_1) в емкость (E_2) осуществляется под действием заданного перепада давления ($\Delta P = P_1 - P_2$). Для этого необходимо в емкости (E_1), в которую предварительно залита исследуемая жидкость, создать повышенное давление ($P_1 > P_2$) и открыть шаровой кран между емкостями. Чем больше перепад давления (ΔP), тем большие значения будут иметь объёмная скорость течения (Q), число Рейнольдса (Re) и напряжение сдвига на стенке трубы (τ_w). В емкостях (E_1) и (E_2), объёмы которых равны 1 литру, имеются поплавковые уровнемеры, которые регистрируют времена (вытеснения – t_1 и накопления – t_2) фиксированных объёмов жидкости между датчиками включения и выключения секундомеров.

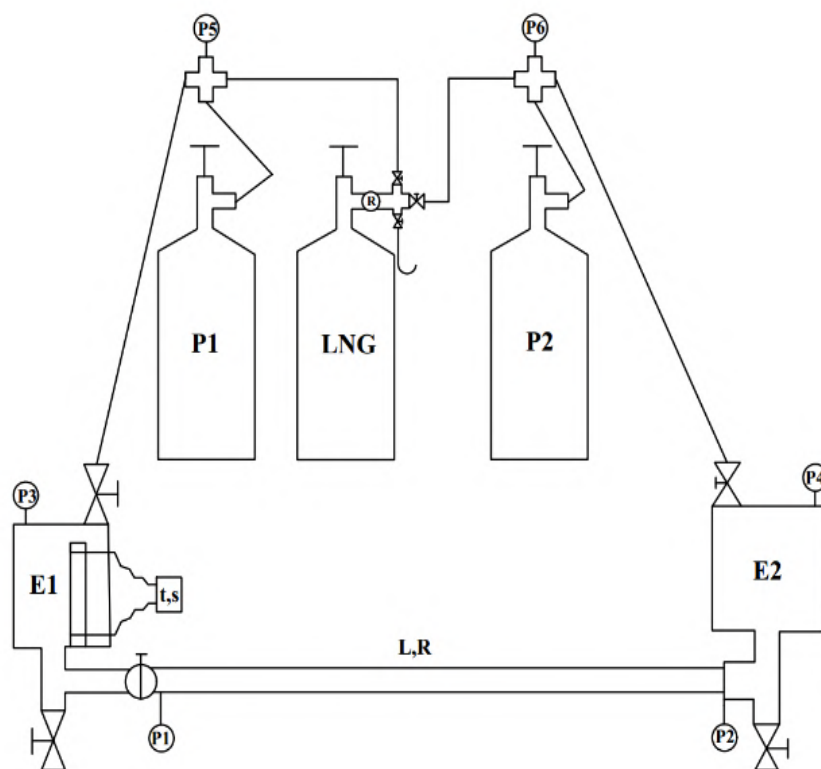


Рисунок 2.1 – Схема турбулентного реометра с горизонтальным расположением цилиндрического канала.

Герметичная установка для исследования текучести жидкостей (Рисунок 2.1) состоит из узлов:

LNG – баллон со сжатым газом (азот); P₁ – баллон-ресивер 1;
P₂ – баллон-ресивер 2; E₁ – измерительная емкость 1;
E₂ – накопительная емкость 2; R – редуктор;
С – секундомер; P₁₋₆ – манометры.

Результаты экспериментальных исследований нефтяных фракций заносятся в таблицы. По формулам, которые приведенным ниже, производится обработка полученных результатов.

2.2.2 Формулы для расчета результатов турбореометрического тестирования жидкостей

Объёмный расход (объёмная скорость), м³/с (1.11):

$$Q = V/t.$$

Приращение объёмного расхода раствора с полимерной добавкой, м³/с (1.14):

$$\Delta Q = Q_P - Q_S$$

где (s) – растворитель;

(p) – полимерный раствор.

Число Рейнольдса (1.5):

$$Re = 2Q/\pi \cdot R_w \cdot \nu,$$

Кинематическая вязкость:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (2.1)$$

Коэффициент гидродинамического сопротивления, выведенный из (1.2):

$$\lambda = \frac{4\pi^2 \cdot R_w^5 \cdot \Delta P}{\rho \cdot L \cdot Q^2} \quad (2.2)$$

Величина эффекта снижения гидродинамического сопротивления (1.8) и (1.9):

$$DR, \% = \frac{\lambda_S - \lambda_P}{\lambda_S} \cdot 100\% \quad DR, \% = \left(1 - \frac{t_P^2}{t_S^2}\right) \cdot 100\%$$

Следует отметить, что в ходе экспериментального тестирования жидкостей на турбулентном реометре множество раз проводился опыт с одним и тем же чистым растворителем. Объём растворителя в каждом опыте, как и условия его проведения не менялись. Время истечения фиксировалось электронным секундомером, точность которого составляет 0,001 сек. Было выявлено, что измеренное среднее время истечения жидкости ($t_{\text{ср.}}$) в каждом опыте при заданном перепаде давления отличается не более чем на величину $\Delta t_{\text{эксп}} < \pm 0,1$ с.

Для того, чтобы подтвердить экспериментально полученную величину отклонения был проведен теоретический расчёт.

Объёмный расход (Q) ньютоновской жидкости под действием заданного перепада давления (ΔP) в турбулентном потоке рассчитывается с помощью уравнения (1.7):

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

Чистый растворитель с известной плотностью (ρ) и вязкостью (ν) при экспериментальном исследовании в турбореометре (Рисунок 1.2) течёт через стеклянную капиллярную трубку с постоянным радиусом ($R_w = \text{const}$) и длиной ($L = \text{const}$). Она сверху соединена с рабочей камерой, в которую для эксперимента задаётся избыточный перепад давления ($\Delta P_{\text{эксп}}$), регистрируемый образцовым манометром МО1227 с ценой деления 250 Па. Соответственно, становится возможным отклонение от среднего задаваемого давления ($\Delta P_{\text{ср}}$) на величину в половину цены деления образцового манометра ($\Delta p = \pm 125$ Па):

$$\Delta P_{\text{эксп}} = \Delta P_{\text{ср}} \pm \Delta p. \quad (2.3)$$

Далее это отклонение влечёт за собой разброс результатов замера времени истечения ($\Delta t_{\text{эксп}}$) на какую-то величину (Δt):

$$\Delta t_{\text{эксп}} = \Delta t_{\text{ср}} \pm \Delta t. \quad (2.4)$$

Отсюда объёмный расход по формуле (1.11):

$$Q = V/t,$$

тоже рассчитывается с отклонением ($\pm\Delta Q$), поэтому:

$$Q_{\text{эксп}} = Q_{\text{ср}} \pm \Delta Q. \quad (2.5)$$

Чтобы найти значение абсолютной величины ошибки эксперимента по времени (Δt) разделим $Q_{\text{эксп}}$ на $Q_{\text{ср}}$, описываемых уравнением (1.7):

$$\frac{Q_{\text{эксп}}}{Q_{\text{ср}}} = \left(\frac{\Delta P_{\text{ср}} \pm \Delta p}{\Delta P_{\text{ср}}} \right)^{0,571}. \quad (2.6)$$

Если в формулу (2.8) подставить величину отклонения образцового манометра и значение задаваемого перепада давления, например, используемого в экспериментах $\Delta P_{\text{ср}} = 16350$ Па, получим:

$$\frac{Q_{\text{эксп}}}{Q_{\text{ср}}} = \left(\frac{16350 \pm 125}{16350} \right)^{0,571} = (1 \pm 0,0077)^{0,571} = 1 \pm 0,0044 \quad (2.7)$$

Далее, зная формулу (1.11):

$$Q_{\text{эксп}} = V/t_{\text{эксп}}, \quad (2.8)$$

$$Q_{\text{ср}} = V/t_{\text{ср}}, \quad (2.9)$$

получим:

$$\frac{t_{\text{ср}}}{t_{\text{эксп}}} = \frac{t_{\text{ср}}}{\Delta t_{\text{ср}} \pm \Delta t} = 1 \pm 0,0044, \quad (2.10)$$

$$\pm \Delta t = 0,0044 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (2.11)$$

Подставив в эту формулу (2.11) время истечения, например, нефраса С2 ($t_{\text{ср}} = 12,73$ с) при заданном давлении 16350 Па, получим величину абсолютной погрешности измерения времени:

$$\Delta t = \pm 0,056 \text{ с.}$$

При этом относительная ошибка измерения времени течения (δ):

$$\delta, \% = \frac{\Delta t}{t_{\text{ср}}} \cdot 100\% = \frac{0,056}{12,73} \cdot 100\% = 0,44\%. \quad (2.12)$$

Таким образом, экспериментально наблюдаемый факт был подтверждён проведённым теоретическим расчётом. Поэтому при проведении исследований с замерах времени истечения жидкости через трубку турбулентного реометра разброс результатов по времени не превышал $\Delta t \leq \pm 0,1$ с.

Значение эффекта снижения гидродинамического сопротивления жидкостей (DR , %) полимерными присадками рассчитывается как относительное изменение коэффициента гидродинамического сопротивления с помощью выведенного выше уравнения (1.10):

$$DR, \% = \left(1 - \frac{Q_S^2}{Q_P^2}\right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{t_P^2}{t_S^2}\right) \cdot 100\%. \quad (2.13)$$

Принимая время истечения полимерного раствора и растворителя с учётом абсолютной погрешности получим:

$$DR, \% = \left(1 - \frac{(t_P \pm \Delta t)^2}{(t_S \pm \Delta t)^2}\right) \cdot 100\%. \quad (2.14)$$

После ряда некоторых преобразований и упрощений, уравнение (2.14) будет иметь вид:

$$DR_{\text{ср}}, \% = DR_{\text{эксп}}, \% \pm \frac{2\Delta t}{t_S} \cdot 100\%. \quad (2.15)$$

Полученное выражение используется для расчета значения эффекта СГДС, подставив в которое найденное значение $\Delta t = \pm 0,056$ с и $t_S = 12,73$ с при принятом ранее перепаде давления ($\Delta P = 16350$ Па), получим:

$$DR_{\text{эксп}}, \% = DR_{\text{ср}}, \% \pm \frac{2 \cdot 0,056}{12,73} \cdot 100\% = DR_{\text{ср}}, \% \pm 0,9\%. \quad (2.16)$$

Из чего следует, что во время экспериментальных исследований эффекта снижения гидродинамического сопротивления с использованием турбулентного реометра со стеклянным цилиндрическим каналом, погрешность определения величины DR , % составляет ~1%.

2.2.3 Ротационный вискозиметр для измерения вязкости

Для экспериментального измерения реологических свойств жидкостей используют вискозиметры разной конструкции, от которой зависит метод измерения. Вискозиметр может быть трубчатым (капиллярным), вибрационным, ротационным и т.д. Вязкость нефти и концентрированных

растворов полимеров в большинстве случаев измеряют на ротационных вискозиметрах, принцип работы которых использует закон Ньютона $\tau = \eta \cdot \dot{\gamma}$.

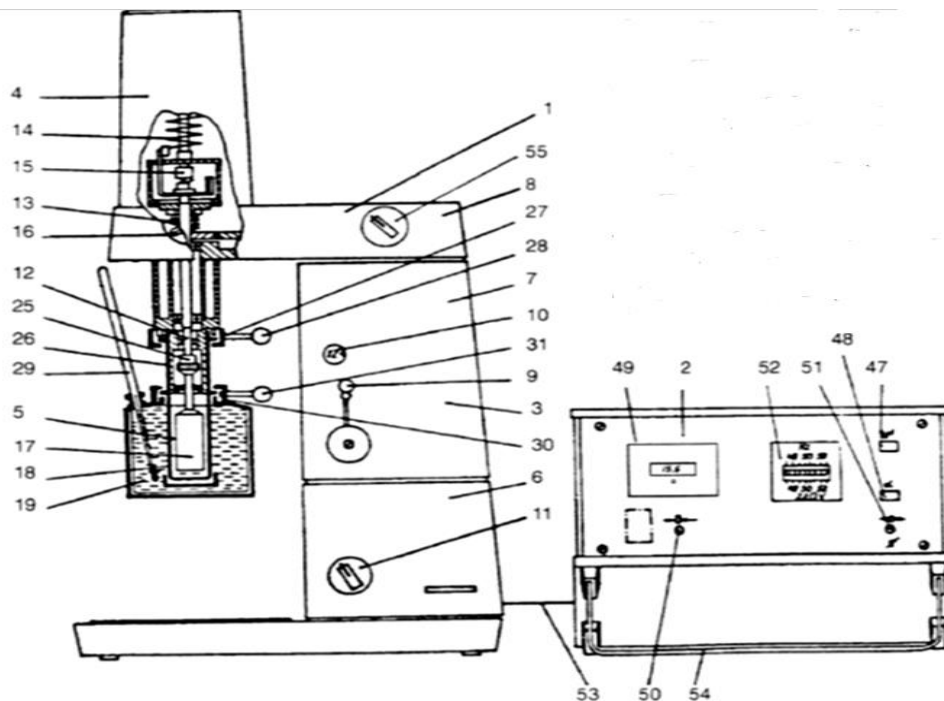


Рисунок 2.2 – Схема ротационного вискозиметра «Реотест-2».

1 – корпус вискозиметра; 2 – блок измерения; 3 – привод; 4 – измерительный механизм; 5 – цилиндрическое измерительное устройство; 6 – стойка; 7 – ступенчатая коробка передач; 8 – мост передачи; 9 – рычаг переключения коробки передач; 10 – шкала числа оборотов; 11 – переключатель числа оборотов; 12 – измерительный вал; 13 – приводной вал; 14 – динамометр; 15 – приборный потенциометр; 16 – переключатель диапазона (I–II); 17 – измерительный прибор; 18 – измерительная емкость; 19 – термостатирующая баня; 25 – муфта; 26 – втулка; 27 – натяжное кольцо; 28 – натяжной рычаг; 29 – термометр; 30 – натяжное кольцо бани; 31 – натяжной рычаг бани; 47 – выключатель двигателя; 48 – выключатель блока измерения; 49 – индикаторный прибор; 50 – установка нуля механическая; 51 – установка нуля электрическая; 52 – измеритель частоты аналоговый; 53 – соединительный кабель; 54 – устройство для установки прибора под наклоном; 55 – переключатель передачи.

Данный вискозиметр может работать с различными скоростями сдвига ($\dot{\gamma}$), которые могут меняться в больших пределах. Скорость сдвига задаётся скоростью вращения (ω) меньшего цилиндра радиусом r , ось вращения которого совпадает с осью вращения второго неподвижного цилиндра с

большим радиусом (R) (Рисунок 2.3). Этот цилиндр является измерительной ёмкостью, в которую заливают измеряемую жидкость, после чего в него помещают внутренний цилиндр. Между цилиндрами образуется узкий зазор, в котором осуществляется ламинарное течение исследуемой жидкости. Оба цилиндра находятся в термостатируемой ячейке, что позволяет проводить эксперименты в широком интервале температур. Сама ячейка подключена к жидкостному циркуляционному термостату.

Для придания постоянной скорости вращения (ω) меньшему цилиндру, ему передаётся крутящий момент M через измерительный вал. Крутящий момент M измеряется отклонением цилиндрической винтовой пружины, напрямую соединённой с измерительным валом. Это отклонение реализуется с помощью реостата, находящегося в электрической цепи, соединённой по мостовой схеме. Электрический ток, протекающий через мостовую ветвь такой схемы прямо пропорционален крутящему моменту M пружины.

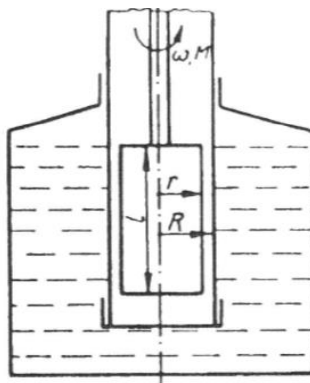


Рисунок 2.3 – Коаксиальная цилиндрическая система

Таким образом, ротационный вискозиметр измеряет напряжение сдвига (τ), а динамическую вязкость (η), являющейся изначальной целью, позже рассчитывают путём деления величины напряжения сдвига (τ) на заданную скорость сдвига ($\dot{\gamma}$).

3 Обсуждение результатов экспериментов

3.1 Тестирование полимеров с противотурбулентными свойствами, полученными в результате лабораторного синтеза в ИК СО РАН

Результаты экспериментального определения (Таблица 3.1) и графическая иллюстрация зависимости величины эффекта СГДС присадки ИК-3439 от концентрации представлена на Рисунке 3.1, где $C_{\text{опт.}} = 5 \text{ г/м}^3$.

Таблица 3.1 – Зависимости величины эффекта СГДС (DR , %) от концентрации (C , г/м^3) присадки ИК-3439 при двух напряжениях сдвига $\tau_w = 4 \text{ Па}$ (1) и $\tau_w = 10 \text{ Па}$ (2)

C , г/м^3	0	2	4	8	16	32
1. DR_1 , %	0	38	53	54	52	49
2. DR_2 , %	0	33	48	56	53	36

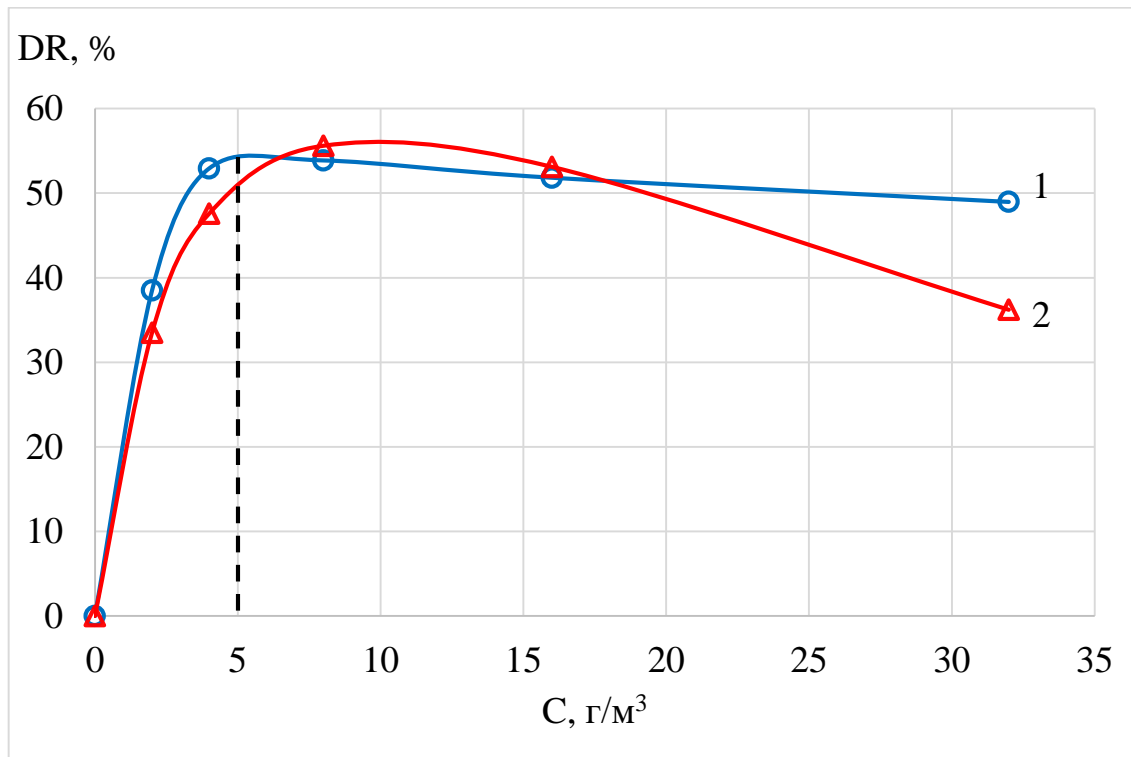


Рисунок 3.1 – Зависимость величины эффекта СГДС (DR , %) от концентрации (C , г/м^3) присадки ИК-3439 при двух напряжениях сдвига $\tau_w = 4 \text{ Па}$ (1) и $\tau_w = 10 \text{ Па}$ (2), $C_{\text{опт.}} = 5 \text{ г/м}^3$

Результаты экспериментального определения (Таблица 3.2) и графическая иллюстрация зависимости величины эффекта СГДС присадки ИК-11А от концентрации представлена на Рисунке 3.2, где $C_{\text{опт.}} = 1,25 \text{ г/м}^3$.

Таблица 3.2 – Зависимости величины эффекта СГДС (DR , %) от концентрации (C , г/м^3) присадки ИК-11А при двух напряжениях сдвига $\tau_w = 4 \text{ Па}$ (1) и $\tau_w = 10 \text{ Па}$ (2)

C , г/м^3	0	1	2	4	8	16
1. DR_1 , %	0	55	54	52	48	47
2. DR_2 , %	0	48	57	56	53	52

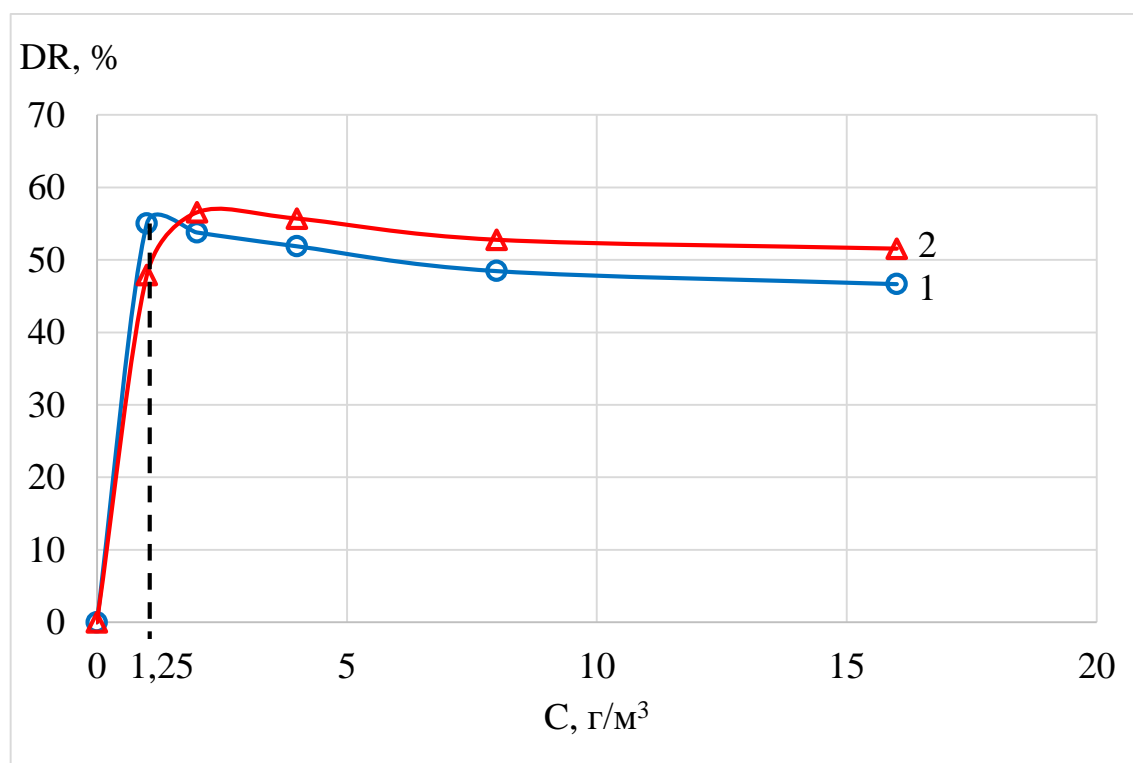


Рисунок 3.2 – Зависимость величины эффекта СГДС (DR , %) от концентрации (C , г/м^3) присадки ИК-11А при двух напряжениях сдвига $\tau_w = 4 \text{ Па}$ (1) и $\tau_w = 10 \text{ Па}$ (2), $C_{\text{опт.}} = 1,25 \text{ г/м}^3$

Результаты экспериментального определения (Таблица 3.3) и графическая иллюстрация зависимости величины эффекта СГДС присадки ИК-3388 от концентрации представлена на Рисунке 3.3, где $C_{\text{опт.}} = 4,5 \text{ г/м}^3$.

Таблица 3.3 – Зависимости величины эффекта СГДС (DR , %) от концентрации (C , г/м^3) присадки ИК-3388 при двух напряжениях сдвига $\tau_w = 4 \text{ Па}$ (1) и $\tau_w = 10 \text{ Па}$ (2)

C , г/м^3	0	2	4	8	16	32
1. DR_1 , %	0	48	55	53	51	47
2. DR_2 , %	0	46	51	53	53	51

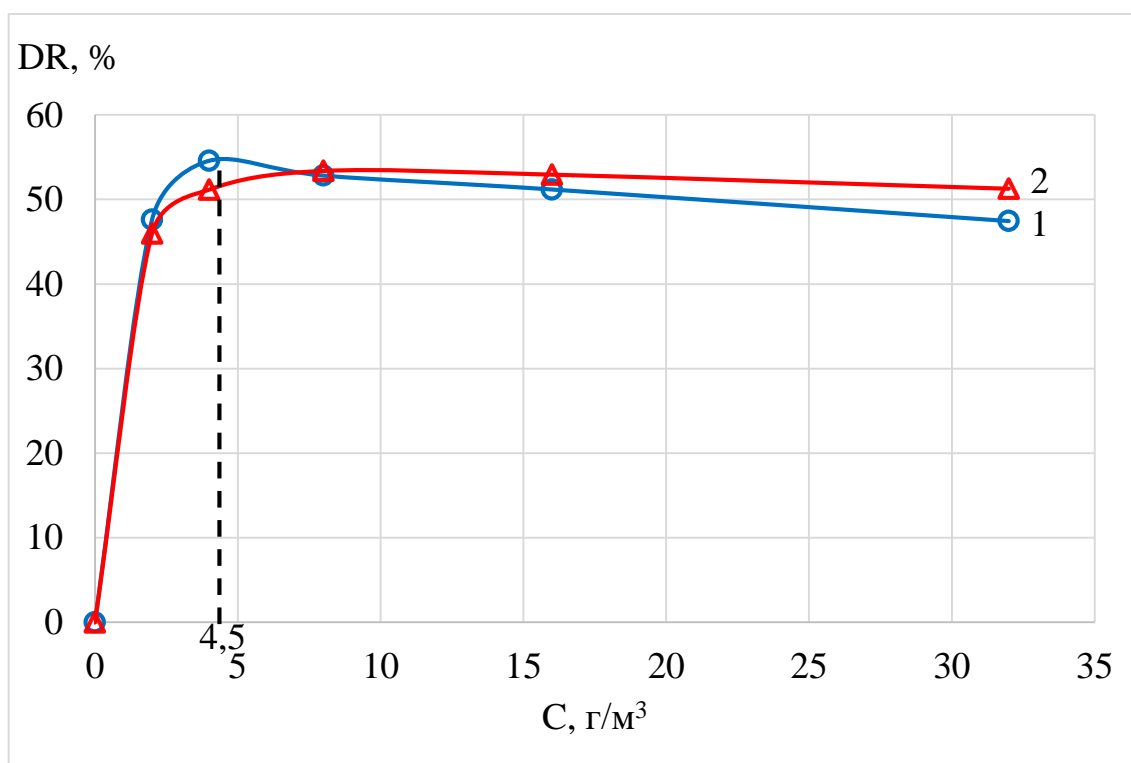


Рисунок 3.3 – Зависимость величины эффекта СГДС (DR , %) от концентрации (C , г/м^3) присадки ИК-3388 при двух напряжениях сдвига $\tau_w = 4 \text{ Па}$ (1) и $\tau_w = 10 \text{ Па}$ (2), $C_{\text{опт.}} = 4,5 \text{ г/м}^3$

Результаты экспериментального определения (Таблица 3.4) и графическая иллюстрация зависимости величины эффекта СГДС присадки ИК-3388 от концентрации представлена на Рисунке 3.4, где $C_{\text{опт.}} = 2,5 \text{ г/м}^3$.

Таблица 3.4 – Зависимости величины эффекта СГДС (DR , %) от концентрации (C , $г/м^3$) присадки ИК-3438 при двух напряжениях сдвига $\tau_w = 4$ Па (1) и $\tau_w = 10$ Па (2)

C , $г/м^3$	0	0,5	1	2	4	8	32
1. DR_1 , %	0	25	38	55	54	51	46
2. DR_2 , %	0	23	35	50	55	52	49

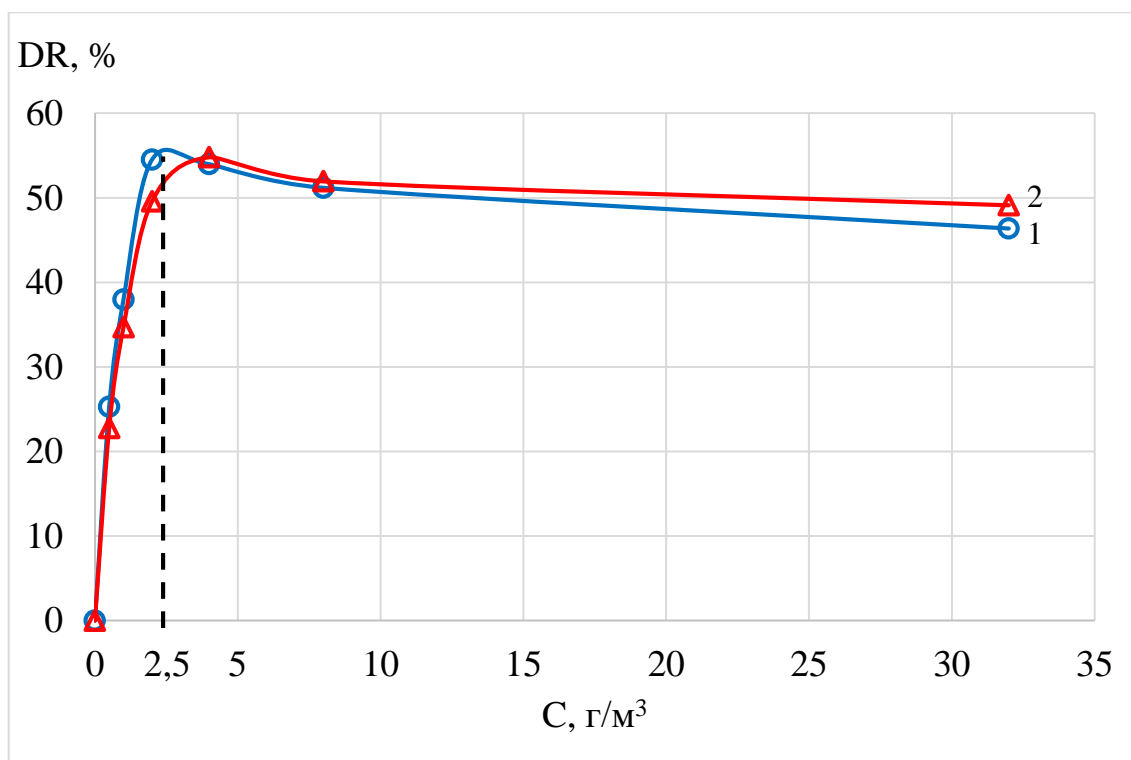


Рисунок 3.4 – Зависимость величины эффекта СГДС (DR , %) от концентрации (C , $г/м^3$) присадки ИК-3438 при двух напряжениях сдвига $\tau_w = 4$ Па (1) и $\tau_w = 10$ Па (2), $C_{опт.} = 2,5$ $г/м^3$

Как следует из Рисунков 3.1-3.4, максимальное значение эффекта снижения гидродинамического сопротивления (DR), находится в пределах от 50% до 60%, т.е. на перекачку, например, нефраса С2 требуется затратить в 2 раза меньше электроэнергии, чем без использования полимеров. Это достигается при относительно малых оптимальных концентрациях полимера присадки ($C_{опт.}$) от 1,25 $г/м^3$ до 5 $г/м^3$.

3.2 Проведение исследования и лабораторного испытания присадки «Нара» (производства ООО «Дельта-Р») и присадки ForeFTA (производство АО Алтайский Химпром).

Для проведения исследований реологических свойств растворов противотурбулентных присадок «Нара» (АО «Дельта-Р») и «ForeFTA» (ПАО НК «РуссНефть») в нефрасе С2 и в нефти, полученной от Заказчиков (ПАО НК «РуссНефть», Ханты-Мансийский филиал), предварительно растворяли деэмульгатор «Химтехно 505» в количестве 37 г/т и получали исходные растворители с целью дальнейшего приготовления на их основе полимерных растворов различной концентрации присадок «Нара» и «ForeFTA». Концентрация полимерных растворов, использованных для тестирования противотурбулентных свойств присадок, растворенных в прямогонном бензине, находилась в интервале 0,25-16 г/м³ для «Нара» и 0,5-32 г/м³ для «ForeFTA».

Кинематическая вязкость нефраса С2 и нефти, измеренные при температуре 20 °С капиллярным вискозиметром, равняются $\nu_{\text{нефрас}} = 0,69 \cdot 10^{-6}$ м²/с и $\nu_{\text{нефть}} = 13,4 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Плотность нефраса и нефти при температуре 20°С равняются $\rho_{\text{нефрас}} = 720$ кг/м³ и $\rho_{\text{нефть}} = 857$ кг/м³. Характеристическую вязкость растворов присадки «Нара» и «ForeFTA» в нефрасе С2 и в обезвоженной нефти, полученной с месторождения, определяли методом капиллярной вискозиметрии. Экспериментально установили их значения, которые равны для присадки «Нара» $[\eta]_{\text{нефрас}} = 2,55$ м³/кг и $[\eta]_{\text{нефть}} = 1,64$ м³/кг, а для присадки ForeFTA получены $[\eta]_{\text{нефрас}} = 1,63$ м³/кг и $[\eta]_{\text{нефть}} = 0,97$ м³/кг. Меньшие значения характеристической вязкости (более чем в полтора раза) растворов присадок «Нара» и «ForeFTA» в нефти по сравнению с растворами в нефрасе свидетельствуют о лучшей растворимости этих присадок в смеси низкокипящих углеводородов, т.е. в нефрасе С2.

Измерения влияния температуры на динамическую вязкость (η) растворов полимерной присадки в нефти при разных скоростях сдвига

проводили на ротационном вискозиметре «Реотест. 2». Результаты экспериментов приведены в Таблице 3.5. Установлено, что первые четыре образца нефти без полимерной присадки, но с присадкой «Химтехно 505», концентрация которой в нефти составляет 37 ppm являются ньютоновскими жидкостями, а четыре последующие образца нефти с присадкой «Химтехно 505» и с присадкой ПТП малой концентрации ($C = 2 \text{ кг/м}^3$ «Нара» и $C = 16 \text{ г/м}^3$ «ForeFTA») являются неньютоновскими жидкостями без ПТП (Таблица 3.5). Это объясняется присутствием в нефти незначительного количества высокомолекулярного полимера (0,2 % масс.), что придает полимерному раствору неньютоновские свойства, т.е. их вязкости практически не зависят от скорости сдвига.

Следует отметить, что вязкость нефти с полимерной присадкой ForeFTA при равных скоростях сдвига и одинаковых температурах несколько выше (на ~ 5%) вязкости «чистых» образцов нефти без ПТП. Это объясняется присутствием в нефти незначительного количества высокомолекулярного полимера (~20 ppm).

Таблица 3.5 – Результаты измерения нефти на ротационном вискозиметре динамической вязкости (η , мПа·с) при разной температуре и различных скоростях сдвига.

	Состав жидкости	49с^{-1}	81с^{-1}	146с^{-1}	243 с^{-1}	437 с^{-1}	729 с^{-1}	1312 с^{-1}
1	Нефть при 30 °С	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5
2	Нефть при 20 °С	11,9	11,8	11,7	11,6	11,5	11,5	11,5
3	Нефть при 10 °С	18,8	18,6	18,5	18,5	18,5	18,4	18,4
4	Нефть при 0 °С	34,5	34,3	34,2	34,2	33,9	34,1	34,1

Продолжение таблицы 3.5

5	Нефть с ПТП «Нара» при 30 °С	0,019	0,018	0,018	0,017	0,017	0,016	0,016
6	Нефть с ПТП «Нара» при 20 °С	0,027	0,025	0,024	0,024	0,023	0,022	0,022
7	Нефть с ПТП «Нара» при 10 °С	0,043	0,042	0,040	0,038	0,037	0,037	0,037
8	Нефть с ПТП «Нара» при 0 °С	0,072	0,070	0,067	0,063	0,060	0,059	0,059
9	Нефть с ПТП «ForeFTA» при 30 °С	8,5	8,3	8,4	8,2	8,4	8,5	8,4
10	Нефть с ПТП «ForeFTA» при 20 °С	12,3	12,1	12,0	11,9	11,9	12,0	11,9
11	Нефть с ПТП «ForeFTA» при 10 °С	19,7	19,5	19,4	19,5	19,3	19,5	19,4
12	Нефть с ПТП «ForeFTA» при 0 °С	40,7	40,2	39,8	39,3	38,8	38,4	38,1

Реологические свойства чистого растворителя, в качестве которого использовали нефрас С2, и разбавленных растворов противотурбулентных присадок «Нара» производства АО «Дельта-Р» и «ForeFTA» (ПАО НК «РуссНефть») в нефти, полученной от ПАО НК «РуссНефть», измеряли проводя эксперименты с использованием турбулентного реометра при температуре $T = 293$ К (Гареев и др., 2013). Растворитель нефрас С2, при этой температуре имеет невысокую плотность $\rho = 720$ кг/м³ и небольшую кинематическую вязкость $\nu = 0,69 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Основным рабочим узлом турбулентного реометра является цилиндрический канал с радиусом $R_w = 1,18 \cdot 10^{-3}$ м и длиной $L = 0,8$ м. Жидкость пропускали под действием двух различных перепадов давления (ΔP , Па). Время истечения (t , с) через цилиндрический канал реометра равных объёмов различных жидкостей ($V =$

$\text{const} = 107 \times 10^{-6}, \text{ м}^3$) фиксировали электронным секундомером и рассчитывали объёмную скорость течения (объёмный расход). По известным и общепринятым формулам, приведённым во 2 главе, рассчитывали также соответствующие значения напряжения сдвига ($\tau_w, \text{ Па}$) и числа Рейнольдса (Re), а также величину эффекта СГДС ($DR, \%$) (Манжай, 2009; Рабинович, 1980).

Результаты экспериментального определения времени истечения растворителя (нефрас С2) при различных перепадах давления и соответствующих числах Рейнольдса в турбулентной области и при температуре 20 °С представлены в Таблице 3.6. Результаты исследования текучести растворов с ПТП в нефрасе, имеющих разную концентрацию противотурбулентной присадки «Нара» и «ForeFTA», помещены в виде таблиц в раздел 6. В таблицы внесены усредненные времена протекания через канал турбореометра равных объёмов жидкостей ($V = \text{const} = 107 \times 10^{-6}, \text{ м}^3$) после проведения трех параллельных измерений, как с растворителем, так и с каждым полимерным раствором определенной концентрации.

Графическая иллюстрация зависимости величины эффекта ($DR, \%$) присадки «Нара» и «ForeFTA» от концентрации при двух разных напряжениях сдвига представлена на Рисунках 3.5 и 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты измерения текучести чистого растворителя (нефрас С2) через канал турбулентного реометра

$\Delta P, \text{ Па}$	6350	16350
$t, \text{ с}$	20,27	12,73
$\tau_w, \text{ Па}$	4,0	10,0
Re	4120	6570
$Q_s \cdot 10^6, \text{ м}^3/\text{с}$	5,27	8,40

Обычно перекачка нефти по промышленным магистральным трубопроводам в зависимости от их загруженности осуществляется в турбулентном режиме ($Re > 2300$) при напряжениях сдвига в диапазоне давлений 1-10 Па (Ridao, 2004). Всем этим критериям соответствуют гидродинамические характеристики течения нефраса С2 (прямогонного бензина) в лабораторном турбулентном реометре.

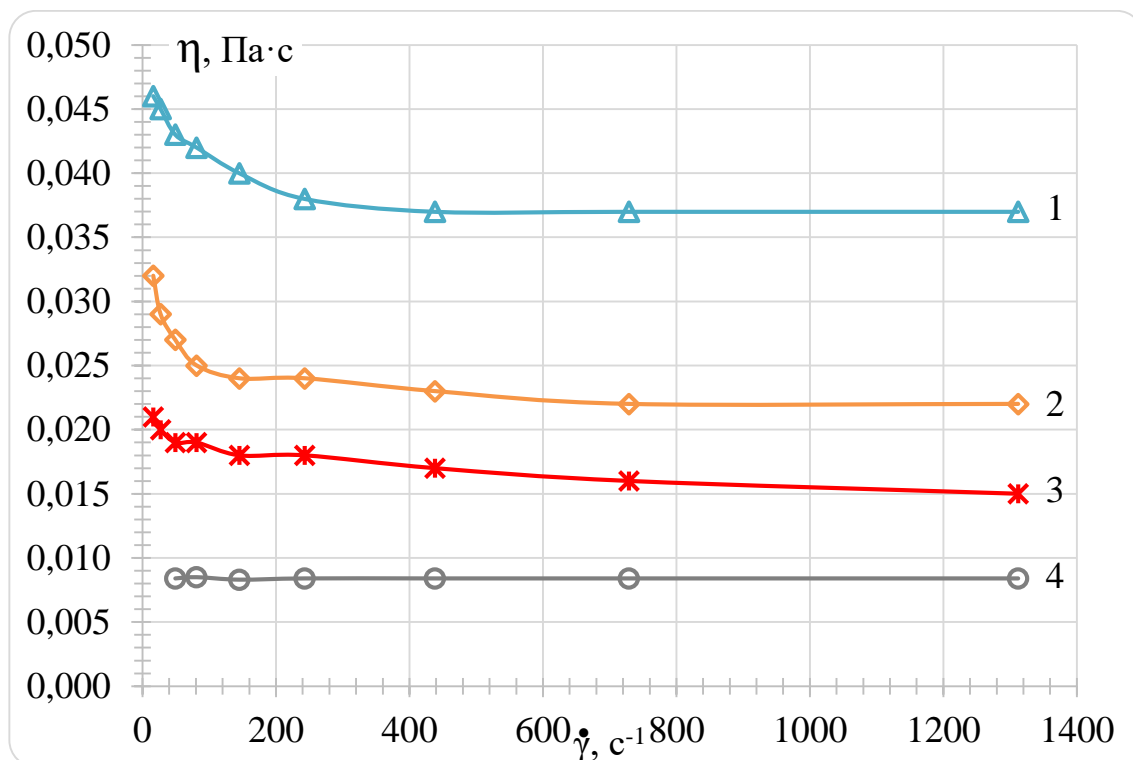


Рисунок 3.5 – Влияние скорости сдвига чистой нефти при 30°C (кривая 4) и нефти с ПТП «Нара» при 10°C (кривая 1), при 20°C (кривая 2), при 30°C (кривая 3) на динамическую вязкость

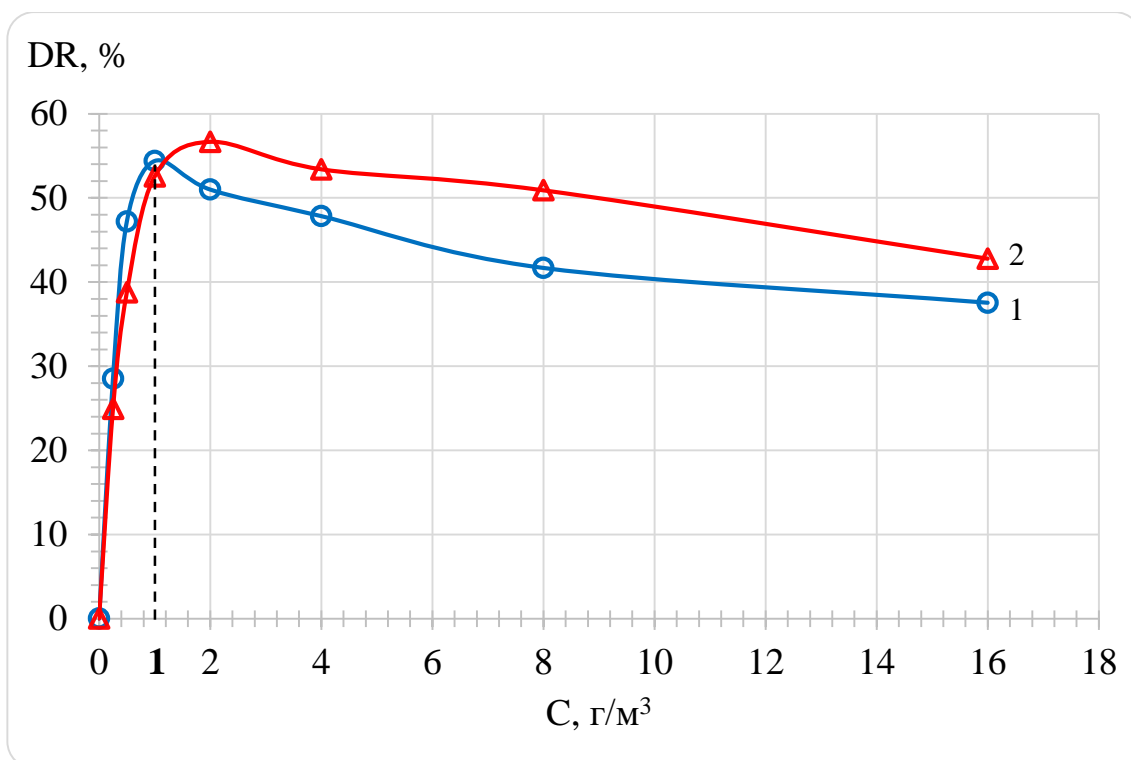


Рисунок 3.6 – Зависимость величины эффекта СГДС (DR, %) от концентрации (С г/м³) присадки «Нара» для двух значений напряжения сдвига $\tau_w = 4$ Па (1) и $\tau_w = 10$ Па (2), $C_{\text{опт.}} = 1$ г/м³

Как следует из Рисунка 3.6, максимальное значение эффекта СГДС ($DR \approx 54\%$) в нефрасе С2 достигается при «оптимальной» концентрации присадки $C_{\text{опт.}} = 1$ г/м³. Но с учетом достоверности ранее упомянутого в разделе 2 соотношения $C_1 \cdot [\eta]_1 = C_2 \cdot [\eta]_2$ и, зная, что характеристическая вязкость присадки в нефти в 1,6 раза меньше чем в нефрасе, можно прогнозировать «оптимальную» концентрацию полимера в нефтяном потоке примерно равную $C_{\text{опт.}} \approx 2$ г/м³. С учетом того, что массовая доля мелкодисперсного полимера в суспензионной присадке составляет четверть (25% масс.) (Коновалов, 2015), то в нефтяной поток в трубопроводе для получения максимального эффекта следует дозировать полимерную суспензию в количестве ~ 8 г/м³.

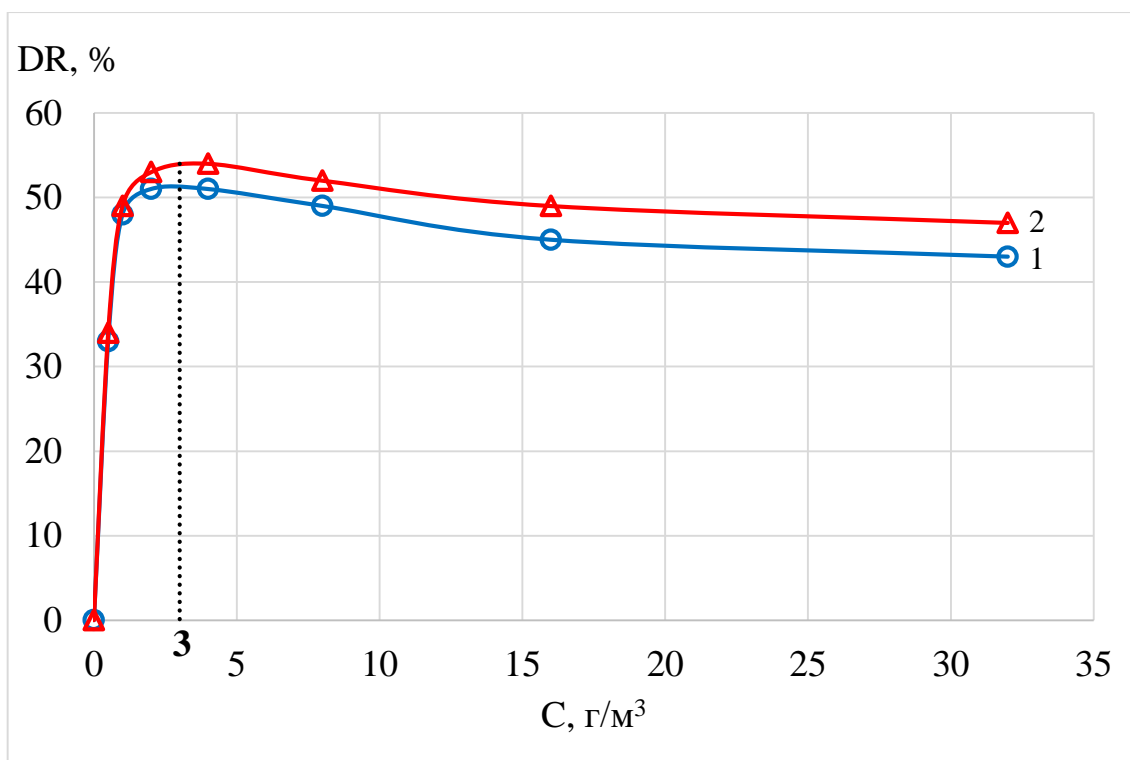


Рисунок 3.7 – Зависимость величины эффекта СГДС (DR , %) от концентрации (C , г/м³) присадки ForeFTA при двух напряжениях сдвига $\tau_w = 4$ Па (1) и $\tau_w = 10$ Па (2)

Как следует из Рисунка 3.7, максимальное значение эффекта снижения гидродинамического сопротивления ($DR \approx 54\%$) в нефрасе С2 достигается при «оптимальной» концентрации присадки $C_{\text{опт.}} = 3$ г/м³. Но с учетом достоверности ранее упомянутого в разделе 2 соотношения произведения концентрации и характеристической вязкости в двух разных растворителях $C_1 \cdot [\eta]_1 = C_2 \cdot [\eta]_2$ и, зная, что характеристическая вязкость присадки в нефти в 1,7 раза меньше чем в нефрасе, можно прогнозировать «оптимальную» концентрацию полимера в нефтяном потоке примерно равную $C_{\text{опт.}} \approx 5$ г/м³.

Выводы:

1. Полимер присадки «Нара» имеет бóльшую противотурбулентную эффективность, т.к. требуется ничтожно малая концентрация полимера в бензине, равная всего 1 г/м³ для снижения гидродинамического сопротивления в два раза.

2. Полимера присадки ForeFTA требуется около 3 г/м^3 в бензине для достижения такого же эффекта, как у «Нара».
3. Стоит учитывать, что характеристическая вязкость присадок в нефти меньше чем в нефрасе, а также то, что массовая доля мелкодисперсного полимера в суспензионной присадке составляет 25%. Отсюда следует, что для нефти оптимальные концентрации присадок должны быть больше: 8 г/м^3 для «Нара» и 20 г/м^3 для ForeFTA соответственно.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Экономическое обоснование рентабельности применения противотурбулентных полимеров в нефтепроводах

В магистерской диссертации описывается целесообразность использования противотурбулентных присадок для перекачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам. Современные противотурбулентные присадки (ПТП) представляют собой в основном раствор или суспензию высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе. Противотурбулентные присадки позволяют уменьшить турбулентность в пристеночной области, в результате чего уменьшается гидравлическое сопротивление линейной части и, как следствие, потери напора на трение.

В данной работе основной упор делается на применение противотурбулентных присадок для снижения энергопотребления при перекачке нефти по действующим магистральным нефтепродуктопроводам, дополнительные эффекты, достигаемые от применения противотурбулентных присадки, не рассматриваются. Также не прорабатывался вопрос применения противотурбулентных присадок в задачах проектирования. В диссертации рассмотрены вопросы применения противотурбулентных присадок для увеличения производительности и снижения энергозатрат на существующих нефтепроводах. При выполнении технико-экономического обоснования учтены все составляющие эксплуатационных затрат (заработная плата персонала, затраты на техническое обслуживание, ремонт линейной части т.д.) и рассмотрено применение противотурбулентных присадок в задачах проектирования.

4.2 Необходимые материалы и оборудование

Лабораторные эксперименты проводились на лабораторных стендах, суммарная стоимость которых 5000000 руб.

При проведении эксперимента в лаборатории использовалась следующая техника:

- 1) турбулентный реометр с вертикальным каналом;
- 2) турбулентный реометр с горизонтальным каналом;
- 3) ротационный вискозиметр.

Для проведения эксперимента в лаборатории понадобятся следующие химические вещества:

- 1) полиизопрен;
- 2) полигексен;
- 3) нефть;
- 4) бензин;
- 5) керосин;
- 6) смесь пропана и бутана.

Общая таблица стоимости материалов представлена в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Цена необходимых материалов и оборудования

Наименование материала	Стоимость
Бензин	44,00 руб./литр
Нефрас С2	200 руб./кг
Противотурбулентные присадки	500 руб./кг
Лабораторные стенды 3 ед.	5000000 руб.

Расчёт затрат на перекачивание нефтепродуктов через трубопровод проводился для двух случаев. В первом случае нефть закачивалась без полимерных добавок. В случае 2 нефть прокачивалась по трубопроводам с расчётным количеством полимерных присадок.

4.3 Транспорт нефти по трубопроводу без полимерных присадок

Для расчёта затрат в первом случае использовались исходные данные, приведённые в Таблице 4.3.

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчёта затрат на транспорт нефти по трубопроводу без полимерных добавок

Наименование параметра	Единица измерения	Условное обозначение	Значение
Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 25.05.2021 г.*	руб./долл.		73,5
Объём перекачиваемой нефти	т/год	Q_n	36570
Протяженность нефтепровода	км	L	15
Стоимость нефтепровода	тыс. руб.	$C_{нп}$	22000
Стоимость электроэнергии	руб/кВт·ч	$Ц_э$	3,25
Стоимость насоса	тыс. руб.	$C_{нас}$	210
Заработная плата	руб./месяц	$M_{оп}$	70000
Количество работников		$Ч_{оп}$	2
Премиальный коэффициент		$K_{ппр}$	0,75
Районный коэффициент		K_c	1,8
Насос для перекачки нефти	кВт·ч	W	50
Количество насосов	шт.	$N_{нас}$	6
Стоимость печей	тыс. руб.	$C_{печь}$	480
Количество печей	шт.	$N_{печь}$	2
Общепроизводственные расходы	%	$O_{ппр}$	10
Нормативы эксплуатационных затрат	%	$Ц_{эз}$	1,56
Норма амортизации нефтепровода	%	$N_{а.нп}$	1
Норма амортизации насоса	%	$N_{а.нас}$	12
Норма амортизации печи	%	$N_{а.печь}$	1,5
Нормативы на налоги и платежи в себестоимости	%	$C_{ЕСН}$	0,26

Смета затрат состоит из следующих статей:

Рассчитываем заработную плату операторов:

$$ЗП = M_{\text{оп}} \cdot Ч_{\text{оп}} \cdot (1 + K_{\text{пп}}) \cdot (1 + K_{\text{р}}) \cdot 12$$

$$ЗП = 70000 \cdot 2 \cdot (1 + 0,75) \cdot (1 + 1,8) \cdot 12$$

$$ЗП = 8232000 \text{ руб.}$$

Страховые взносы:

$$ЕСН = ЗП \cdot C_{\text{ЕСН}}$$

$$ЕСН = 8232000 \cdot 0,26$$

$$ЕСН = 2140320 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления складываются из годовых отчислений на реновацию трубопровода и насосов:

$$A_0 = \sum_{i=1}^n C_i \cdot H_{ai}. \quad (4.1)$$

$$A_0 = (C_{\text{пп}} \cdot H_{\text{а.пп}}) + (C_{\text{нас}} \cdot H_{\text{а.нас}}) + (C_{\text{печь}} \cdot H_{\text{а.печь}})$$

$$A_0 = (22000 \cdot 0,01) + (210 \cdot 0,12) + (480 \cdot 0,015)$$

$$A_0 = 252400 \text{ руб.}$$

Расход электроэнергии для перекачки нефти:

$$ЗЭ = Ц_{\text{э}} \cdot N_{\text{нас}} \cdot W \cdot T \cdot Д$$

$$ЗЭ = 3,25 \cdot 6 \cdot 50 \cdot 24 \cdot 365$$

$$ЗЭ = 8541000 \text{ руб.}$$

Прямые расходы:

$$ПР = ЗП + ЗЭ$$

$$ПР = 8232000 + 8541000$$

$$ПР = 16773000 \text{ руб.}$$

Общепроизводственные расходы:

$$O_{\text{пп}} = ПР \cdot СПР$$

$$O_{\text{пп}} = 16773000 \cdot 0,1$$

$$O_{\text{пп}} = 1677300 \text{ руб.}$$

Всего расходы на обслуживание трубопровода составят:

$$\text{ЭЗ} = \text{ПР} + \text{А}_0 + \text{ЕСН} + \text{О}_{\text{ПР}}$$

$$\text{ЭЗ} = 16773000 + 252400 + 2140320 + 1677300$$

$$\text{ЭЗ} = 20843020 \text{ руб.}$$

Конечный результат расчёта представлен в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет затрат на транспорт нефти по трубопроводу без полимерных присадок

Наименование показателя	руб./год
Заработная плата	8232000
Страховые взносы	2140320
Амортизационные отчисления	252400
Затраты на электроэнергию	8541000
Итого прямых затрат	16773000
Общие производственные затраты	1677300
Всего затрат	20843020

4.4 Транспорт нефти по трубопроводу с полимерными добавками

На магистральных нефтепродуктопроводах применение ПТП возможно для решения следующих задач.

На действующих магистральных нефтепродуктопроводах:

1) для увеличения пропускной способности магистральных нефтепродуктопроводах, как альтернатива строительству дополнительных перекачивающих станций, лупингов, замены участков;

2) для снижения энергопотребления перекачивающих станций и технологического участка в целом при сохранении прежней производительности перекачки за счет:

- отключения одного насоса на перекачивающих станций;
- уменьшения частоты вращения ротора насоса;
- переключения на насос с меньшим диаметром рабочего колеса;
- отключения целой перекачивающих станций с последующим её выводом из эксплуатации;

3) для повышения эксплуатационной надежности трубопровода путем понижения рабочих давлений на линейной части с сохранением прежней производительности перекачки.

На проектируемых магистральных нефтепродуктопроводах:

1) для сокращения количества промежуточных перекачивающих станций при проектировании новых МН, обеспечивающих транспортировку нефти от месторождений, характеризующихся высокой неравномерностью объемов добычи

2) для уменьшения диаметра и толщины стенки трубы МН при проектировании новых МН, перекачивающих нефть от месторождений.

4.4.1 Применение противотурбулентных присадок для снижения энергопотребления на трубопроводах

Снижение удельных и суммарных энергозатрат на перекачку нефти и нефтепродуктов одной из наиболее важных тем в нефтегазовой отрасли.

Уменьшить энергозатраты возможно за счёт:

- применения противотурбулентных присадок с целью отключения или снижения частоты вращения одного или нескольких магистральных насосных агрегатов на перекачивающих станциях;

- работы технологического участка на оптимальных режимах перекачки (с точки зрения энергопотребления);
- своевременной внутритрубной очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов.

В рамках настоящей работы рассматривается подход к снижению расхода электроэнергии за счет применения противотурбулентных присадок.

Для расчёта затрат во втором случае с использованием полимерных противотурбулентных присадок использовались исходные данные, приведённые в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Исходные данные для расчёта затрат на транспорт нефти по трубопроводу с полимерными добавками

Наименование параметра	Единица измерения	Условное обозначение	Значение
Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 25.05.2021 г.*	руб./долл.		73,5
Объём перекачиваемой нефти	т/год	$Q_{\text{н}}$	36570
Протяженность нефтепровода	км	L	15
Необходимое количество полимерной добавки	г/тон	$Q_{\text{пол}}$	10
Стоимость полимера	руб/кг	$C_{\text{пол}}$	613,25
Стоимость нефтепровода	тыс. руб.	$C_{\text{нп}}$	22000
Стоимость электроэнергии	руб/кВт.ч	$C_{\text{э}}$	3,25
Стоимость насоса	тыс. руб.	$C_{\text{нас}}$	210
Зарботная плата	руб./месяц	$M_{\text{оп}}$	70000
Количество работников		$\text{Ч}_{\text{оп}}$	2
Премиальный коэффициент		$K_{\text{пр}}$	0,75
Районный коэффициент		$K_{\text{с}}$	1,8
Насос для перекачки нефти	кВт·ч	W	50

Продолжение таблицы 4.4

Количество насосов	шт.	$N_{\text{нас}}$	2
Стоимость печей	тыс. руб.	$C_{\text{печь}}$	480
Количество печей	шт.	$N_{\text{печь}}$	2
Общепроизводственные расходы	%	$O_{\text{пр}}$	10
Нормативы эксплуатационных затрат	%	$Ц_{\text{эз}}$	1,56
Норма амортизации нефтепровода	%	$H_{\text{а.нп}}$	1
Норма амортизации насоса	%	$H_{\text{а.нас}}$	12
Норма амортизации печи	%	$H_{\text{а.печь}}$	1,5
Нормативы на налоги и платежи в себестоимости	%	$C_{\text{есн}}$	0,26

Смета затрат состоит из следующих статей:

Рассчитываем заработную плату операторов:

$$ЗП = \text{МОП} \cdot \text{ЧОП} \cdot (1 + \text{КПР}) \cdot (1 + \text{КР}) \cdot 12$$

$$ЗП = 70000 \cdot 2 \cdot (1 + 0,75) \cdot (1 + 1,8) \cdot 12$$

$$ЗП = 8232000 \text{ руб.}$$

Страховые взносы:

$$\text{ЕСН} = ЗП \cdot \text{СЕСН}$$

$$\text{ЕСН} = 8232000 \cdot 0,26$$

$$\text{ЕСН} = 2140320 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления складываются из годовых отчислений на реновацию трубопровода, печей и насосов.

$$\text{АО} = (C_{\text{нп}} \cdot H_{\text{а.нп}}) + (C_{\text{нас}} \cdot H_{\text{а.нас}}) + (C_{\text{печь}} \cdot H_{\text{а.печь}})$$

$$\text{АО} = (22000 \cdot 0,01) + (210 \cdot 0,12) + (480 \cdot 0,015)$$

$$\text{АО} = 252400 \text{ руб.}$$

Расход электроэнергии для перекачки нефти:

$$ЗЭ = ЦЭ \cdot N_{\text{нас}} \cdot W \cdot T \cdot Д$$

$$ЗЭ = 3,25 \cdot 2 \cdot 50 \cdot 24 \cdot 365$$

$$ЗЭ = 2847000 \text{ руб.}$$

Расход на полимерные добавки для перекачки нефти:

$$C_{\text{пол}} = Q_{\text{Н}} \cdot Q_{\text{пол}} \cdot C_{\text{пол}} \cdot 10^{-3}$$

$$C_{\text{пол}} = 36570 \cdot 10 \cdot 613,25 \cdot 10^{-3}$$

$$C_{\text{пол}} = 224265,525 \text{ руб.}$$

Прямые расходы:

$$\text{ПР} = \text{ЗП} + \text{ЗЭ} + C_{\text{пол}}$$

$$\text{ПР} = 8232000 + 2847000 + 224265,525$$

$$\text{ПР} = 11303265,53 \text{ руб.}$$

Общепроизводственные расходы:

$$\text{ОПР} = \text{ПР} \cdot \text{СПР}$$

$$\text{ОПР} = 11303265,53 \cdot 0,1$$

$$\text{ОПР} = 1130326,553 \text{ руб.}$$

Всего расходы на обслуживание трубопровода составят:

$$\text{ЭЗ} = \text{ПР} + \text{АО} + \text{ЕСН} + \text{ОПР}$$

$$\text{ЭЗ} = 11303265,53 + 252400 + 2140320 + 1130326,553$$

$$\text{ЭЗ} = 12688132,4 \text{ руб.}$$

Конечный результат расчёта представлен в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет затрат на транспорт нефти по трубопроводу с полимерными добавками

Наименование показателя	руб./год
Заработная плата	8232000
Страховые взносы	2140320
Амортизационные отчисления	252400
Затраты на электроэнергию	2847000
Расход на полимерные добавки	224265
Итого прямых затрат	11303265
Общие производственные затраты	1130326
Всего затрат	12688132

Таким образом, общие затраты на транспортировку нефти по трубопроводу уменьшаются с добавлением полимерных присадок в поток нефти. Сокращение достигается в результате уменьшения количества электроэнергии, необходимого для перекачки нефти в трубопроводе.

Разница в затратах:

$$20843020 - 12688132 = 8154888 \text{ руб./год (~40\% экономии)}$$

Отсюда, можно сделать вывод, что более эффективно использовать полимерные добавки для сокращения общих расходов на транспортировку нефти и нефтепродуктов в трубопроводах.

5 Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012).

В данной работе проведены исследования устойчивости и реологических свойств полимерных растворов и эмульсий, с дальнейшей целью их рационального применения на практике. Сделан вывод о целесообразности использования исследованных полимерных присадок для снижения эффекта гидродинамического сопротивления.

Исследования полимерных присадок проводились в химической лаборатории Института химии нефти СО РАН. На практике полимерные присадки могут применяться на нефтяных трубопроводах в районах распространения многолетнемерзлых пород, и в районах с резко континентальным климатом.

5.1 Профессиональная социальная безопасность

В Таблице 5.1 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ в лаборатории и на нефтяных трубопроводах. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов» (ГОСТ 12.0.003-2015). Название вредных и опасных производственных факторов соответствуют приведенной классификации.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при исследовании полимерных присадок в лаборатории и при выполнении работ на нефтяных трубопроводах

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Лабораторный этап: Исследование свойств исходных растворов ПТП	1 Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2 Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3 Превышение уровней шума	Электрический ток	СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 ГОСТ 12.1.003-2015 СН 2.2.4/2.1.8.562-96
Полевые работы: Добавление ПТП в поток углеводородов в магистральном трубопроводе	1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе 2 Превышение уровней шума; 3 Тяжесть физического труда 4 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Электрический ток	ГОСТ Р 12.4.236-2011 ГОСТ 12.1.003-83 Р 2.2.2006-05 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.030-81 ФЗ от 22.07.2008 N 123-ФЗ

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятия по их устранению.

Лабораторный этап:

1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

Одним из необходимых условий нормальной жизнедеятельности человека является обеспечение нормальных микроклиматических условий (температуру, влажность, скорость движения воздуха) в помещениях, оказывающих существенное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В рабочей зоне должны быть установлены оптимальные и допустимые микроклиматические параметры, отображенные в Таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений (СанПиН 2.2.4.548-96)

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура воздуха °С, не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	легкая 1а	22-24	40-60	0,1
	легкая 1б	21-23	40-60	0,1
Теплый	легкая 1а	23-25	40-60	0,1
	легкая 1б	22-24	40-60	0,1

Оптимальные параметры микроклимата обеспечиваются системами кондиционирования воздуха, а допустимые – обычными системами вентиляции и отопления.

Согласно СанПин 2.2.4.548-95, интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования и осветительных приборов на рабочих местах не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% и более поверхности человека.

В лабораторном помещении необходимо обеспечить приток свежего воздуха, количество которого определяется технико-экономическим расчетом и выбором схемы системы вентиляции. Минимальный расход воздуха

определяется из расчета 50-60 м³/час на одного человека. При небольшой загрязненности воздуха кондиционирование помещений осуществляется с переменными расходами наружного и циркуляционного воздуха. При значительном загрязнении в зависимости от эксплуатационных затрат на очистку воздуха расходы наружного и циркуляционного воздуха должны определяться технико-экономическим расчетом.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

В химической лаборатории предусмотрены как естественные, так и искусственные источники света. Отсутствие достаточной освещенности рабочего места или наличие только искусственных источников света, резко снижает остроту восприятия и увеличивает риск несчастных случаев. Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций требуется соблюдение норм освещенности рабочей зоны (согласно СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03) указанных в Таблице 5.3

Таблица 5.3 – Нормы освещенности рабочей зоны (СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03)

Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности	Горизонтальная
Высота плоскости над полом, м	0,8
Естественное освещение, КЕО, %	
при верхнем или комбинированном освещении	3,5
при боковом освещении	1,2
Совмещенное освещение, КЕО, %	
при верхнем или комбинированном освещении	2,1
при боковом освещении	0,7
Искусственное освещение	
Освещенность при комбинированном освещении	
Всего, лк	500
от общего, лк	300
Освещенность при общем освещении, лк	400

3. Превышение уровней шума

В помещении химической источниками шума могут быть установки диспергирования, сушильные шкафы, СВЧ-оборудование и т.д.

Воздействие повышенных уровней шума (как прямое – на орган слуха, так и опосредованное – через высшие регуляторные системы) вызывает нарушение нервной и сердечно-сосудистой систем, органов пищеварения, нарушение регуляции мозгового кровообращения и др. Общий убыток от шума в городе обуславливает снижение на 15-20% производительности труда и удвоение числа ошибок.

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

Органы слуха человека воспринимают частоты от 20 Гц до 20000 Гц и звуковое давление от $2 \cdot 10^{-5}$ до 20 Па. Уровень звукового давления, достигающий болевого порога, составляет 130 дБ при частоте 1000 Гц.

Уровни звука (шума) и эквивалентные уровни звука в лабораториях не должны превышать допустимый уровень в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 (Таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Предельно допустимые уровни звукового давления шума, действующие более 4 часов по СН 2.2.4/2.1.8.562-96

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места в лабораториях	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

Для уменьшения воздействия шума рекомендуется воспользоваться СИЗ (наушники, беруши).

Полевой этап:

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Данный вредный фактор обусловлен экстремально низкими температурами в зимнее время года на территории нефтяных месторождений юго-запада Якутии, температура воздуха понижается до минус 55°- минус 60°С. Холод может привести к переохлаждению организма работника или обморожению.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Для предотвращения неблагоприятного влияния производственного климата необходимо осуществлять мероприятия технологического, санитарно-технического и медико-профилактического порядка. Для профилактики переохлаждения необходимы индивидуальные средства защиты. Если работы осуществляются на открытом воздухе в холодных условиях необходимо организовать специальные помещения для обогрева. Также важен рациональный режим труда и отдыха. В зависимости от температурных условий труда должна быть спецодежда. Согласно ГОСТ Р 12.4.236-2011, рабочее место находится в IV климатическом поясе (регион ИБ) и по уровню теплозащитных свойств относится к 3 классу защиты. Конструкция спецодежды для обеспечения теплозащитных свойств может включать все или отдельные из перечисленных ниже изделий, узлов и деталей:

- теплозащитную подкладку;
- теплозащитное белье;
- жилет;
- меховой воротник или воротник с теплозащитной прокладкой (утеплителем);
- ветрозащитные планки, в том числе с утеплителем;
- капюшон с теплозащитной подкладкой и подбородочной частью;
- планку и подбородочную часть с теплозащитной прокладкой на пристегивающейся теплозащитной подкладке;

- расширенную часть пояса брюк (область поясницы) с утеплителем;
- полукомбинезон с утеплителем (область поясницы);
- напульсники рукавов;
- элементы для изменения воздухообмена в пододежном пространстве: регуляторы объема или степени прилегания, вентиляционные отверстия и другое.

2. Превышение уровней шума

Шумовое загрязнение на нефтяных месторождениях вызывается работой нефтеперекачивающих агрегатов (90-130 дБ), двигателей внутреннего сгорания транспортных средств и др.

Шум в определённых условиях может оказывать значительное влияние на здоровье и поведение человека. Шум может вызывать раздражение и агрессию, артериальную гипертензию (повышение артериального давления), тиннитус (шум в ушах), потерю слуха. При чрезмерном уровне шум влияет на орган слуха, центральную нервную систему и сердечно-сосудистую систему.

Предельно допустимые значения (до 80 дБ), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в Таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для понижения шума необходимо

- устанавливать звукопоглощающие кожухи;
- использовать противозумные подшипники, глушители;
- периодически смазывать трущиеся поверхности;
- использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

3. Тяжесть физического труда

Наиболее всего утомление проявляется при проведении работ по опробованию. Основным при выполнении данного вида работ является физический труд, в результате которого происходит утомление мышц и снижение мышечной деятельности человека. Для снижения результатов воздействия данного фактора необходимо чередование периодов работы и отдыха.

Оценка тяжести физического труда для мужчин проводится на основе нормативного документа Р 2.2.2006-05. При перемещении груза на расстояние более 5 м физическая динамическая нагрузка принимается 46000 кг·м. При подъеме и перемещении тяжестей предельно допустимая масса груза составляет до 30 кг. Величина динамической работы, совершаемой в течение каждого часа рабочей смены, не должна превышать: с рабочей поверхности – до 870 кг, с пола – до 435 кг.

Оценка тяжести физического труда для женщин на основе нормативного документа Р 2.2.2006-05. При перемещении груза на расстояние более 5 м физическая динамическая нагрузка принимается 28000 кг·м. При подъеме и перемещении тяжестей предельно допустимая масса груза составляет до 10 кг. Величина динамической работы, совершаемой в течение каждого часа рабочей смены, не должна превышать: с рабочей поверхности – до 350 кг, с пола – до 175 кг.

4 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Предприятия нефтяной отрасли при соответствующих условиях загрязняют окружающую среду множеством опасных веществ разной

токсикологической значимости. В качестве загрязнителей, помимо собственно природных углеводов и продуктов их переработки, рассматриваются также катализаторы, ингибиторы, щелочи и кислоты.

Все углеводороды влияют на сердечно-сосудистую систему и на показатели крови (снижение содержания гемоглобина и эритроцитов), также возможно поражение печени, нарушение деятельности эндокринных желез. Особенности воздействия паров нефти и ее продуктов связаны с ее составом. Нефть, бедная ароматическими углеводородами, по своему действию приближается к бензиновым фракциям. Большое воздействие оказывает жидкая нефть на кожу, вызывая дерматиты и экземы. Наиболее вредной для организма человека является комбинация углеводорода и сероводорода (Давыдова и др., 2004).

Содержание в организме вредных веществ, поступающих в него различными путями (при вдыхании, через кожу, через рот) не должно превышать биологических предельно допустимых концентраций (ПДК), установленных ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны - обязательные санитарные нормативы для использования при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции, а также для предупредительного и текущего санитарного надзора.

5.3 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по защите от действия опасные и вредные факторы

Лабораторный этап:

Химическая лаборатория содержит множественные источники травмирования: механические, термические, угрозы электро- и пожаробезопасности и т.д.

Электрический ток:

Химическая лаборатория является зоной повышенной электороопасности из-за наличия агрессивной среды, влияющей на изоляцию. Для предотвращения аварийных ситуаций требуется проведение первичного инструктажа и соблюдения правил техники безопасности. Перед проведением работ с использованием электрооборудования (нагревательные приборы, перемешивающие устройства, весы, насосы, компрессоры, роторные испарители, сушильные шкафы, холодильные установки и оргтехника) следует внимательно проверить целостность изоляции, а также используемых розеток. При проведении работ не перекручивать и не располагать возле нагревательных приборов провода электропитания. При появлении признаков неисправности электроприборов или проводов электропитания необходимо обесточить электроприбор или полностью рабочую зону, воспользоваться предупреждающими знаками и вызвать электрика.

Полевой этап:

Электрический ток:

Короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования (станций управления и трансформаторов) – при наличии газа и паровоздушных горючих смесей, электрическое искрение, сопутствующее короткому замыканию, значительное повышение температуры при перегреве электрооборудования неизбежно вызывают воспламенение этих смесей, например: загорание разлитой нефти от искры при схлестывании электропроводов, загорание нефти в резервуаре от искры короткого замыкания при обрыве кабеля подогревателя, загорание изоляционных материалов из-за короткого замыкания в результате пробоя или перекрытия изоляции. Частой причиной пожаров также является ослабление контакта в местах присоединения токоведущих частей.

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.

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. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц.

Допустимым считается ток, при котором человек может самостоятельно освободиться от электрической цепи. Его величина зависит от скорости прохождения тока через тело человека: при длительности действия более 10 секунд – 2 мА, при 10 секунд и менее – 6 мА.

Основными техническими способами и средствами защиты от поражения электрическим током, используемыми отдельно или в сочетании друг с другом, являются защитное заземление; зануление; выравнивание потенциалов; малое напряжение; электрическое разделение сетей; защитное отключение; изоляция токоведущих частей; компенсация токов замыкания на землю; оградительные устройства; предупредительная сигнализация; знаки безопасности; изолирующие защитные и предохранительные приспособления (Васильев и др., 2012).

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81. Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П–III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества) и взрывоопасной зоне класса В-Г (зоны у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ).

5.4 Экологическая безопасность

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

5.4.1 Защита атмосферы

Защита атмосферы от загрязнения осуществляется следующими способами:

- Создание замкнутых технологических циклов, малоотходных технологий, исключающих попадание в атмосферу вредных веществ;
- Уменьшение загрязнения от тепловых установок: централизованное теплоснабжение, предварительная очистка топлива от соединений серы, использование альтернативных источников энергии, переход на топливо повышенного качества (с угля на природный газ).
- Уменьшение загрязнения от автотранспорта: использование электротранспорта, очистка выхлопных газов, использование каталитических нейтрализаторов для дожигания топлива, разработка водородного транспорта, перевод транспортных потоков за город.

5.4.2 Защита гидросферы

Поверхностные воды охраняют от засорения, загрязнения и истощения. Для предупреждения засорения принимают меры, исключающие попадание в поверхностные водоемы и реки строительного мусора, твердых отходов, остатков лесосплава и других предметов, негативно влияющих на качество вод, условия обитания рыб и др.

Истощение поверхностных вод предотвращают путем строгого контроля за минимально допустимым стоком вод. Важнейшая и наиболее сложная проблема - защита поверхностных вод от загрязнения. С этой целью предусматриваются следующие экозащитные 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.

Главный загрязнитель поверхностных вод - сточные воды, поэтому разработка и внедрение эффективных методов очистки сточных вод представляется весьма актуальной и экологически важной задачей.

Наиболее действенным способом защиты поверхностных вод от загрязнения их сточными водами является разработка и внедрение безводной и безотходной технологии производства, начальным этапом которой является создание оборотного водоснабжения.

При организации системы оборотного водоснабжения в нее включают ряд очистных сооружений и установок, что позволяет создать замкнутый цикл использования производственных и бытовых сточных вод. При таком способе водоподготовки сточные воды все время находятся в обороте и попадание их в поверхностные водоемы полностью исключено.

5.4.3 Защита литосферы

Технологическое загрязнение почвы нефтью и нефтепродуктами является крайне опасным явлением, угрожающим флоре, фауне и здоровью населения. Кроме того, существует пожароопасность твердых нефтесодержащих отходов. В результате эксплуатации предприятий происходит загрязнение грунтов и подземных вод.

Для обеспечения устойчивого развития транспорт нефти через трубопроводы, необходимо разрабатывать и внедрять новые экологически ориентированные методы управления, что приведет к стабильной экологической и социальной ситуации не только в рассматриваемой отрасли, но и в мире в целом.

Твердые отходы необходимо удалять, складировать, утилизировать. Затраты на хранение, удаление, перемещение отходов составляют 0,1 часть готовой продукции, а под отвалами, свалками и полигонами твердых отходов

занят 1 млн. га земли. Отходы не только занимают полезную территорию, но и отравляют окружающую природную среду продуктами своего разложения или превращения в другие соединения, загрязняют среду за счет перемещения с потоками воздуха или воды, образуя с последней либо растворы, либо водные суспензии.

Однако отходы наносят столь существенный вред вследствие неправильного к ним отношения. Следовательно, важнейшим природоохранным мероприятием (вернее, направлением деятельности) является разработка способов утилизации твердых отходов, превращение отходов в источник вторичного сырья, а также последующая их утилизация.

Примером такого подхода является использование отходов металлообработки, вышедшего из строя металлического оборудования, станков, машин и т. д. в производстве стали, при этом сталь, изготовленная из металлолома, вдвое дешевле стали из природной руды.

Первым направлением природоохранной деятельности в области ликвидации отрицательного воздействия твердых отходов является их утилизация и использование как источника вторичного сырья.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:

1) Техногенного характера:

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

2) Природного характера:

- метеорологические и агрометеорологические опасные явления (сильный мороз, сильная метель, бури).

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред. от 13.07.2015)

Обеспечение пожарной безопасности объектов защиты:

- Каждый объект защиты должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности;
- Целью создания системы обеспечения пожарной безопасности объекта защиты является предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защита имущества при пожаре;
- Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты включает в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности;
- Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты в обязательном порядке должна содержать комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного риска, установленного настоящим Федеральным законом, и направленных на предотвращение опасности причинения вреда третьим лицам в результате пожара.

В зависимости от размера и расположения очага, в качестве средств пожаротушения применяются следующие средства:

- первичные средства пожаротушения;
- огнетушители переносные, передвижные, стационарные углекислотные;
- пожарные рукава;

- пожарный инвентарь;
- установка пожаротушения.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагаются на работодателя. Работодатель несет социальную ответственность за работников, выполняющих работу согласно трудовому договору. Обязательная составляющая социальной ответственности – это соблюдение законов (налоговое законодательство, трудовой и гражданский кодекс).

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

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

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

Заключение

Открытый более 70 лет назад эффект снижения гидродинамического сопротивления или эффект Томса долгое время занимал умы учёных по всему миру из-за своей уникальности. Множество различных исследований доказало его эффективность в разных сферах деятельности человека. Высокомолекулярные полимерные соединения стали использоваться в том числе и в нефтяной и газовой промышленности: от ГРП до транспортировки нефти магистральными трубопроводами.

Полимеры в нефтепроводе уменьшают коэффициент гидродинамического сопротивления снижая перепад давления между концами трубы (ΔP) и увеличивая объёмный расход жидкости (Q). Поток жидкости вдоль стенок цилиндрического канала течёт в ламинарном режиме, в то время как основной поток в турбулентном. Это заметно снижает затраты на энергию, требуемую для перекачки одних и тех же объёмов жидкости.

Установлено, что антитурбулентная эффективность полимеров увеличивается при повышении концентрации и молекулярной массы образцов, но только до определённого предела, так называемой оптимальной концентрации, после которой эффективность начинает постепенно падать.

Оптимальная концентрация высокомолекулярных образцов «Нара» от ООО «Дельта-Р» и ForeFTA от АО Алтайский Химпром, при которой достигается максимальная величина эффекта снижения сопротивления при перекачке углеводородов, равна 2 г/м³ и 5 г/м³ соответственно.

Использование полимеров в трубопроводном транспорте нефти сокращает расходы на ~40% за счёт уменьшения потребления электроэнергии, необходимой для перекачки углеводородов.

Список использованных источников

- 1 ГОСТ Р ИСО 26000–2012 Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
- 2 ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М: Стандартинформ, 2007. – 7 с.
- 3 ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.
- 4 ГОСТ Р 12.4.236–2011. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. – М: Стандартинформ, 2011. – 28 с.
- 5 ГОСТ 12.0.003–2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой). – М: Стандартинформ, 2019. – 10 с.
- 6 Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 1999. – 142 с.
- 7 СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585–10. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Федеральный центр гигиены и эпидемиологии Роспотребнадзора, 2010. – 6 с.
- 8 СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.; Информационно–издательский центр Минздрава России, 2001. – 20 с.
- 9 СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – М.; Информационно–издательский центр Минздрава России, 1997. – 12 с.

- 10 Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197–ФЗ (ред. от 30.12.2015). – Ведомости Федерального Собрания Российской Федерации. – 2002. – № 5
- 11 Федеральный закон от 22.07.2008 №123–ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2008. – № 30. – Ст. 3579
- 12 Абдусалямов А.В., Монкам Монкам Кловис Ле Гран, Чеканцева Л.В., Манжай В.Н. Турбулентное течение водонефтяных и модельных добензиновых эмульсий в присутствии полимерных добавок // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С.81-84.
- 13 Бартенев Г.М., Зеленев Ю.В. Физика и механика полимеров. – М: Высшая школа, 1983. – 391 с.
- 14 Бахтизин Р.Н., Гареев М.М., Лисин Ю.В., Манжай В.Н., Мастобаев Б.Н., Несын В.Г., Сунагатуллин Р.З. / Нанотехнологии для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов. С.-Петербург: Недра, 2018. 352 с.
- 15 Васильев С.И., Горбунова Л. Н. Основы промышленной безопасности: учеб. пособие: в 2 ч. Ч. 1. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 594 с.
- 16 Ганнушкина И.В. О «выгодных» гемодинамических реакциях в соответствии с эффектом Томса в опытах *in vivo* и *in vitro* // Материалы 22-го Симпозиума по реологии. ИНХС РАН. г. Валдай. – 2004. – С.31.
- 17 Гареев М.М., Лисин Ю.В., Манжай В.Н., Шаммазов А.М. / Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов. СПб.: Недра. 2013. 228 с.
- 18 Грязнов И.М., Кудин А.М. Исследование износа стали струей разбавленных водных растворов высокополимеров. // Инж. - физ.журн. – 1973. – Т.25, № 6 – С. 1059-1063.
- 19 Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Нефть как топливный ресурс и загрязнитель окружающей среды. – М.: Изд-во РУДН, 2004. – 131 с.

- 20 Иваненков В.В. Опыт применения противотурбулентных присадок на МНПП // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2003. – № 12. – С. 10-12
- 21 Калашников В.Н., Циклаури М.Г. Надмолекулярная структура разбавленных растворов высокомолекулярных полимеров, проявляющих пониженное турбулентное трение // Инженерно-физический журнал. – 1990. – Т. 58, № 1. – С. 49-55
- 22 Коновалов К.Б., Абдусаламов А.В., Манжай В.Н. и др. Сравнительное изучение действия противотурбулентных присадок для углеводородных жидкостей // Краткие сообщения по физике ФИАН. – 2015. – № 12. – С.36-42.
- 23 Коновалов К.Б., Несын Г.В., Манжай В.Н., Полякова Н.М. Сравнение способов производства антитурбулентных присадок к нефти на основе лабораторных данных // Изв. ТПУ. – 2011. – Т. 318. – № 3. – С.131-135.
- 24 Кудин А.М., Баренблатт Г.И., Калашников В.И. и др. О разрушении металлического препятствия струей разбавленного полимерного раствора. // Инж. -физ.журн. – 1973. – Т. 25, № 6. – С.1090-1094.
- 25 Лурье М.В., Прохоров А.А. Расчёт оптимальных конструкций противотурбулентных присадок для увеличения производительности трубопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2002. – № 8. – С. 14-18
- 26 Манжай В.Н. Количественное описание эффекта Томса и его применение в трубопроводном транспорте нефти // Известия вузов. Нефть и газ. – 2009. – № 2. – С. 99-105.
- 27 Манжай В.Н. Количественное описание эффекта Томса и применение его в трубопроводном транспорте нефти // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2009. – № 2. – С. 99-105.
- 28 Манжай В.Н., Илюшников А.В. Объёмный расход ньютоновской жидкости при турбулентном течении в цилиндрическом канале // Инж. - физ. журн. – 2008. – Т. 81, № 5. – С.856-859.
- 29 Манжай В.Н., Илюшников А.В., Кокорин А.В. Влияние гидродинамических параметров на турбулентное течение разбавленных

растворов полимеров // Тезисы докл. 6-й Международной конференции по химии нефти. – Томск, 2006. – С. 289-292.

30 Манжай В.Н., Мильке А.А., Зубарев Д.А. Теоретический расчёт объёмного расхода углеводородной жидкости по степенному и логарифмическому выражениям // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 77-87.

31 Мастобаев Б.Н., Дмитриева Т.В., Мовсумзаде Э.М. История создания и производства химических реагентов для транспорта нефти и нефтепродуктов. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №11. – С.107-108.

32 Мастобаев Б.Н., Шаммазов А.М., Мовсумзаде Э.М. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. – М.: Химия. – 2002. – 295 с.

33 Мирзаджанзаде А.Х., Булина И.Г., Галлямов А.К. и др. О влиянии асфальтенов на гидравлические сопротивления при движении нефти // Инж. – физ. журн. – 1973. – Т. 25, № 6. – С. 1024-1026.

34 Мут Ч., Монахен М., Песете Л. Применение специальных присадок с целью снижения затрат по эксплуатации трубопроводов // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1986. – № 7. – С. 60-62.

35 Мягченков В.А., Чичканов С.В. Эффект Томса в модельных и реальных системах // Журнал прикладной химии. – 2005. – Т. 78, № 4. – С. 529-544.

36 Мягченков В.А., Чичканов С.В. Влияние длины и диаметра стеклянных капилляров на величину эффекта Томса // Журнал прикладной химии. – 2005. – Т. 78. – № 4. – С.669-672.

37 Несын Г.В., Манжай В.Н. и др. Механизм действия, оценка эффективности и особенности получения полимерных антитурбулентных присадок для транспорта углеводородных жидкостей // Высокомолекулярные соединения. – 2012. – Т. 54. – № 1. – С. 65-72

38 Несын Г.В., Сулейманова Ю.В., Полякова Н.М. Полимеры высших α -олефинов как добавки, увеличивающие пропускную способность

трубопроводов// Материалы 23-го Симпозиума по реологии. ИНХС РАН. г.Валдай. 21–26июня 2006. – С.89.

39 Пилипенко В.Н. Влияние добавок на пристенные турбулентные течения // Итоги науки и техники. Серия механики жидкости и газа. – 1980. –Т. 15. – С. 156-257

40 Рабинович Е.З. Гидравлика. – М.: Недра, 1980. – 278 с.

41 Рахманкулов Д.Л., Мастобаев Б.Н., Дмитриева Т.В. и др. Применение присадок для снижения гидравлического сопротивления и увеличения производительности трубопроводов // Башкирский химический журнал. – 2003. – № 4. – С. 20-29

42 Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти. – М.: Недра. – 1980.

43 Смолл С.Р. Добавки, снижающие сопротивление течения в трубопроводах // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом.– 1983.– № 6 – С. 58-60.

44 Ступин А.Б. Полуэмпирическая теория эффекта снижения турбулентного трения полимерными добавками // Механика неоднородных и турбулентных потоков. – М., 1989. – С.45-52

45 Фукс Г.И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов. – М.: 2003. – 328 с.

46 Хабакпашева Е.М., Перепелица Б.В. Об особенностях пристенной турбулентности в потоках воды с высокомолекулярными добавками // Инженерно–физический журнал. – 1970. – Т. 18, № 6. – С. 1094-1097

47 Bogdevičius M., Janutėnienė J., Jonikas K., Guseinoviėnė E., Drakšas M. Mathematical modeling of oil transportation by pipelines using anti–turbulent additives // Vibroengineering. – 2013. – V.15, №1 – P. 419-427

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

49 Hadri F., Guillou S. Drag reduction by surfactant in closed turbulent flow // International Journal of Engineering Science and Technology. – 2010. – V. 2(12). – P.6876-6879

- 50 Hoyt J. W. The Effect of Additives on Fluid Friction // J. Basic Engineering. – 1972. – № 2. – P.1-31
- 51 Koos E., Linares–Guerrero E., Hunt M.L., Brennen C.E. Rheological measurements of large particles in high shear rate flows // Physics of Fluids. – №24. – 2012. – 19 p.
- 52 Kwing–So Choi. Turbulent Drag–Reduction Mechanisms: Strategies for Turbulence Management // Turbulence structure and modulation. – 2001. – P. 161-212
- 53 Min T., Yoo J.Y., Choi H., Joseph D.D. Drag reduction by polymer additives in a turbulent channel flow // J. Fluid Mech. – 2000. – V. 486. – P. 213-238.
- 54 Ridao M.A. Optimal use of DRA in oil pipelines // IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics. – 2004. – P. 6256-6261
- 55 Sabadini E., Francisco K.R., Bouteiller L. Bis-Urea-Based Supramolecular Polymer: The First Self-Assembled Drag Reducer for Hydrocarbon Solvents //Langmuir. – 2009. – V. 26, № 3. – P. 1482-1486
- 56 Shao Xueming, Lin Jianzhong, Wu Tao, Li Yulin. Experimental research on drag reduction by polymer additives in a turbulent pipe flow // The Canadian Journal of Chemical Engineering. Vol. 80. – 2002. – P. 293-298
- 57 Toms B. A. Some Observations on the Flow of Linear Polymer Solutions Through Straight Tubes at Large Reynolds Numbers / Proceeding International Congress on Rheology. Vol. 2. North Holland Publishing Co. Amsterdam. 1949. – P. 135-141.
- 58 Virk P.S. Drag Reduction Fundamentals // AIChE Journal. – 1975. – V. 21, № 4 – P. 625-246.
- 59 Xiaodong Dai, Cuiwei Liu, Jishi Zhao, Lei Li, Shuming Yin, and Huanrong Liu. Optimization of Application Conditions of Drag Reduction Agent in Product Oil Pipelines // ACS Omega. – 2020. 5, 26, P. 15931-15935
- 60 Zakin J.L., Zhang Y., Ge W. Drag reduction by surfactant giant micelles // Giant Micelles. – 2007. – P. 473-492

Приложение А

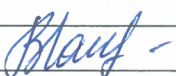
(обязательное)

Mechanism of Turbulent Drag Reduction with Polymers


Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Островский Олег Викторович		28.05.21

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Манжай В.Н.	д.х.н.		28.05.21

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Уткина А.Н.	к.филол.н.		28.05.21

Introduction

Oil transportation by pipeline requires a lot of energy. The load on the engines of oil pumps is constantly changing due to consuming a huge amount of electricity. The optimization of oil pumping regimes increases the oil throughput and electric motor efficiency.

Sections of the oil pipeline in which inner sand, wax or tar aggregations have formed are a major contributor to increased energy consumption.

This problem is especially relevant when transporting high-viscosity heavy oil.

One of ways to improve the process of oil transportation is to use a reagent, which modifies the paraffin wax properties in a way so that it does not adhere to the pipe walls. The use of anti-turbulent polymer additives, which reduce the hydraulic resistance of oil during its flow, can significantly reduce the cost of pumping. Such polymers reduce hydraulic resistance and increase the throughput of an oil pipeline. Usually these additives are high molecular weight polymers. The polymer additives increase the flow rate at a constant pressure. The most widely used additives are polymers such as polybutadiene, polyisoprene, polystyrene, its derivatives and others (Bogdevičius M. et. al. Mathematical modeling of oil transportation, 2013).

A.1 Mechanisms for turbulent drag-reduction

In order to formulate strategies for turbulent drag reduction, the near-wall activities of the turbulent boundary layer have to be modeled. The sequence of turbulence activities in the boundary layer is quasi-periodic and self-regenerating, evolving in both time and space. Any conceptual model of turbulence activities, therefore, should be able to account for these features. Many conceptual models for near-wall turbulence activities were proposed in the past. However, the majority of the models can only describe a part of the sequence of the turbulent activities or a certain aspect of the near-wall turbulence structure. Conceptual model discussed further, on the other hand, contains nearly all the ingredients of near-wall turbulence activities described above. Above all, this model is capable of explaining the causal relationship among the turbulence events observed in the near-wall region of the turbulent boundary layer.

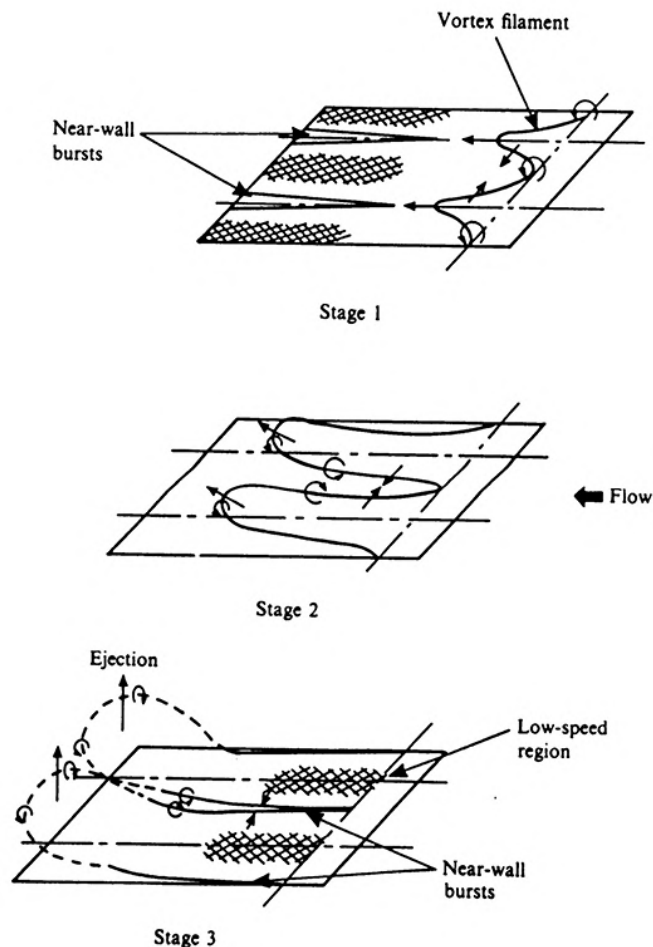


Figure A.1 – Conceptual model for the sequence of burst events.

The conceptual model is given in Figure A.1 showing a sequence of turbulence events in the boundary layer. In Stage 1 of this model, a spanwise vortex filament in the boundary layer is deformed by a fluctuating velocity field produced by the near-wall bursts. The deformed vortex filament is then stretched in the downstream direction in Stage 2, partly due to the self-induction mechanism of its own vorticity field and partly due to the strong shear in the near-wall region of the boundary layer. The stretched vortex filament becomes hairpin loops in Stage 3 of the sequence, moving away from the wall surface violently during the ejection. During this period, the neighboring legs of ejecting hairpin loops form pairs of counter-rotating longitudinal vortices. These longitudinal vortices in Stage 3, appearing in staggered fashion similar to the lambda vortices in the transitional boundary layer, are in fact the offspring of parent vortices shown in Stage 1. In other words, this is a self-regenerating sequence of the turbulence events and the entire sequence is connected together.

Outside of the pair of counter-rotating longitudinal vortices, where the vortices bring the low-momentum fluid away from the wall surface, a low-speed region with low-speed streaks is observed. Hairpin vortices are also seen in Stage 3 of the conceptual model, approximately 45 degrees into the flow direction during the lift-up of longitudinal vortices. In a large-eddy simulation of turbulent channel flow, showed that the ejection is associated with, an up wash of low-momentum fluid away from the wall surface. On the other hand, the sweep is found to be associated with a downwash of high-momentum fluid splashing onto the wall surface. Hairpin vortices during the ejection and pairs of counter-rotating longitudinal vortices during the sweep are also observed in the numerical simulation results. All of these turbulence events are well described in the present conceptual model. In fact, the ejection is observed within the hairpin vortices moving away from the wall surface, and the near-wall burst is seen near the wall surface between the longitudinal vortices. The counter-rotating longitudinal vortices are essentially the paired structures, although they are not always observed in pairs in many experiments and numerical simulations. This is due to background turbulence noise

in the boundary layer affecting the near-wall turbulence structure. Vortex interaction with neighboring structure also influences the structural configuration of the near-wall turbulence events.

The turbulence events in boundary layers are quasi-periodic, self-regenerating and inter-dependent as depicted in the conceptual model. Therefore, the energy-production process of turbulent boundary layers can be modified if a part of the sequence of near-wall activities is disturbed. In other words, one can reduce the rate of energy production for turbulent drag reduction within the boundary layer, by disturbing a chain of turbulence activities responsible for the production of turbulence energy. The turbulent drag reduction can be achieved through either passive or active method of disturbing the sequence of near-wall turbulence structures. Passive techniques for turbulent drag reduction, which can give between 5 to 20% reductions in drag, include manipulation of boundary layers using riblets, LEBUs and compliant surfaces. Once passive techniques are configured properly, no energy input or control is required to obtain turbulent drag reductions. Therefore, the operating cost of passive techniques is much less than that of active control techniques. Active control of boundary layers usually gives a substantial amount of drag reduction, but at an expense of energy input. Polymers and surfactants, for example, are very effective means of achieving drag reductions, which can be as much as 70%. Other active techniques include boundary-layer suction, gas injection, magneto-hydrodynamic (MHD) control and spanwise-wall oscillation. Recent development of micro-electromechanical system (MEMS), an integrated sensor-actuator system on silicon chip, offers an exciting prospect for turbulent drag reduction. Here, MEMS acts on the turbulent boundary layer through a direct intervention in the near-wall structure.

A.1.1 Riblets

The turbulent wall-shear stress is produced by a downwash of high-momentum fluid towards the wall surface during the near-wall bursts, when the pairs

of counter-rotating longitudinal vortices come close together during the final stage of the turbulence re-generating cycle. This is depicted in Stage 3 of the conceptual model (Figure A.1), where the longitudinal vortices are formed from the neighboring legs of ejecting hairpin vortices. The riblets seem to work as longitudinal small fences in reducing the turbulent skin-friction drag by impeding the lateral movement of longitudinal vortices during the near-wall bursts. In other words, the pairs of longitudinal vortices are prevented to come close together by longitudinal ribs during the near-wall burst events. As a result, the near-wall bursts take place prematurely over the riblet surface leading to a reduction in the burst duration and intensity, since the induction velocity by the pairs of longitudinal vortices will be reduced as the spacing between them increased. The premature bursts lead to a reduction in the production of turbulence energy, thereby reducing the turbulent skin-friction drag over the riblet surface. The frequency of near-wall bursts seems to be increased.

A.1.2 Spanwise-Wall Oscillation

When a flat plate is oscillated tangentially in still fluid, a thin layer of periodic shear flow is formed near the wall as a result of viscous diffusion from its surface. This is well-known Stokes' second problem and the Stokes layer over the oscillating wall is a constant source of vorticity of alternate signs as the wall moves back and forth. If there is a stream of uniform flow over an oscillating wall surface, the vortex sheets produced by the periodic Stokes layer will be convected by the boundary layer exhibiting an oscillatory motion in the downstream. Flow-visualisation pictures of the turbulent boundary layer show that the near-wall structure is strongly modified when a wall is oscillated in a spanwise direction. As the oscillating wall moves upwards (Figure A.2a), the streamwise vorticity of the vortex sheet generated by the periodic Stokes layer is tilted upwards. Consequently, a positive spanwise component of the vorticity is created in the near-wall region of the boundary layer. When the oscillating wall moves downwards, on the other hand, the vorticity

generated by the Stokes layer is tilted downwards (Figure A.2b). Here, the vortex sheet produced by the downward movement of the oscillating wall has a negative vorticity. Therefore, the downward motion of the oscillating wall also produces a positive spanwise component of vorticity. This means that a net spanwise vorticity is created in a turbulent boundary layer during upward as well as downward motion of the oscillating wall.

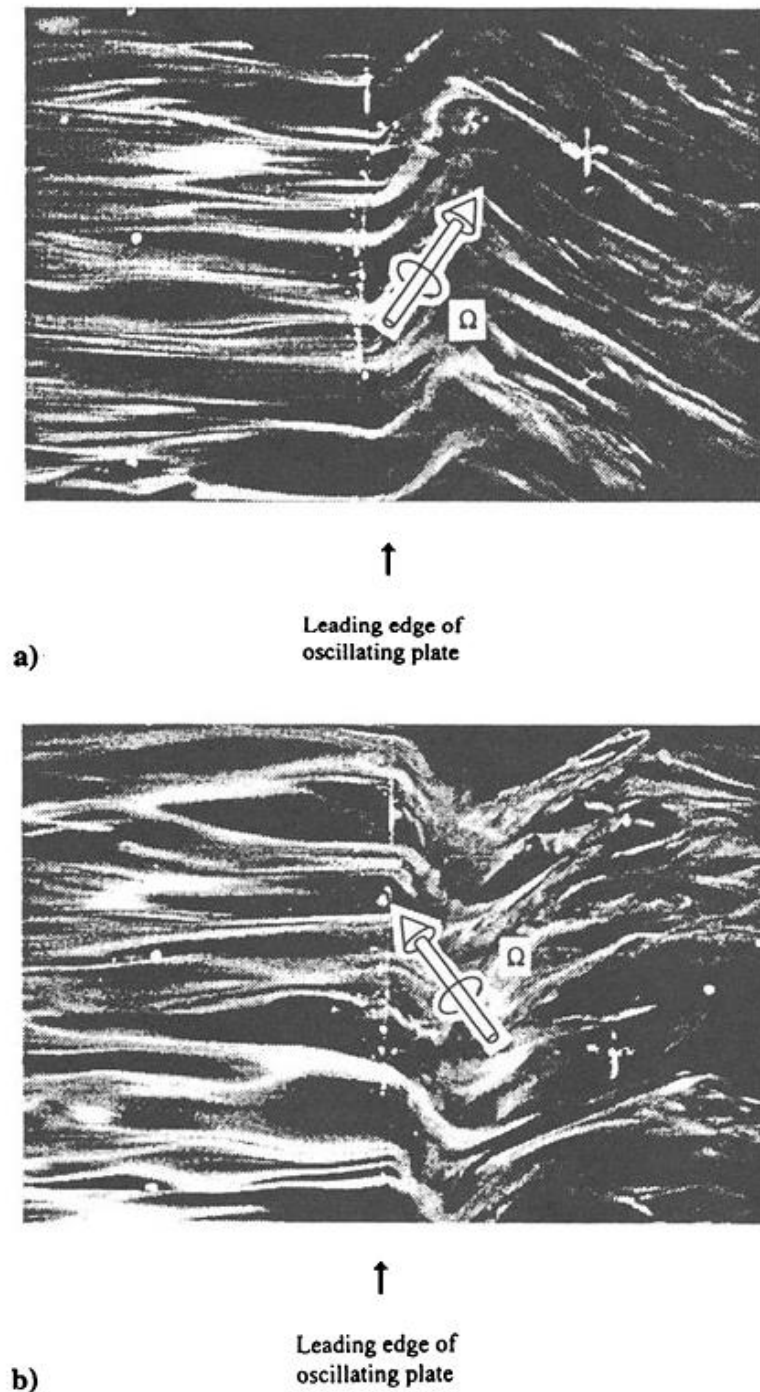


Figure A.2 – Row-visualization pictures of the turbulent boundary layer with wall oscillation: (a) wall moves upwards; (b) wall moves downwards.

A.1.3 Compliant coating

The semi-empirical methodology suggests that there are at least two requisites for compliant coatings for turbulent drag reduction. Firstly, the dynamic surface roughness of compliant coatings must be small enough, below the value to be considered as hydrodynamically smooth. This is to say that the amount of surface deformation of compliant coatings should be much less than the viscous sublayer thickness. Secondly, the natural frequency of compliant coatings must be chosen in such a way to give a right response to the fluctuating pressure forces at the wall.

A correct choice of static as well as dynamic properties is important in obtaining turbulent drag reductions by compliant coating. For example, a stiffer compliant coating is required for faster flow speeds in order to minimize the dynamic surface roughness. At the same time, the loss tangent and thickness of the viscoelastic coatings must be chosen such that it would give a required natural frequency to be able to interact with the near-wall turbulence events (Kwing-So Choi. *Turbulent Drag-Reduction Mechanisms*, 2001).

A.2 Optimization of application conditions of drag reduction polymer in oil pipelines

It is necessary to improve transport efficiency and satisfy logistics demands. As mentioned above the drag reduction technology of pipelines mainly includes rib drag reduction, viscous drag reduction, bionic drag reduction, and wall vibration drag reduction, among which the drag reducer technology belongs to viscous drag reduction. Compared with other technologies, the drag reducer technology does not need to improve the pipeline, and its cost is lower; thus, it is widely used in oil pipeline transportation. The drag reduction agent (DRA) could be polymers with high molecular weight or a surfactant which could suppress the turbulence in the pipelines. The drag force decreases because of the addition of DRA, and it allows oil to be pumped under lower pressures. Thus, the pumping energy and cost reduction decrease. Furthermore, because the whole pipeline would be operated under lower pressure compared with the pipeline with no DRA addition, the whole pipe system is safer.

Many results have been obtained for the degradation of DRAs with measurements in a rotating disk apparatus. In several concentrations, the drag reduction was found to be time-dependent in different solvents. In good solvents for DRAs, the drag reduction is larger and can maintain for a relatively long time than that of poor solvents. The degradation stopped at a certain level and the effectiveness of DNA in the drag reduction could maintain for a longer time than polyacrylamide. This advantage may be credited to the helical structure and monodisperse-molecular weight of DNA.

A laboratory investigation of the DRA performance has been conducted, and the influence factors include time, concentration, Reynolds number, and temperature. Those results will provide the theoretical reference for the optimization of DRA application.

A.2.1 Drag reduction experiment

The diluted DRA with a certain amount was added into the rotating disk device and distributed evenly by nitrogen aeration to guarantee that the measured drag reduction effect was under a stable condition.

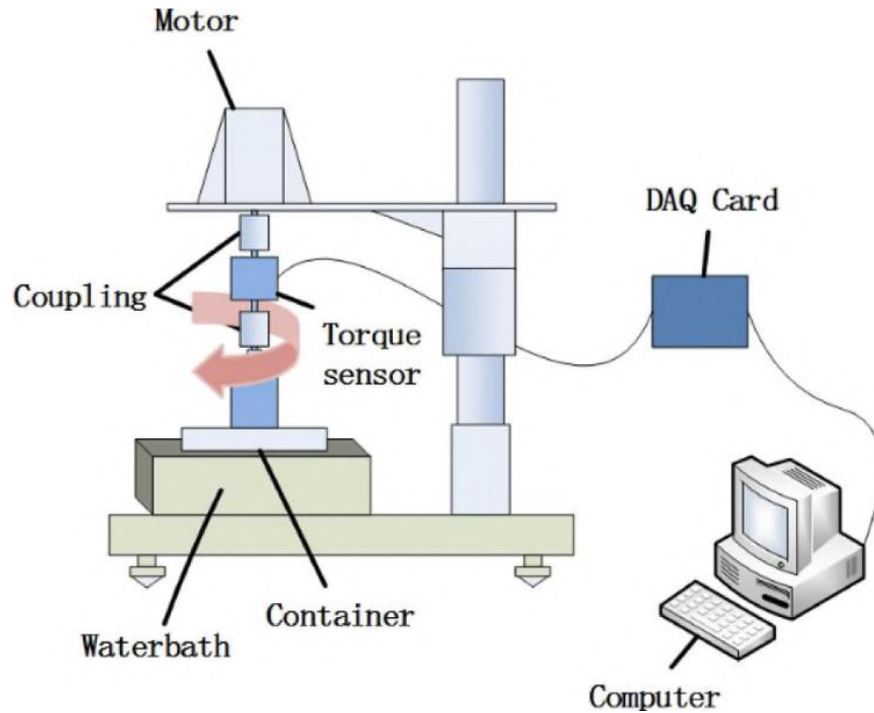


Figure A.3 – Rotating disk device.

Diesel solution (1000 mL) was added into the stainless steel container and kept in a water bath at 25 °C for 4 h. Then, DRA with different concentrations was added into the container. The variation of speed and torque were recorded automatically.

The experiments were conducted based on the properties of fluid and operating parameters in combination with actual operating conditions of pipelines, such as DRA, time, N_{Re} , and temperature.

The relationship between the viscosity and temperature of the diesel sample was measured by the rotational viscometer (Figure A.4).

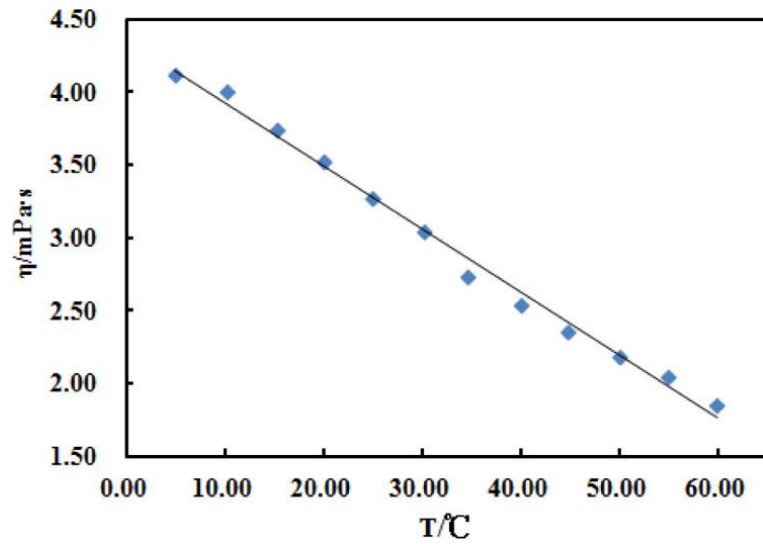


Figure A.4 – Relationship between the diesel viscosity and temperature.

It can be found that the diesel viscosity declines almost linearly with the temperature. Therefore, higher turbulence occurs during diesel transportation under the same operating conditions.

Measure the torque three times to get the mean torque. The mean torque of a diesel in 30 s at different rotating speeds is shown in Figure A.5. It can be seen that the torque increases with the rotating speed. Because the viscosity of the diesel-only varies with the temperature and area vertical to the rotating direction is constant, the torque will increase linearly with the rotation speed.

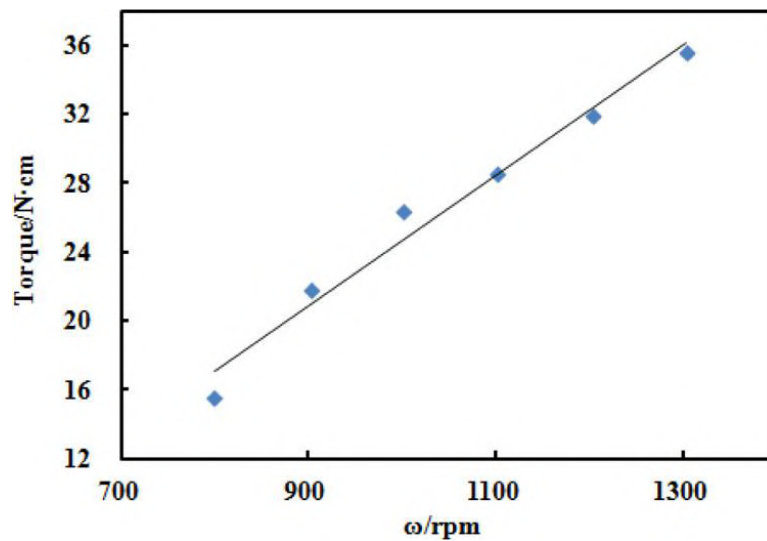


Figure A.5 – Mean torque of diesel at a different rotating speed at 25 °C.

At 25 °C, the relationship between the drag reduction effect calculated and the operating parameters is shown in Figure A.6. Regardless of the concentrations and the rotating speeds, the drag force reduces rapidly with the addition DRA before the first 15 min. Because poly- α -olefin molecules stretch quickly with high shear force at high rotating speed, the drag force reduction value is larger with the higher rotating speed at time 0. It will take a longer time to achieve a stable drag force reduction with low rotating speed. Therefore, the high shear force can help to reach a stable drag force reduction or DRA stretching.

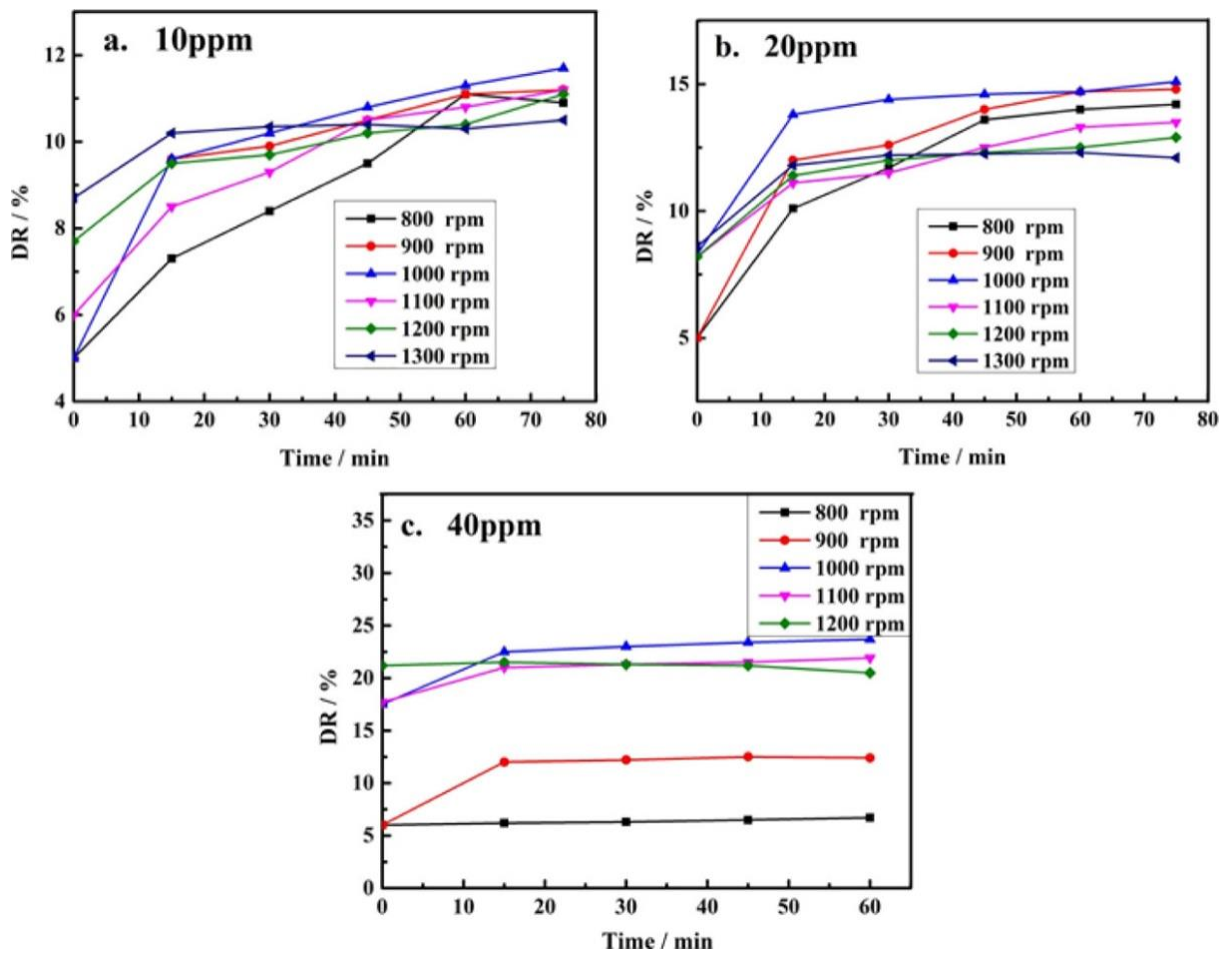


Figure A.6 – Effect of N_{Re} to DR % at 10 (a), 20 (b), and 40 mg/L (c)

Figure A.6a shows under the condition of 10 mg/L DRA, the stable time of drag reduction percent (DR %) is about 80 min at 800 rpm, and it decreases to 30 min at 1300 rpm. Figure A.6b shows that a stable time of the DR ratio is 20-60 min with 20 mg/L DRA. Figure A.6c shows that DR % can stabilize at 15 min under

different speeds with 40 mg/L addition of DRA. Therefore, the high DRA concentration will also shorten the stabilization time besides the high turbulence with shear force. The high DRA concentration adds to the viscosity of the diesel, and the stretching rate of the DRA increases with the turbulence and the shear force.

Because poly- α -olefin can degrade under intensive shear circumstances for a long period, the turbulence (N_{Re}) has an influence on the DRA performance during diesel transportation. The relationship between N_{Re} and DR % was studied with the DRA addition of 10, 20, and 40 mg/L at 30 °C. Figure A.7 shows that DR % increases with N_{Re} before $N_{Re} = 309,551$ and reached the maximum value at $N_{Re} = 309,551$. Then, DR % drops with N_{Re} . The shear force enhances the DRA stretching when N_{Re} is less than 309,551, and the drag force reduction is observed. However, the molecular structure of the DRA could be physically damaged when the shear force is too large ($N_{Re} \leq 309,551$), such as losing the branch chains, and this will lead to a decrease in molecular weight and performance degradation of DRA. It is also interesting that the damage degree of molecular structure is different at the same turbulence with different DRA concentrations. The high DRA addition leads to the increase of viscosity, and the rotating speed should be high at the same N_{Re} with low DRA concentration. Therefore, low DRA concentration can handle high rotating speed without degradation.

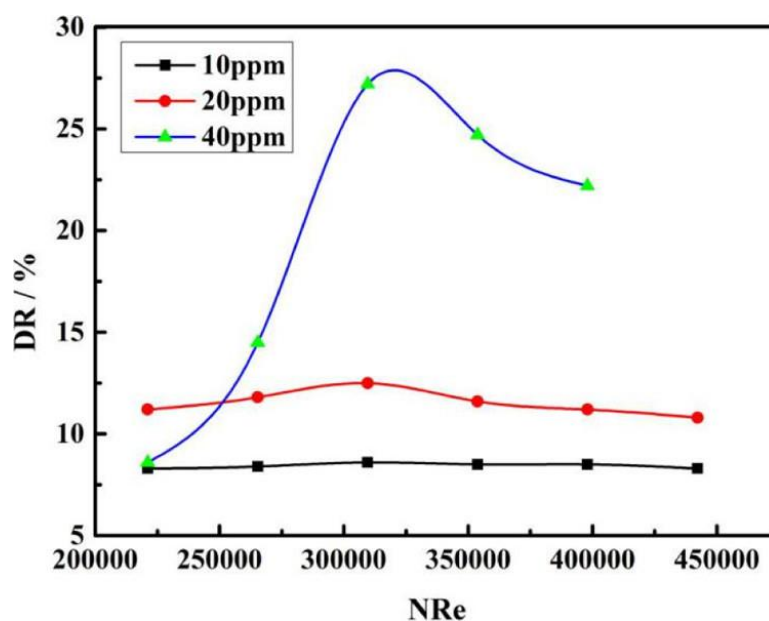


Figure A.7 – DR % at different turbulences.

In the pipeline transportation, the high shear force occurs at regulating valves, bends, and pipe tees. Thus, if there are many shearing force-generating spots along the pipeline, more DRA replenishment is required during oil transport.

The oil temperature varies during transportation, and it is necessary to study the temperature effect on drag reduction. Samples with DRA concentrations of 10, 20, and 40 mg/L were tested between 20 and 50 °C at 1000 rpm, and the DR % results under different concentrations are shown in Figure A.8. DR % increases linearly with temperature. High temperature reduces the viscosity of the fluid normally, and it tends to lead to low turbulence (N_{Re}). However, the high temperature also enhances the stretch of the polymer at low temperatures; thus, it enhances the drag reduction effect. The high temperature facilitates the increase of the drag reduction effect; thus, the molecular stretching effect suppresses the viscosity reduction effect with increasing temperature.

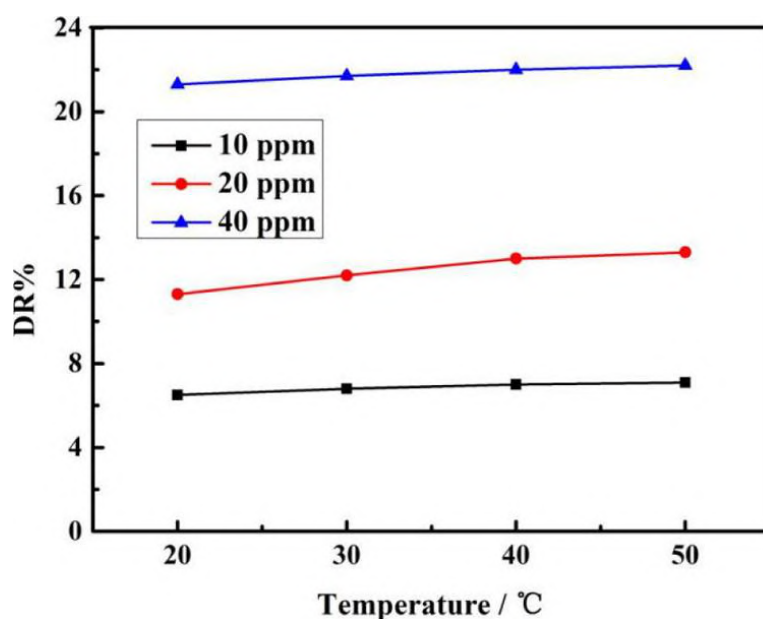


Figure A.8 – DR % changes with temperature at different DRA concentration.

Because the DRA is composed of poly- α -olefin and an organic solvent, it is necessary to investigate its influence on product oil properties, although the DRA concentration in the diesel is low. The measured properties of diesel are shown in Table 1 with 40 mg/L DRA with addition prior to and post the shearing forced

degradation (2700 rpm for 60 min). It could be seen that both diesel samples still meet the national standard, which indicated that the DRA has no significant influence on diesel quality.

Table A.1 – Diesel Quality Comparison after Adding DRA and Shear Degradation

sample	density at 20 °C, kg/m ³	freezing point, °C	flash point, °C	kinematic viscosity at 20 °C, mm ² /s	boiling range °C		
					50%	90%	95%
			Diesel				
diesel of adding DRA (no shear)	825.6	-3	76	4.371	278.0	334.2	347.2
diesel of adding DRA (shear degradation)	825.6	-3	77	4.352	278.0	334.0	346.6

A.2.2 Results

A laboratory experiment has been conducted to investigate the factors that are able to affect the performance of DRA in diesel transportation. The influence factors include time, concentration, Reynolds number, and temperature. The results show that flow resistance can be effectively reduced by adding DRA in diesel, and the stabilization time of DRA is directly related to the shear force affected by the concentration and the disk rotating speed. DR% can be improved by increasing turbulence N_{Re} . The high temperature will enhance the stretching of poly- α -olefin and reduce the drag force of the diesel during transportation, and adding DRA has no obvious influences on diesel properties. The results will provide the theoretical reference for the optimization of DRA applications (Xiaodong Dai et. al. Optimization of Application Conditions of Drag Reduction Agent in Product Oil Pipelines, 2020).

Conclusion

Turbulent drag reduction using passive and active devices is a relatively young field of study in fluid mechanics, and there has been a rapid development in the techniques in recent years. In the study of drag-reduction devices, it is vital to know how the parameters of each device would affect the achievable amount of drag reduction. However, the complete parametrization of devices is often difficult and time-consuming unless one has some idea for their sensitivity to drag reduction. This is where the research into drag reduction mechanisms becomes vital. Once the mechanisms of drag reduction are identified, important parameters affecting drag reduction and their sensitivity to flow manipulation will be clearer. One can then embark on the detail study of a small number of important flow parameters in order to improve the device configurations for maximum drag reduction.

References

1. Bogdevičius M., Janutėnienė J., Jonikas K., Guseinoviėnė E., Drakšas M. Mathematical modeling of oil transportation by pipelines using anti-turbulent additives // *Vibroengineering*. – 2013. – V.15, №1 – P. 419-427
2. Kwing-So Choi. Turbulent Drag-Reduction Mechanisms: Strategies for Turbulence Management // *Turbulence structure and modulation*. – 2001 – P. 161-212
3. Xiaodong Dai, Cuiwei Liu, Jishi Zhao, Lei Li, Shuming Yin, and Huanrong Liu. Optimization of Application Conditions of Drag Reduction Agent in Product Oil Pipelines // *ACS Omega*. – 2020. 5, 26, P. 15931-15935