

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



Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефти и газа
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование влияния противотурбулентных присадок на гидравлическое сопротивление потока нефти в добывающих скважинах и трубопроводах

УДК 665.7.038.64.532.5.013.12

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Гайамфи-Ибоа Эбинизер		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Манжай Владимир Николаевич	Д.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.	-		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.04.01 Нефтегазовое дело	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н		

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП*

Указаны коды компетенций по ФГОС ВПО (направление 131000 – нефтегазовое дело), утвержденному Приказом Министерства образования и науки РФ от 28.10.2009 г. №502

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового

	конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефти и газа
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Гайамфи-Ибоа Эбинизеру

Тема работы:

Исследование влияния противотурбулентных присадок на гидравлическое сопротивление потока нефти в добывающих скважинах и трубопроводах
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Гидродинамические закономерности течения жидкостей в ламинарном и турбулентном режимах. 3. Реологические исследования свойств ньютоновских и неньютоновских жидкостей. 4. Объект и методы исследования 5. Результаты исследования 6. Использование полигексена для снижения гидродинамического сопротивления нефти, её фракций и сжиженного природного газа.

	<p>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>8. Социальная ответственность при проведении экспериментов по снижению гидродинамического сопротивления в лаборатории и в полевых условиях.</p> <p>9. Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<p>Таблицы – 3:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Агрегатное состояние и физико-химические свойства алканов нефти; – Физические свойства пропана и бутана; – Температура кипения, плотность и кинематическая вязкость нефти и её фракций при температуре 20 0С; <p>Рисунки – 16:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Структура атомов пропана, бутана и метана; – Фазовая диаграмма пропана и бутана; – Фазные состояния сжиженных газов при хранении; – Профили скоростей при течении вязкой жидкости в цилиндрическом канале; – Зависимость коэффициента гидродинамического сопротивления от числа Рейнольдса для различных систем полимер-растворитель; – Зависимость величины эффекта снижения; – Структурная формула полимерной цепи; – Макромолекула полистирола ассиметричного строения; – Изменение конформаций цепи при вращении звеньев вокруг ковалентных связей; – Полимерная цепь, свернутая в клубок; – Условные стадии растворения образца полимера; – Схема турбулентного реометра; – Общий вид ротационного вискозиметра «Реотест - 2»; – Зависимость вязкости нефти от температуры; – Зависимость коэффициента гидродинамического сопротивления растворов полиизопрена в нефти от числа Рейнольдса; – Зависимость объёмного расхода;

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Абраменко Н.С.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
2 Экспериментальная часть	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Манжай Владимир Николаевич	Д.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Гайамфи-Ибоа Эбинизер		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Гайамфи-Ибоа Эбинизеру

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	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>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<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.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала :

1. <i>Таблицы:</i> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Затраты на приобретение необходимого оборудования</i> - <i>Исходные данные для расчёта</i> - <i>Расчет затрат на транспорт нефти по трубопроводу</i>
2. <i>График расчет общих расходов и расходов на электрическую энергию для трубопроводного транспорта нефти</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
---------------	------------	----------------	-------------

2БМ6В	Гайамфи-Ибоа Эбинизер		
-------	-----------------------	--	--

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Гайамфи-Ибоа Эбинизеру

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочими местами являются химическая лаборатория и предприятия по транспортировке сжатого газа.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</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>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</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). 	<p>1.1</p> <p><i>Лабораторный этап</i></p> <p><i>При исследовании нефти, нефтяных фракций и сжатого газа могут возникнуть следующие вредные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Риски отравления токсическими газами 2. Превышение уровней шума <p><i>Полевой этап</i></p> <p><i>Работа на предприятия по транспортировке сжатого газа связана с дополнительным непосредственно воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</i></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>1.2</p> <p><i>Лабораторный этап</i></p> <p><i>При исследовании растворов полимеров могут возникнуть опасные ситуации, к ним относятся</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Электрический ток. <p><i>Полевой этап</i></p>

	<i>При обслуживании нефтепроводов могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: Электрический ток.</i>
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<i>При строительстве и эксплуатации нефтепроводов будет оказывать негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха.</i> <ol style="list-style-type: none"> 1. Охрана земельных ресурсов и растительного мира 2. Охрана атмосферного воздуха 3. Охрана водной среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<i>В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:</i> <ul style="list-style-type: none"> – техногенного характера; – природного характера; <i>Пожарная и взрывная безопасность.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<i>Специальные правовые нормы трудового законодательства</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Гайамфи-Ибоа Эбинизер		

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



Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефти и газа
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

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

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

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы (исследования)	Процент выполнения
25.09.2017	Введение	5
15.10.2017	Литературный обзор: Основные виды полимеров для снижения сопротивления при течении жидкости	10
26.11.2017	Литературный обзор: гидродинамические закономерности течения жидкостей	10
10.12.2017	Постановка задачи исследования	5
15.03.2018	Получение и исследование свойств противотурбулентных присадок.	10
19.03.2018	Получение и исследование свойств фракции нефти	20
	Анализ и обсуждение результатов	10
19.04.2018	Оценка эффективности мероприятия	5
24.04.2018	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
26.04.2018	Заключение	3
28.04.2018	Реферат	2
	Предварительная защита	–
29.05.2018	Написание пояснительной записки	3
15.05.2018	Подготовка доклада	5
15.05.2018	Оформление презентации	2
	Итого	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

РЕФРАТ

Выпускная квалификационная работа 113 страницы, 16 рисунка, 3 таблиц, 57 источника, 2 приложение.

Ключевые слова:

Эффект томса, сжиженный природный газ, полигексен, нефрасе, противотурбулентный присадки, турбулентное течение

Объектами исследования являются высокомолекулярный полимер, нефть, фракции нефти а также смесь пропана и бутана

Цель данной работы:

экспериментальное исследование возможности использования полимерных добавок для перекачки по трубопроводам углеводородных жидкостей (нефти и её фракций), а также сжиженного природного газа (СПГ).

В процессе исследования проводились:

исследования реологических свойств растворов ПВС, получение двухкомпонентных криогелей, исследование свойств двухкомпонентных криогелей, исследование реологических свойств эмульсий ПВС, получение криогелей наполненных нефтяной смолой и исследование их свойств

В результате исследования

Впервые установлено, что нефтерастворимые полимеры (полигексен) могут снижать сопротивление не только жидких фракций нефти, но и сжиженного природного газа

Область применения:

объекты нефтяной промышленности

Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

СПГ – сжиженные природные газы;

НК – полиизопрен;

ПГ – полигексен;

DR – величина эффекта снижения гидродинамического сопротивления;

C – концентрация полимера;

Re – число Ренолдса;

ПТП – противотурбулентных присадки.

Оглавление

Введение	16
1 Литературный обзор	18
1.1 Жидкое и газообразное агрегатное состояние вещества	18
1.2 Состав и физико-химические характеристики нефти и природного газа.....	18
1.3 Физико-химические характеристики системы природный газ.....	20
1.3.1 Фазовая диаграмма пропана и бутана	22
1.3.2 Производство сжиженного газа и ШФЛУ осуществляется за счет следующих трех основных источников:	23
1.4 Течение жидкостей в цилиндрическом канале.....	26
1.5 Снижение гидродинамического сопротивления (эффект Томса).....	31
1.5.1 Факторы, влияющие на снижение сопротивления	32
1.5.1.1 Влияние концентрации полимерной добавки на эффект.	32
1.5.1.2 Влияние молекулярного веса полимерной добавки на эффект.....	32
1.5.1.3 Влияние диаметра трубы на эффект.....	32
1.5.1 Зависимость величины эффекта от числа Рейнольдса и напряжения сдвига.....	33
1.6 Полимеры, используемые на нефтяных промыслах.....	35
1.6.1 Процесс растворения и свойства образующихся полимерных растворов	37
2 Экспериментальная часть	40
2.1 Методы исследования и использованное оборудование.....	40
2.1.1 Устройство и эксплуатация герметичного турбулентного реометра с вертикальным расположением цилиндрического канала.	41
2.1.2 Устройство и эксплуатация герметичного турбулентного реометра с горизонтальным расположением цилиндрического канала.	41

2.1.3	Формулы для расчета результатов турбореометрического тестирования жидкостей:	42
2.1.4	Ротационный вискозиметр для измерения вязкости.....	43
2.2	Объекты исследования.....	45
3	Обсуждение результатов.....	47
3.1	Снижение гидродинамического сопротивления нефти добавками полимеров.	47
3.1.1	Вискозиметрия Нефти – Уравнение Аррениуса – Френкеля - Эйринга (АФЭ)	47
3.1.2	Растворы полиизопрена в нефти.....	49
3.2	Снижение гидродинамического сопротивления керосина и бензина добавками полимеров.	53
3.2	Снижение гидродинамического сопротивления сжиженного газа добавками полимеров.	54
5	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
5.1	Экономическое обоснование рентабельности применения противотурбулентных полимеров в нефтепроводах	58
5.2	Стоимость необходимого оборудования	59
5.2.1	Используемая спецтехника	59
5.2.2	Используемые химические вещества.....	59
5.3	Случай 1	60
5.4	Случай 2	62
5.4.1	Применение противотурбулентных присадок для снижения энергопотребления на трубопроводах	63

6 Социальная ответственность при изучении влияния полимерных добавок на поток углеводородных жидкостей.....	68
6.1 Профессиональная социальная безопасность	68
6.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятия по их устранению.	69
6.3 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по защите от действия опасные и вредные факторы	76
6.4 Экологическая безопасность.....	78
6.4.1 Защита атмосферы	78
6.4.2 Защита гидросферы.....	79
6.4.3 Защита литосферы.....	80
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
Выводы.....	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	85
Приложения.....	90

Введение

Снижение сопротивления в трубопроводах с использованием противотурбулентных присадок (ПТП) имеет большое значение для проектирования нефтегазопроводов, поскольку ПТП уменьшают мощность откачки и увеличивают пропускную способность трубопроводов.

ПТП были использованы в нескольких инженерных системах, таких как централизованное теплоснабжение и охлаждение, нефтедобывающие и транспортные трубопроводы и другие.

ПТП впервые был коммерчески использован в Трансаялском трубопроводе в 1979 году. Диаметр трубопровода составлял 1,2 м. Мощность трубопровода увеличилась с 1,45 млн. Баррелей в сутки до 2,1 млн. Баррелей в сутки из-за достигнутого снижения сопротивления на 50%. Явление называется эффектом Томса.[1]

Было доказано, что использование ПТП имеет преимущества, которые включают: увеличенная мощность трубопровода, экономия в насосной мощности, уменьшение давления при соответствующем снижении толщины трубы и давления, уменьшение диаметра трубы в стадии разработки, а также количество и размер насосных установок.[2,4]

В Институте нефтехимии СО РАН были проведены исследования по синтезу высокомолекулярных полимеров, которые могут быть использованы в качестве ПТП при транспортировке нефтяных и нефтяных фракций в разных регионах Российской Федерации.

Целью данной работы является экспериментальное исследование возможности использования полимерных добавок для перекачки по трубопроводам углеводородных жидкостей (нефти и её фракций), а также сжиженного природного газа (СПГ).

Для достижения этой цели необходимо было решить следующие задачи:

- разработка лабораторных стендов для изучения закономерностей течения углеводородных жидкостей;

- реологические исследования различных фракции нефти и установление их совместимости с противотурбулентными добавками различной химической природы;
- экспериментальное исследование текучести углеводородных жидкостей через цилиндрический канал турбулентного реометра в присутствие разных противотурбулентных добавок;
- оценка технологической и экономической эффективности предполагаемой технологии.

1 Литературный обзор

1.1 Жидкое и газообразное агрегатное состояние вещества

Агрегатное состояние вещества, характеризуется определёнными качественными свойствами которые включают в себя способность поддерживать форму и объём вещества, относительное расстояние между составляющими молекулами. На основе этих характеристик, вещества классифицируются как газ, жидкость, твердое вещество и плазма.

В газообразном состоянии связи между молекулами слабы, в результате они обладают очень высокой подвижностью. Молекулы газа движутся хаотично и случайным образом с их средней кинетической энергией, большей, чем их средняя потенциальная энергия. Таким образом, газ не имеет фиксированную форму, как она принимает форму контейнера.

Связь между молекулами жидкости более жесткая, чем в газе, в результате жидкость течет в потоке. Поток жидкостей можно рассматривать как разные слои, скользящие друг над другом. Однако облигации недостаточно сильны, чтобы удерживать фиксированную форму, как в твердом состоянии. Различные жидкости имеют разные точки кипения и замерзания, при которых они могут превращаться в газ или твердое вещество соответственно. Эти температуры являются физическими свойствами данного жидкого образца.[]

1.2 Состав и физико-химические характеристики нефти и природного газа

Нефть является сложной смесью огромного количества органических соединений, состоящий из различного химического состава и химических структур. Состав нефти различен на разных месторождениях. Химические составляющие нефти; углерод (80-87%); водород (10-14%); сера (0,1-8%); азот (0,1-2%); кислород (0,1-4%); и другие элементы в небольших фракциях

Большая часть алканов представлена молекулами линейного (рисунок 1.1) цепного строения (n-алканы), общая формула которых может быть записана как

$C_nH_{(2n+2)}$, а структурная формула $CH_3-(CH_2)_x-CH_3$. В нефти содержатся также и разветвленные алканы (изомеры).

Как следует из таблицы 1.1, алканы до C_5 – это газы при температуре $20^\circ C$ и при давлении $1 \cdot 10^5$ Па, а алканы от C_5 до C_{17} – это жидкости при температуре $20^\circ C$, выше C_{17} – это твердые парафины. С увеличением молекулярной массы алканов усиливается их межмолекулярное взаимодействие. Высокомолекулярные алканы склонны к образованию ассоциатов, которые являются зародышами парафиновых кристаллов.

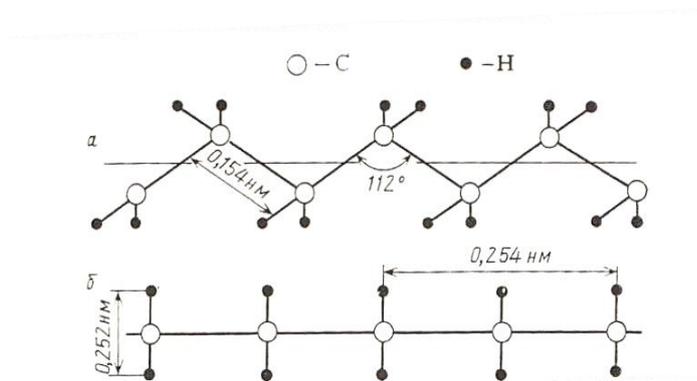


Рисунок 1. 1 – Предельные углеводороды нормального строения (н-алканы)

В нефти также содержатся циклические предельные алканы (нафтены, общая формула которых $\sim C_nH_{2n}$) и арены (ароматические углеводороды, общая формула которых $\sim C_nH_n$). Циклические структуры алканов и аренов могут быть сконденсированы между собой и содержать боковые заместители алканов, а также содержать в своем составе гетероатомы (S, O, N), которые придают им полярные свойства. Из гетероорганических соединений формируются высокомолекулярные соединения нефти (смолы и асфальтены).

Таблица 1.1 – Агрегатное состояние и физико-химические свойства алканов нефти

Название,	$T_{\text{плавл.}} \text{ } ^\circ C$	$T_{\text{кипен.}} \text{ } ^\circ C$	агрегатное состояние при $20^\circ C$
Метан	-183	- 162	Газообразное
Этан	- 182,8	- 89	Газообразное
Пропан	- 188	- 42	Газообразное

Бутан	- 138	- 0,5	Газообразное
Пентан	- 130	36	Газообразное
Гексан	- 95	69	Газообразное
Пентадекан	10	271	Газообразное
Гексадекан	18	287	Жидкость
Гептадекан	22	295	Твердое
Гектан	115	разлагается	Твердое

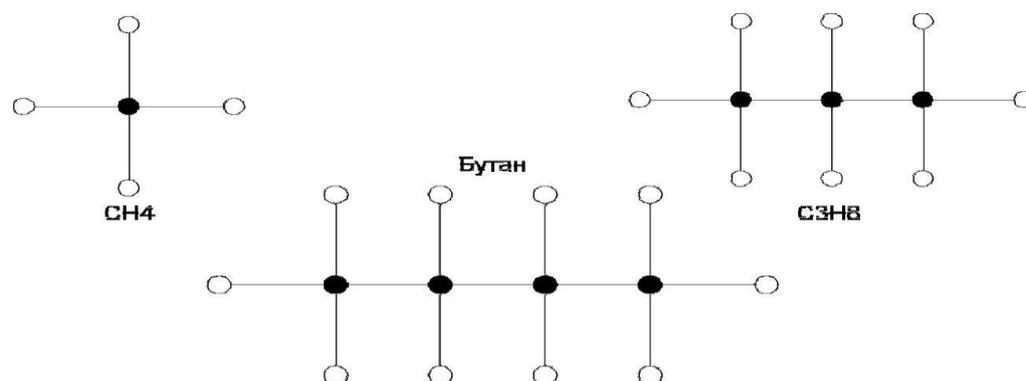
1.3 Физико-химические характеристики системы природный газ

Сжиженные природные газы (СПГ) представляет собой углеводородную смесь с очень низким молекулярным весом. Основными компонентами СПГ являются пропан и бутан с смесью метана и этана или иногда небольших количеств пентана. СПГ может также состоять из ненасыщенных углеводородов, таких как этилен, пропилен, бутилен. Бутан-бутилены могут присутствовать в виде изомерных соединений (изобутан и изобутилен).

Состав ШФЛУ в процентах выглядит следующим образом: этан – (2% - 5%); гексановая фракция, C_6 – (15% - 30%); фракций, C_4 - C_5 – (40% - 85%), остаток состоит из пентановых фракций.

Пропан является органическим веществом класса алканов. Изучается природный газ, образующийся при растрескивании нефтепродуктов. Химическая формула - C_3H_8 (рисунок 2). Бесцветный газ, без запаха, слабо растворим в воде. Точка кипения составляет $-42,1$ °С. Она образует взрывоопасные смеси с воздухом при концентрации пара от 2,1% до 9,5%. Температура самовозгорания пропана в воздухе при давлении 0,1 МПа (760 мм рт. Ст.) Составляет 466 °С. Пропан используется в качестве топлива, основного компонента так называемых сжиженных углеводородных газов, при получении мономеров для синтеза полипропилена.

Бутан является органическим соединением класса алканов. В химии имя в основном используется для обозначения н-бутана. Химическая формула - C_4H_{10} (рисунок 1.2). Одно и то же название имеет смесь н-бутана и изобутана-изомера $CH(CH_3)_3$. Бесцветный горючий газ без запаха, легко сжижается (ниже $0^\circ C$ и при нормальном давлении при повышенном давлении и обычной температуре жидкости). Он смешивается в газовом конденсате и нефтяном газе (до 12%).



● - углерод;
○ - водород

Рисунок 1. 2 – Структура атомов пропана, бутана и метана.

1.3.1 Фазовая диаграмма пропана и бутана

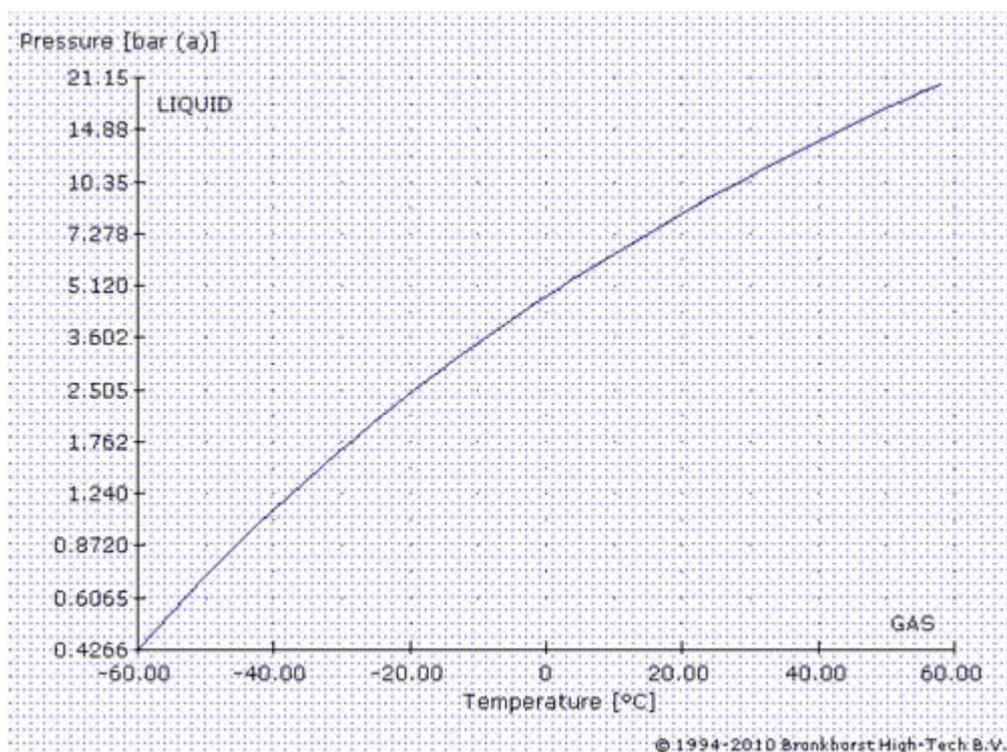


Рисунок 1.3 – Фазовая диаграмма пропана

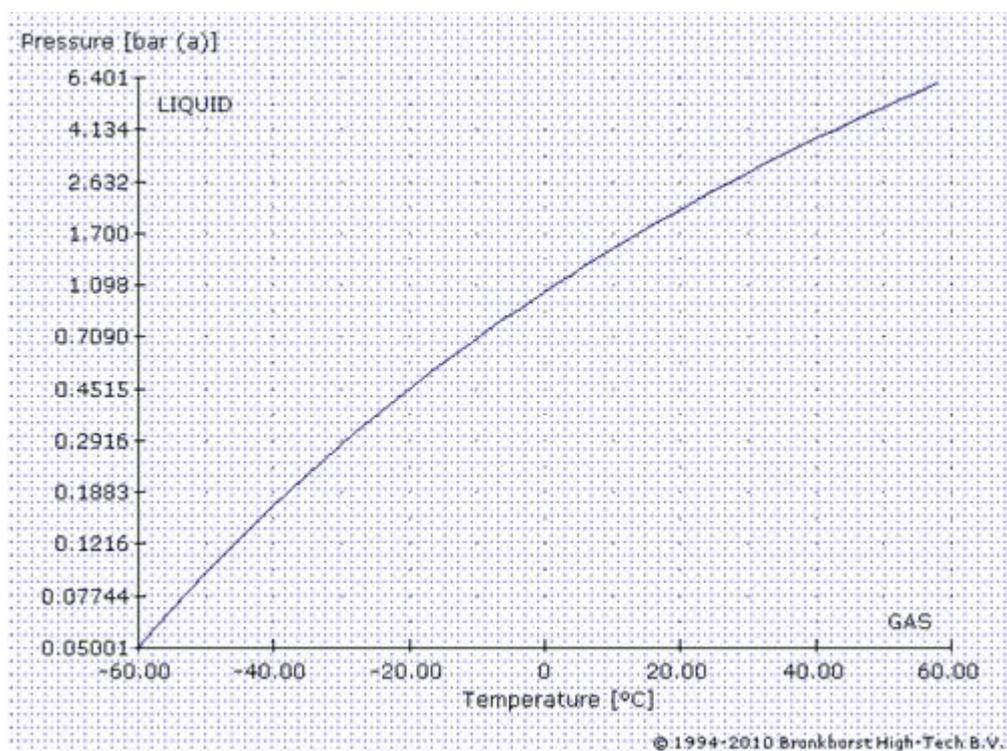


Рисунок 1.4. Фазовая диаграмма бутана

При комнатной температуре смесь пропана и бутана существует в виде газа в атмосферных условиях. Чтобы поддерживать смесь в жидкой фазе, разность давлений поддерживается на уровне 10 бар.

Таблица 1.2 – Физические свойства пропана и бутана

Наименование показателя	Пропан	Бутан
Молекулярная масса	44,10	58,12
Плотность жидкой фазы при нормальных условиях, кг/м ³	510	580
Плотность газовой фазы, кг/м ³ при нормальных условиях	2,019	2,703
Плотность газовой фазы, кг/м ³ при температуре 15 °с	1,900	2,550
Самовоспламенение температура , ° С	466	405
Коэффициент объемного расширения жидкой фракции	0,003	0,002
Температура кипения (при P = 1 бар, T = 0 °С)	-42,1	-0,5

1.3.2 Производство сжиженного газа и ШФЛУ осуществляется за счет следующих трех основных источников:

Добыча нефти - СПГ и ШФЛУ производится по производству нефти. Газовые фракции отделяются при обработке связанного газа и стабилизации нефти;

Добыча газа - СПГ и ШФЛУ производятся путем вытеснения газовых скважин и несвязанного газа, и стабилизации конденсата;

Нефтепереработка - сжиженный газ производится путем переработки нефтепродуктов. Основной состав газа, полученного этим способом, представляет собой смесь бутан-гексановых фракций (C4-C6) с небольшим количеством этана и пропана. Основным преимуществом LPG является его способность существовать при температуре окружающей среды и умеренных давлениях как в жидком, так и в газообразном состоянии. В жидком состоянии их

можно легко обрабатывать, хранить и транспортировать, в газообразном состоянии они имеют лучшую характеристику сгорания.

Состояние углеводородных систем определяется совокупностью влияний различных факторов, поэтому для полной характеристики необходимо знать все параметры. К основным параметрам, поддающимся непосредственному измерению и влияющим на режимы течения СПГ, относятся давление, температура, плотность, вязкость, концентрация компонентов, соотношение фаз.

Углеводородные системы существуют как однородные, так и гетерогенные. Если система имеет однородные физические и химические свойства - она однородна, если она неоднородна или состоит из веществ в разных агрегатных состояниях - она гетерогенна. Под фазой понимается определенная однородная часть системы, которая имеет четкий интерфейс с другими фазами.

По строгам сжиженных газов он постоянно меняет свое совокупное состояние. Часть газа испаряется и переходит в газообразное состояние, а часть конденсируется, переходя в жидкое состояние. В тех случаях, когда количество испаренной жидкости равно количеству конденсированного пара, система жидкого газа для равновесия и пары жидкости становятся насыщенными, а их давление называют давлением насыщения или давлением пара.

Сжиженные нефтяные газы могут перевозиться в железнодорожных и автомобильных цистернах, хранящихся в резервуарах различного объема. В нижней части сосуда находится кипящая жидкость, а в верхней части - сухие насыщенные пары (рис. 1.3). Когда температура в резервуарах уменьшается, некоторые испаряются, то есть увеличивается масса жидкости и уменьшается масса пара, возникает новое равновесное состояние. По мере повышения температуры происходит обратный процесс, пока не произойдет фазовое равновесие при новой температуре. Таким образом, испарение и конденсация происходят в резервуарах и трубопроводах, работающих в двухфазных средах при постоянном давлении и температуре при одинаковой температуре испарения и конденсации.

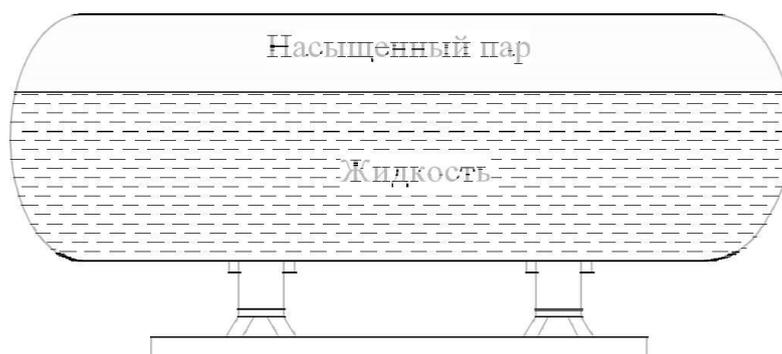


Рисунок 1.3 – Фазные состояния сжиженных газов при хранении.

При проведении измерений количества СУГ и при учетных операциях на объектах хранения, важное значение имеют такие понятия как плотность, температурное расширение и вязкость.

Плотность, кг/м^3 – отношение массы тела к его объему, зависящее от углеводородного состава и его состояния. Плотность паровой фазы СПГ – сложная функция температуры, состояния и давления для каждого компонента. Плотность жидкой фазы пропан-бутановых смесей зависит от состава углеводородов и температуры, так как с ростом температуры снижается плотность жидкости, что обусловлено объемным расширением.

Вязкость – это способность газов или жидкостей оказывать сопротивление сдвигающим усилиям, обусловленная силами сцепления между молекулами вещества. При относительном движении между слоями потока возникает касательная сила, которая зависит от площади соприкосновения слоев и градиента скорости. Удельное касательное напряжение, возникающее между слоями, определяет динамическую вязкость газа или жидкости и называется коэффициентом динамической вязкости. Анализ экспериментальных исследований показал, что вязкость СПГ зависит от температуры, а с увеличением давления растет незначительно. В отличие от жидкостей, у газа вязкость с повышением температуры возрастает.

Упругость паров СПГ возрастает с повышением температуры и уменьшается с ее понижением. Это свойство сжиженных газов является одним из

определяющих при проектировании систем хранения и распределения. При отборе из резервуаров кипящей жидкости и транспортировании ее по трубопроводу часть жидкости испаряется из-за потерь давления, образуется двухфазный поток, упругость паров которого зависит от температуры потока, которая ниже температуры в резервуаре.

1.4 Течение жидкостей в цилиндрическом канале

Все вещества, находящиеся в любом агрегатном состоянии, характеризуются широким набором разнообразных физико-химических характеристик, но доминирующим свойством при этом у твердых тел является упругость, у газообразных – летучесть, а у жидких – текучесть. Величина обратная текучести жидкости называется вязкостью. Вязкость является следствием действия сил межмолекулярного взаимодействия, которые препятствуют развитию необратимых деформаций жидких сред под влиянием внешних сил [12,15].

Приток жидкости в цилиндрический канал может быть реализован в двух разных режимах: ламинарном или турбулентном. Ламинарный поток характеризуется упорядоченным слоистым потоком без смешивания. Все слои в режиме ламинарного течения движутся равномерно и постепенно параллельно оси (стенке) трубки с различными линейными скоростями. В этом случае смежные концентрические слои жидкости телескопически скользят один над другим, так что при переходе от слоя к слою в перпендикулярном направлении к потоку их скорости изменяются от максимума на оси трубы до нуля на стенке, где выполняется условие «механической адгезии». Из-за трения, вызванного взаимодействием межмолекулярного взаимодействия частиц, тангенциальное (тангенциальное, сдвиговое) напряжение переносится от одного цилиндрического слоя к другому, что, согласно закону Ньютона;

$$F_{\text{тр}} = \eta \cdot \frac{dU}{dR} \cdot \Delta S \quad (1)$$

для единицы поверхности соприкасающихся слоев пропорционально градиенту скорости

$$\tau = \eta \cdot \frac{dU}{dR} = \eta \cdot j \quad (2)$$

где η - коэффициент динамической вязкости;

$j = dU / dR$ – скорость сдвига (градиент скорости);

τ – напряжение сдвига между слоями, находящимися на расстоянии R от оси трубы, в которой осуществляется течение под действием перепада давления $\Delta P = P_1 - P_2$ между концами трубы длиной L .

Равномерное и прогрессивное движение каждого уровня, связанное с ускорением силы внешней силы (падение давления) и замедлением силы трения (напряжение сдвига). На основании приведенной выше картины устойчивого ламинарного течения получается формула для расчета напряжения сдвига после замещения в (2) и интегрировании - наложение аналитического выражения, описывающего распределение параболических скоростей слоев жидкости вдоль участка трубы (профиль скорости);

$$U = \frac{\Delta P}{4\eta \cdot L} \cdot (R_w^2 - R^2) \quad (3)$$

где R_w – радиус трубы.

Формулы для расчета напряжения сдвига и скорости сдвига на стенке трубы могут быть записаны в виде

$$\tau_w = \frac{\Delta P}{2L} \cdot R_w \quad (4)$$

$$j_w = \frac{\Delta P}{2L \cdot \eta} \cdot R_w \quad (5)$$

Графическое изображение параболического профиля скоростей ламинарного режима представлено на рисунке 1.4 (кривая 1). Полное количество жидкости, протекающей через поперечное сечение трубы в единицу времени (объемный расход), может быть вычислено после интегрирования $Q = \int U \cdot dS$ и

равняется объему параболоида вращения (произведению площади основания на половину высоты)

$$Q_{\text{лам}} = \frac{\pi \cdot R_w^4}{8\eta \cdot L} \cdot \Delta P \quad (6)$$

Уравнение, выражающее закон сопротивления ламинарного течения, можно представить в более общей форме, т.е. в виде уравнения Дарси-Вейсбаха.

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{\rho \cdot L}{4 \cdot \pi^2 \cdot R_w^5} \cdot Q^2 \quad (7)$$

где ρ – плотность жидкости;

λ – коэффициент гидродинамического сопротивления,

Число Рейнольдса является безразмерной величиной. Число Рейнольдса характеризует отношение инерционных сил к силам вязкости (межмолекулярное взаимодействие) и выполняет критерий подобия в гидродинамике.

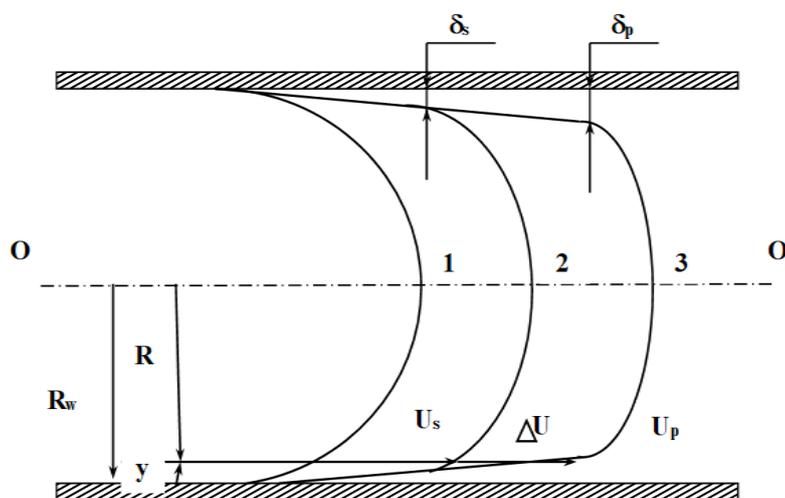


Рисунок. 4. Профили скоростей при течении вязкой жидкости в цилиндрическом канале:

- 1 – ламинарное течение растворителя;
- 2 – турбулентное течение растворителя;
- 3 – турбулентное течение полимерного раствора.

Проводя несколько простых преобразований уравнений (1.7) с учетом

$$\bar{U} = Q / \pi R_w^2 \quad (8)$$

можно получить уравнение зависимости от потерь на трение от объемного потока;

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{\rho \cdot L}{4 \cdot \pi^2 \cdot R_w^5} \cdot Q^2 \quad (9)$$

которые могут быть использованы при расчете коэффициентов гидродинамического сопротивления при разных числах Рейнольдса после проведения лабораторных экспериментов на турбулентном реометре.

С увеличением числа Рейнольдса коэффициент гидродинамического сопротивления режима ламинарного течения в цилиндрическом канале монотонно уменьшается (рис. 1.5, кривая Пуазейля). Но когда достигается критическое значение числа Рейнольдса (Запись 2300), коэффициент гидродинамического сопротивления заметно возрастает в результате изменения упорядоченного слоистого (ламинарного) потока хаотического (турбулентного) потока, при котором интенсивное перемешивание жидкости наблюдаемый.

Турбулентный поток является более энергоемким из-за хаотического смешивания, которое имеет место. уравнения Дарси-Вейсбаха резко возрастает после получения критического числа Рейнольдса (рис. 1.5) и с дальнейшим увеличением числа Рейнса на теоретической кривой Пуазейля, рассчитанной по формуле (18), к эмпирической кривой Блазиуса (19).

Степенная формула Блазиуса, справедливая для турбулентного течения, находится в удовлетворительном согласии с экспериментом при $3 \cdot 10^3 < Re < 50 \cdot 10^3$. В более широком диапазоне чисел Рейнольдса используются различные эмпирические формулы, в частности, Колбрук уравнение, полученное после обработки большого массива экспериментальных данных $\frac{1}{\lambda^{1/2}} = 2 \cdot \lg(Re \cdot \lambda^{1/2}) - 0,8$. Существенным недостатком этого уравнения является то, что зависимость коэффициента сопротивления от числа Рейнольдса выражена в неявном виде.

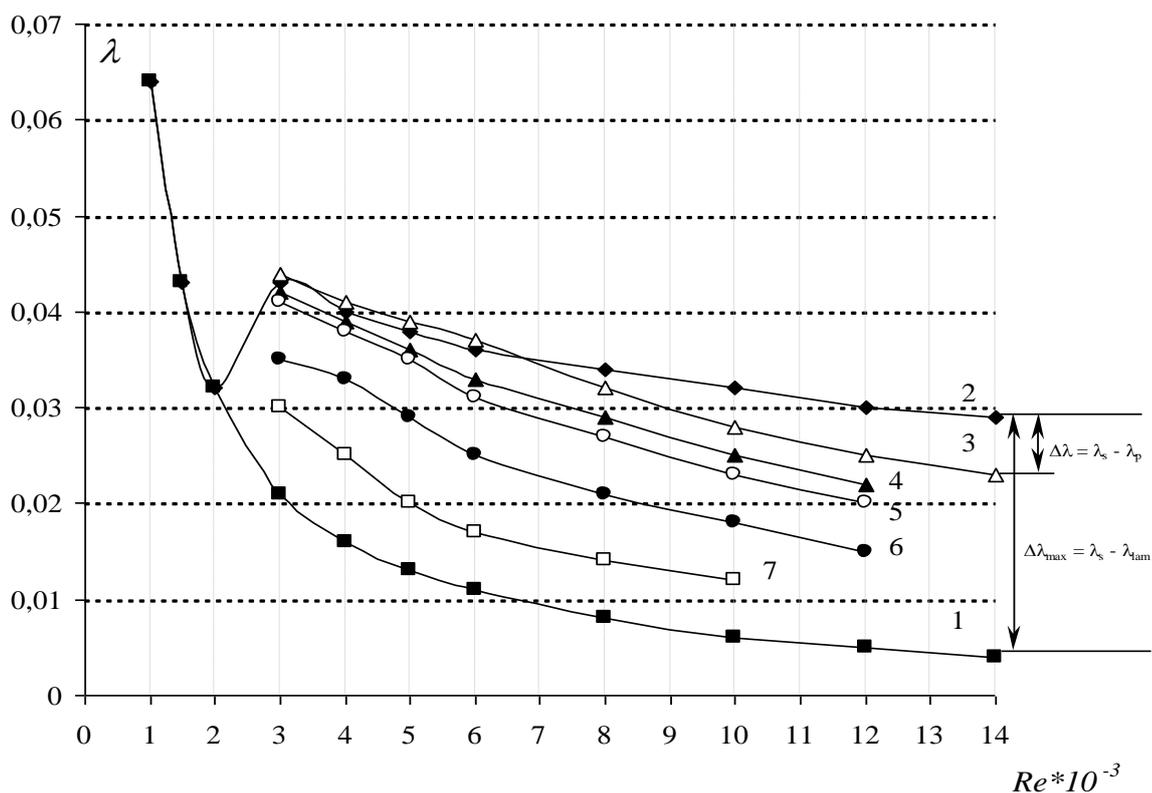


Рисунок 1. 5 – Зависимость коэффициента гидродинамического сопротивления от числа Рейнольдса для различных систем полимер-растворитель:

- 1 – теоретическая кривая Пуазейля для ламинарного течения (18);
- 2 – эмпирическая кривая Блазиуса для турбулентного течения (19);
- 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 ($C = 0,1 \text{ кг/м}^3$; $M_r = 0,5 \cdot 10^6$).

Теоретического обоснования для импульсивного изображения турбулентного потока нет. Поэтому различные эмпирические формулы используются для проведения технологических расчетов объемного потока в турбулентном потоке жидкости. Например, степенной закон, полученный после обработки большого массива экспериментальных данных, например, степенную, полученную после обработки большого массива экспериментальных данных

$$Q_{\text{тур}} = 14,8 \cdot \left(\frac{\Delta P}{L \cdot \rho} \right)^{0,571} \cdot \left(\frac{R^{2,714}}{\nu^{0,143}} \right) \quad (10)$$

Таким образом, можно констатировать, что для ламинарного потока существует строгая теоретическая поддержка, имеется полная и строгая теоретическая поддержка. Однако до сих пор до сих пор не существует рациональной теории турбулентного течения.

В соответствии с формулами (6) и (10) объемные объемные расходы ламинарных и турбулентных течений в цилиндрическом канале зависят не только от величины приложенной внешней нагрузки и геометрических параметров трубы, но и от вязкости.

1.5 Снижение гидродинамического сопротивления (эффект Томса)

В 1948 г. Томс опубликовал работу [1], результаты которой свидетельствовали о том, что коэффициент гидродинамического сопротивления при турбулентном течении в трубе разбавленного раствора полиметилметакрилата в монохлорбензоле необычно мал. При весовой концентрации полимера в потоке 0,25 % коэффициент снизился примерно в два раза по сравнению с его величиной у чистого растворителя. Оказалось, что в турбулентном потоке перепад давления на единицу длины трубы при течении загущённой углеводородной жидкости был значительно меньше, чем в случае чистого растворителя.

Способность макромолекул снижать гидродинамическое сопротивление в турбулентном потоке представляет не только академический интерес, но имеет и большое практическое значение. В настоящее время это явление нашло широкое применение при разработке энергосберегающих технологий трубопроводного транспорта жидкостей, а также для уменьшения потерь на трение в судоходстве и в других областях производственной деятельности. Для рационального использования эффекта на практике требуется теоретическое обеспечение, позволяющее объяснить физическую суть явления и дающее возможность на основе лабораторной информации о полимерах и растворителях прогнозировать

величину эффекта ещё до проведения широкомасштабного натурального эксперимента.

1.5.1 Факторы, влияющие на снижение сопротивления

1.5.1.1 Влияние концентрации полимерной добавки на эффект.

Эффект снижения сопротивления (DR) увеличивается с увеличением концентрации полимера для полимерных добавок с низкой концентрацией. При увеличении концентрации больше молекул полимера, доступных для рассеивания образования вихрей. Когда достигается максимальное снижение сопротивления, увеличение концентрации полимера не приводит к существенному увеличению DR.[5,7]

1.5.1.2 Влияние молекулярного веса полимерной добавки на эффект.

ПТП представляют собой синтетические полимеры с высокой молекулярной массой, которые могут улучшить характеристики текучести текучей среды. Молекулярная масса полимера влияет на DR. Для уменьшения сопротивления в турбулентной текучей жидкости требуется меньшее количество полимеров с высокой молекулярной массой. Полимеры с молекулярной массой ниже 10^5 не вносят существенного вклада в снижение сопротивления.[6,8,14]

1.5.1.3 Влияние диаметра трубы на эффект.

Диаметр трубы, через которую протекает жидкость, является значительным параметром, который влияет на DR. Исследования показали, что при увеличении диаметра трубы для снижения сопротивления требуется более высокая концентрация полимера. Это связано с отношением длины цепи полимерной цепи к турбулентности, которая является параметром, который влияет на DR. По мере увеличения диаметра трубы образуются большие вихри, что приводит к уменьшению DR.[10,11,16]

The diameter of the pipe through which the liquid is flowing is a significant parameter that affects DR effect. Studies has shown that with increasing pipe diameter, higher polymer concentration is required for drag reduction. This is due to the length scale ratio of the polymer chain to turbulence which is a parameter that affects DR. As the pipe diameter increases, large eddies are generated which results in reduction in DR effect of the polymer.

1.5.1 Зависимость величины эффекта от числа Рейнольдса и напряжения сдвига.

Необходимым условием проявления эффекта Томса является наличие турбулентного режима течения, который реализуется при числах Рейнольдса, превышающих критическое значение $Re_{кр.} = 2300$. Как следует из рисунка 1.5, смена одного режима другим сопровождается для ньютоновских (низкомолекулярных) жидкостей увеличением коэффициента гидродинамического сопротивления (λ_s) в окрестностях $Re_{кр.}$ и переходом его значений с кривой Пуазейля на кривую Блазиуса. Значения коэффициентов гидродинамического сопротивления полимерных растворов (λ_p) располагаются в области, ограниченной кривой Блазиуса и гипотетическим продолжением в турбулентную область кривой Пуазейля. С увеличением числа Рейнольдса значения λ_p уменьшаются, а это значит, что величина эффекта Томса (17.1) возрастает. Установлено, что величина эффекта с увеличением числа Рейнольдса возрастает для всех изученных пар полимер-растворитель независимо от химической природы растворителя, а также концентрации и молекулярной массы полимерного образца (рис. 1.5).

Экспериментально установлено, что при увеличении концентрации раствора “пороговое” значение числа Рейнольдса, при котором начинает проявляться эффект, по данным одних авторов уменьшается, а по данным других его величина не зависит от концентрации. Эти разногласия объясняются тем, что в формулу для расчета числа Рейнольдса входит вязкость, а авторы названных

работ проводили эксперименты с растворами полимеров в разных диапазонах концентраций и при разной вязкости.

В настоящее время величина порогового напряжения сдвига ($\tau_{пор.}$) является более надежным критерием оценки начальной эффективности агентов снижения сопротивления, чем $Re_{пор.}$ При увеличении напряжения сдвига выше “порогового” значения (рис. 1.6), величина эффекта растет, достигает максимума и начинает убывать. [6]

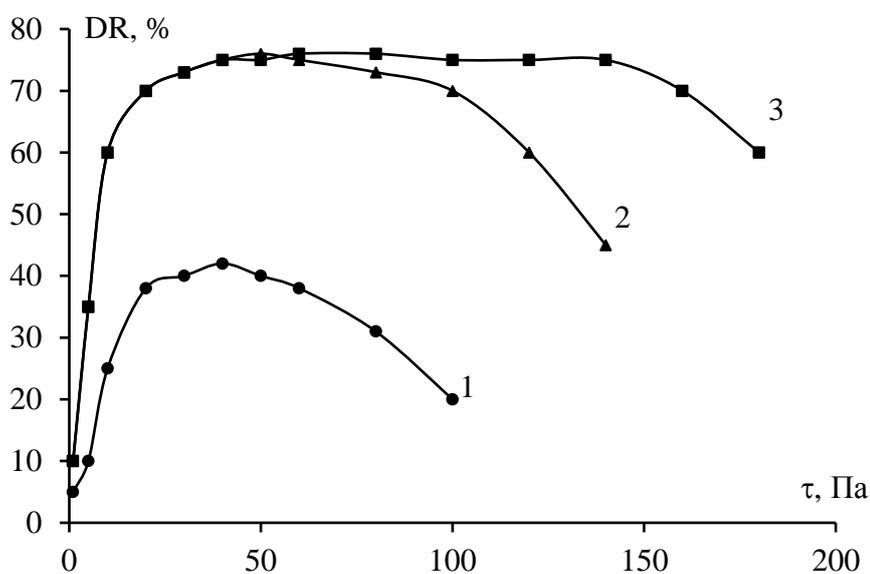


Рисунок 1.6 – Зависимость величины эффекта снижения гидродинамического сопротивления от напряжения сдвига при течении в трубах разного диаметра (● – 10 мм; ▲ – 21 мм; ■ – 36 мм) растворов полиэтиленоксида различной концентрации:
1 — 1 г/м³; 2 — 10 г/м³; 3 — 50 г/м³.

Уменьшение эффективности действия полимерной добавки при высоких напряжениях сдвига обусловлено двумя причинами. Во-первых, деградацией полимера, что будет рассмотрено в отдельной главе, во-вторых, влиянием шероховатости поверхности трубы.

1.6 Полимеры, используемые на нефтяных промыслах

Полимеры используются во многих областях экономики человека, машиностроении и нефтяной промышленности. Это широкое применение полимеров обусловлено наличием вязкоупругих свойств. Специфические свойства полимеров являются следствием огромных молекулярных масс макромолекул ($M = 10^4 - 10^7$) и их цепным ассиметричным строением, при котором отношение длины цепи макромолекулы к её поперечным размерам (диаметру) может составлять несколько тысяч. Полимерная цепь состоит из повторяющихся мономерных звеньев (рис. 1.7) одинакового химического состава и строения. Число звеньев (n) в макромолекуле может достигать сотен и даже тысяч единиц.

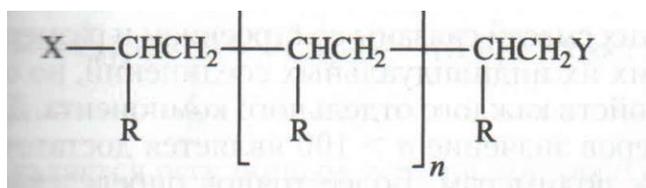


Рисунок. 1.7 – Структурная формула полимерной цепи.

Полимер может быть водорастворимым или нефтерастворимыми в зависимости от полярности его функциональной группы. Полярность функциональной группы определяется электроотрицательностью ее атомов.

Растворимость полимера является важным фактором, который следует учитывать при выборе полимера для различных технологических операций в нефтепромысловом бизнесе.

Углеродная цепь имеет ковалентный угол связи 109° и σ -связь длиной 0,154 нм между соседними атомами углерода (рис. 1.8). При форме тетраэдра длина повторяющегося блока составляет 0,25 нм, а гипотетически полностью растянутая цепь равна $L = n \times 0,25 \times 10^{-9}$ мкм. Чем дольше степень полимеризации (n) или, тем выше средняя молекулярная масса полимера $M = n \times \mu$, где μ представляет собой молекулярную массу повторяющегося звенья цепи

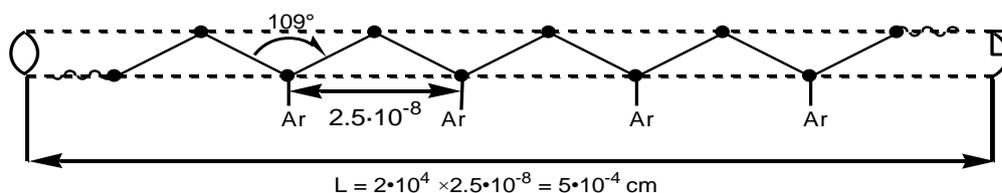
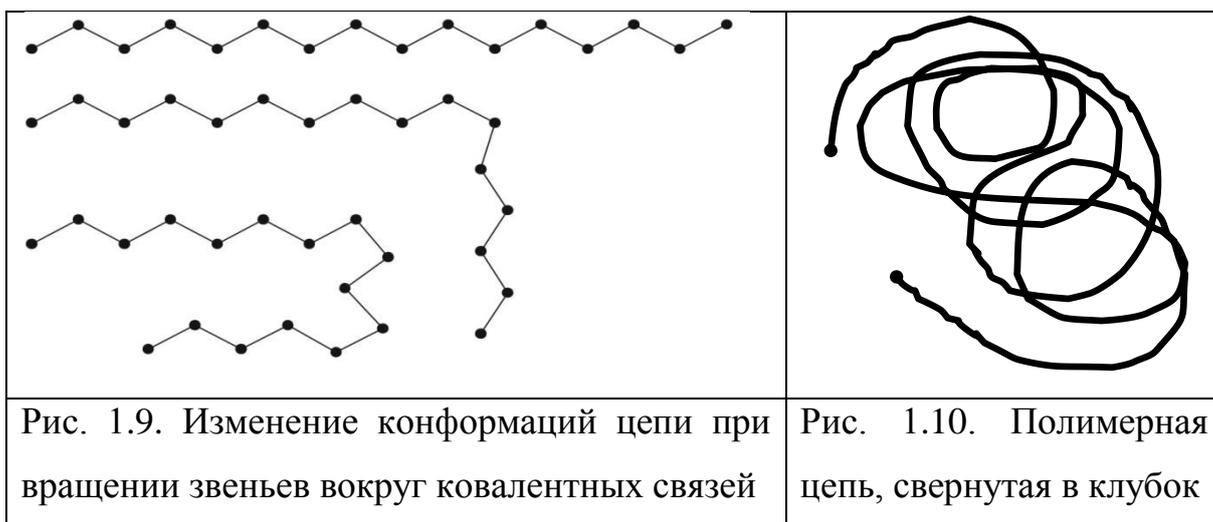


Рисунок 1.8. Макромолекула полистирола ассиметричного строения ($L/R \rightarrow \infty$)

Представление о полимерной макромолекуле как о вытянутой нитеобразной структуре является упрощенным и неверным. В реальных условиях вокруг каждой ковалентной связи, соединяющей соседние атомы углерода в полимерной цепи (или другие атомы, которые могут входить в главную цепь макромолекулы), под действием теплового движения реализуется непрерывное торсионное вращение, вследствие которого макромолекула самопроизвольно сворачивается в рыхлый клубок (рисунок. 11.а).



Огромное число ковалентных связей в полимерной цепи, вокруг каждой из которых реализуется вращение, обуславливает огромное многообразие различных возникающих при этом форм (конформаций) хаотично свернутого клубка (рис.1.9 и 1.10). При наложении внешнего усилия клубок может деформироваться (растягиваться или сжиматься), что придает полимерному образцу, состоящему из огромной совокупности взаимно перепутанных клубков, высокоэластичные свойства. Высокоэластичность полимерных тел и изделий на их основе с точки зрения термодинамики объясняется тем, что их упругость имеет энтропийную природу, обусловленную переходом макромолекул под действием

внешних сил из более вероятного состояния клубка в менее вероятное состояние растянутой нити. После снятия внешней нагрузки макромолекулы возвращаются в своё равновесное (наиболее вероятное) состояние клубка. [15,16]

1.6.1 Процесс растворения и свойства образующихся полимерных растворов

Растворение полимера начинается со стадии набухания образца полимера. На этом этапе полости между длинными цепями полимерного тела пронизаны малыми и кинетическими молекулами проникающего растворителя. Объем полимерного образца увеличивается за счет расширения запутанной полимерной цепи.

При растворении система полимер растворитель проходит следующие условные стадии (рис. 1.11):

1. Образец полимера, помещенный в растворитель в начальный момент времени (I).
2. Набухание, т.е. абсорбция (поглощение) растворителя в полимерный образец, сопровождающаяся односторонней диффузией молекул растворителя в объём полимерного тела (II).
3. Образование двухфазной системы, состоящей из слоя высоковязкого полимерного тела с частично иммобилизованным (включенным) растворителем и слоя растворителя, с малым содержанием макромолекул. При этом наблюдается протекание двухсторонней диффузии молекул растворителя в полимерный концентрат и встречной диффузии постепенно распутывающихся макромолекул в объём растворителя (III).
4. Процесс встречной диффузии макромолекул и молекул растворителя приводит к образованию гомогенной системы в виде равновесного однофазного раствора высокой концентрации, структурированного флуктуационной сеткой, состоящей из взаимно перепутанных цепей и обладающей упругими свойствами (IV).

5. При добавлении в систему дополнительных порций растворителя и при механическом её перемешивании происходит разрушение полимерной сетки концентрированного раствора на дискретные надмолекулярные образования, т.е. на ассоциаты из большого числа макромолекул (V).
6. При добавлении новых порций растворителя процесс растворения заканчивается распадом ассоциатов макромолекул на индивидуальные и кинетически независимые макромолекулярные клубки (VI).

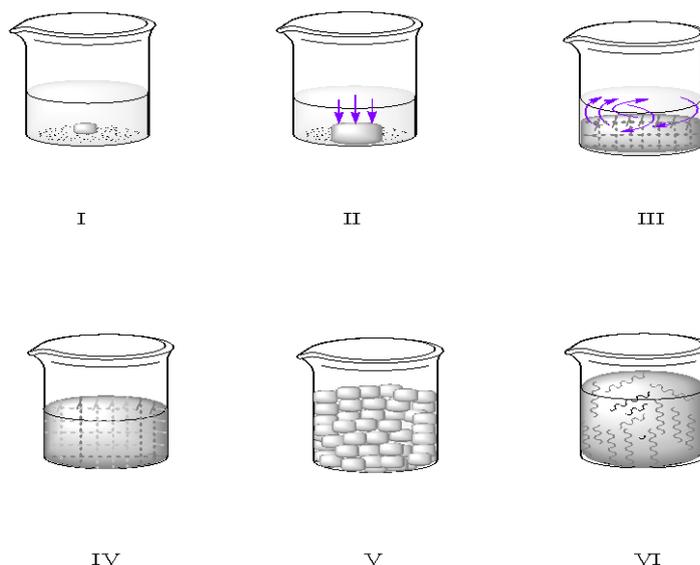


Рисунок 1.11 – Условные стадии растворения образца полимера.

В нефтепромысловом деле широко используются не только ньютоновские, но также и неньютоновские жидкости, т.е. жидкости с особыми реологическими свойствами. К неньютоновским жидкостям относятся и концентрированные растворы полимеров.

Вязкость полимерных растворов так же, как и вязкость ньютоновских жидкостей, очень сильно (экспоненциально) зависит от температуры и аналитически может быть описана уравнением Аррениуса – Френкеля – Эйринга (АФЭ):

$$\eta = A \cdot \exp \left\langle \frac{E_B}{RT} \right\rangle \quad (11)$$

где T, K – абсолютная температура;

$E_B, \text{Дж/моль}$ – энергия активации вязкого течения;

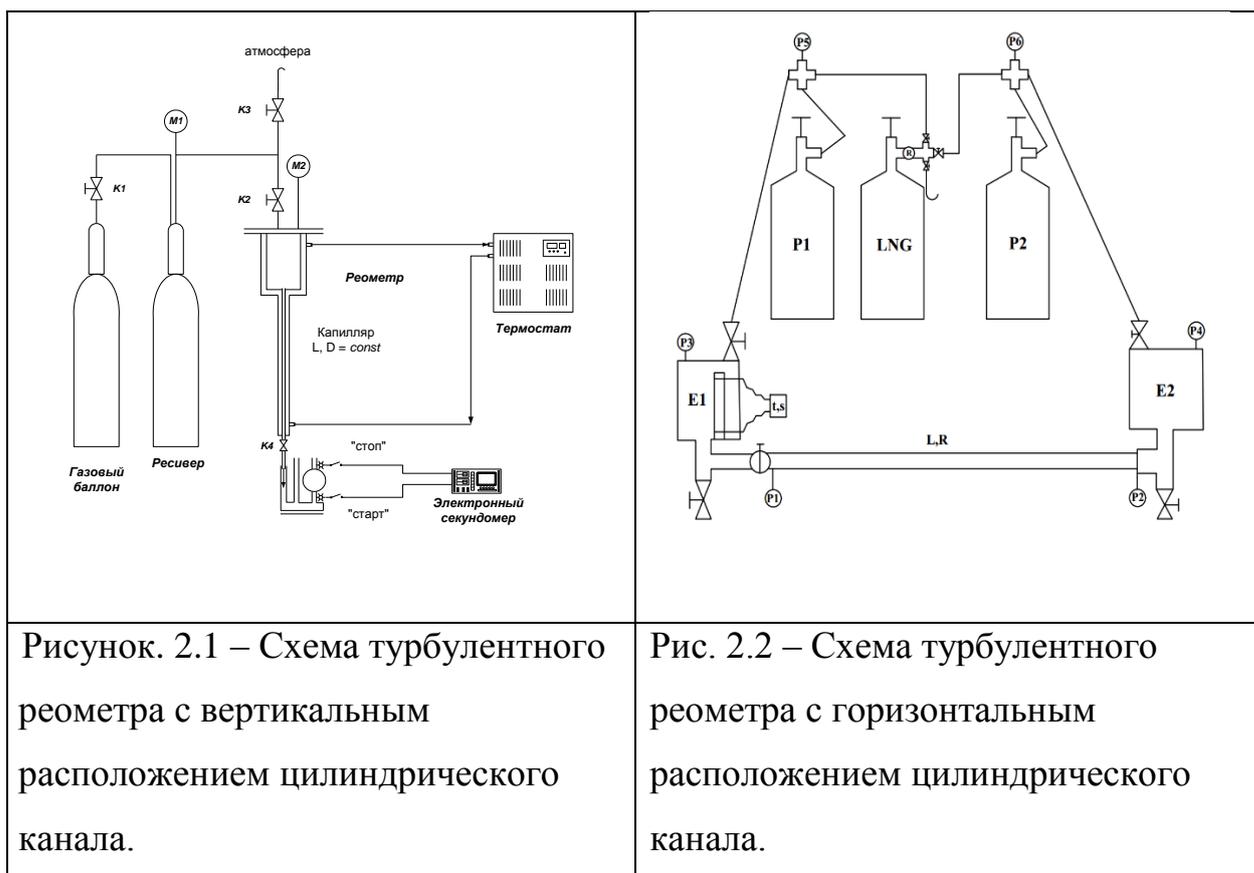
A , Па·с – предэкспоненциальный множитель, зависящий от размеров молекул.

Можно сказать, что вязкость полимерных растворов зависит от молекулярной массы полимерного образца (M), концентрации (C) и характеристической вязкости ($[\eta]$) растворов, температуры (T), заданной скорости сдвига ($\dot{\gamma}$) и времени (t) действия внешней силы, т.е. $\eta = f(M, C, [\eta], T, \dot{\gamma}, t)$.

2 Экспериментальная часть

2.1 Методы исследования и использованное оборудование.

Для экспериментальной проверки текучести жидкостей и для подтверждения эффективности применения полимерных присадок были разработаны и смонтированы два лабораторных стенда. В одном стенде цилиндрический канал ($R = 1,18 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ и $L = 0,8 \text{ м}$) расположен в вертикальном (рис. 2.1), а в другом стенде расположен в горизонтальном положении (рис. 2.2). На этих установках были получены практически идентичные результаты, что свидетельствует об отсутствии принципиального влияния расположения трубы в пространстве. На рис. 2.2 разность давлений поддерживалась на уровне 10 бар, чтобы поддерживать смесь пропана и бутана в жидком состоянии при комнатной температуре в соответствии с рис.1.3 и рис.1.4.



2.1.1 Устройство и эксплуатация герметичного турбулентного реометра с вертикальным расположением цилиндрического канала.

Турбулентный реометр (рисунок. 2.1) конструктивно подобен капиллярному вискозиметру, но позволяет проводить исследования в широком диапазоне чисел Рейнольдса, охватывающим как ламинарную, так и турбулентную области. С помощью газовой системы в реометре задаются различные перепады давления (ΔP), следовательно, и различные скорости течения жидкости через сменные капилляры с радиусом (R_w) и длиной (L). Измерение времени истечения жидкости производится электронным секундомером, включающегося и выключающегося при поступлении сигналов от фотодиодов измерительной ячейки, имеющей постоянный объём. При прохождении уровня жидкости мимо фотодиодов секундомер фиксирует время (t) вытеснения всегда постоянного объёма жидкости ($V = \text{const}$). Затем рассчитываются объёмный расход (12) и другие параметры течения: число Рейнольдса (14.1), величина приращения объёмного расхода (13), коэффициент гидравлического сопротивления тестируемой жидкости (16) и напряжение сдвига на стенке канала реометра (4), а также величины снижения гидродинамического сопротивления (17.2).

2.1.2 Устройство и эксплуатация герметичного турбулентного реометра с горизонтальным расположением цилиндрического канала.

Основным рабочим узлом в установке (рис. 2.2) 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.

Герметичная установка для исследования текучести жидкостей (рисунок 2.2) состоит из узлов:

LNG – баллон со сжатым газом (азот);	P_1 – баллон-ресивер 1;
P_2 – баллон-ресивер 2;	E_1 – измерительная емкость 1;
E_2 – накопительная емкость 2;	R – редуктор;
C – секундомер;	P_{1-6} – манометры.

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

2.1.3 Формулы для расчета результатов турбореометрического тестирования жидкостей:

Объёмный расход (объёмная скорость), m^3/c ;

$$Q = V/t \quad (12)$$

Приращение объёмного расхода раствора с полимерной добавкой, m^3/c ;

$$\Delta Q = Q_p - Q_s \quad (13)$$

Число Рейнольдса;

$$Re = 2Q / \pi R_w \cdot v \quad (14.1)$$

$$Re = 2Q \cdot \rho / \pi \cdot R_w \cdot \eta \quad (14.2)$$

$$Re = 2Q / \pi R_w \cdot \nu \quad (14.3)$$

Кинематическая вязкость;

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (15)$$

Коэффициент гидродинамического сопротивления;

$$\lambda = \frac{4\pi^2 \cdot R_w^5 \cdot \Delta P}{\rho \cdot L \cdot Q^2} \quad (16)$$

Величина эффекта снижения гидродинамического сопротивления;

$$DR, \% = \frac{\lambda_s - \lambda_p}{\lambda_s} \cdot 100\% \quad (17.1)$$

$$DR = \left(1 - \frac{t_p^2}{t_s^2}\right) \cdot 100\% \quad (17.2)$$

Кривая Пуазейля;

$$\lambda_{лам} = 64/Re \quad (18)$$

Кривая Пуазейля Блазиуса;

$$\lambda_{тур} = 0,3164/Re^{0,25} \quad (19)$$

2.1.4 Ротационный вискозиметр для измерения вязкости

Для экспериментального измерения вязкости существует несколько методов. Измерения вязкости жидкостей проводят на вискозиметрах различной конструкции: трубчатых (капиллярных), вибрационных, ротационных и т.д. Для экспериментального исследования реологических свойств нефти и концентрированных растворов полимеров чаще всего применяют ротационную вискозиметрию.

В основе ротационной вискозиметрии лежит закон Ньютона $\tau = \eta \cdot \dot{\gamma}^*$

Этот метод позволяет проводить измерения в широком диапазоне скоростей сдвига, которые задаются скоростью вращения (ω) одного коаксиального цилиндра относительно другого неподвижного цилиндра (рис. 2.3). В узком

зазоре между цилиндрами с различными радиусами (R и r) реализуется слоистое движение жидкости. Система цилиндров помещена в термостатируемую ячейку, что позволяет проводить эксперименты в широком интервале температур. Измеряемой величиной является напряжение сдвига (τ), после деления величины которого на заданную скорость сдвига, рассчитывают динамическую вязкость (η), по формуле (11).

Наружный цилиндр коаксиальной системы радиусом R выполнен в качестве измерительной емкости. В него помещается измеряемый материал, а сам цилиндр с целью поддержания постоянства определенной температуры находится в термостатируемой емкости, подключаемую к жидкостному циркуляционному термостату. Внутренний цилиндр радиусом r , вращающийся с постоянной скоростью вращения ω , соединен через измерительный вал с цилиндрической винтовой пружиной, отклонение которой является мерой для вращающего момента M , действующего на внутренний цилиндр. Отклонение пружинного элемента воспроизводится потенциометром, включенным в мостовую схему, причем изменение тока, протекаемого по диагонали мостовой схемы, является пропорциональным вращающему моменту M пружины.

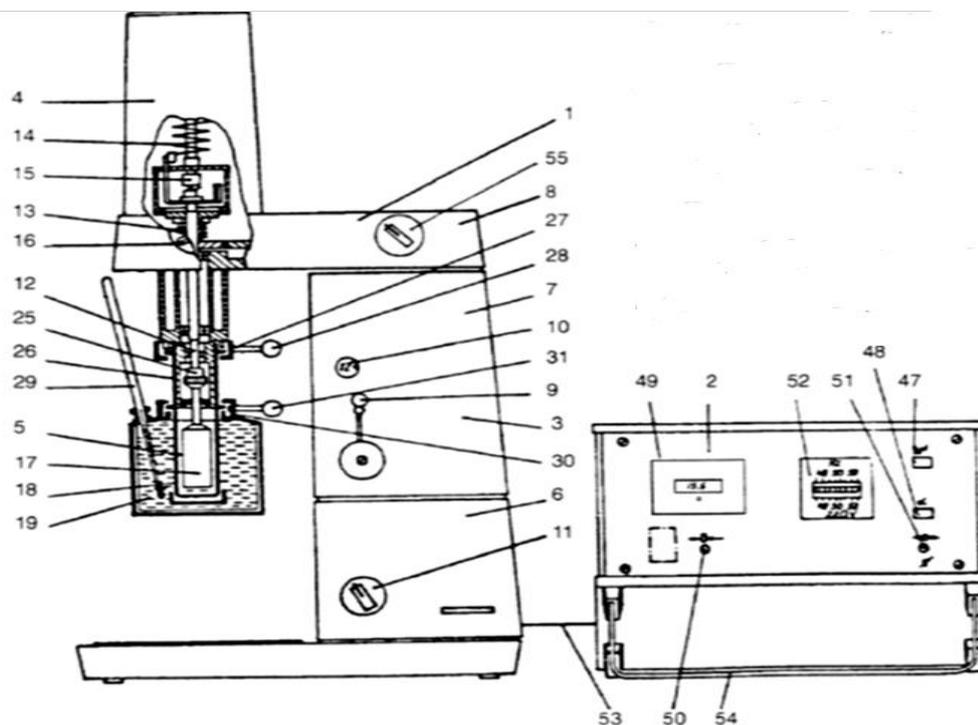


Рисунок 2.3 – Общий вид ротационного вискозиметра «Реотест - 2».

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.

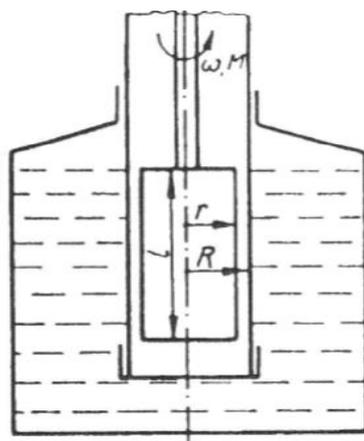


Рисунок 2.4 –Коаксиальная цилиндрическая система

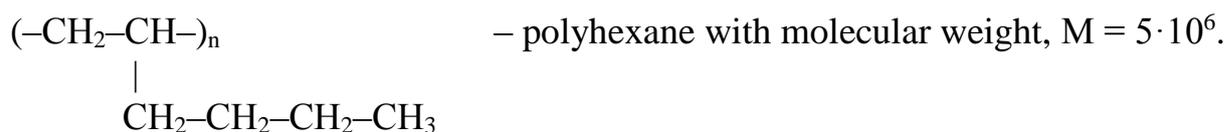
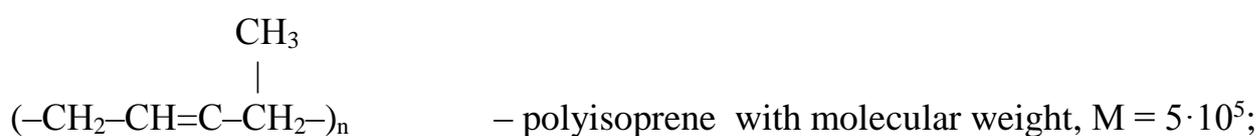
2.2 Объекты исследования.

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. Структурные формулы полимеров разной молекулярной массы (M) приведены ниже.



3 Обсуждение результатов

3.1 Снижение гидродинамического сопротивления нефти добавками полимеров.

3.1.1 Вязкозиметрия Нефти – Уравнение Аррениуса – Френкеля - Эйринга (АФЭ)

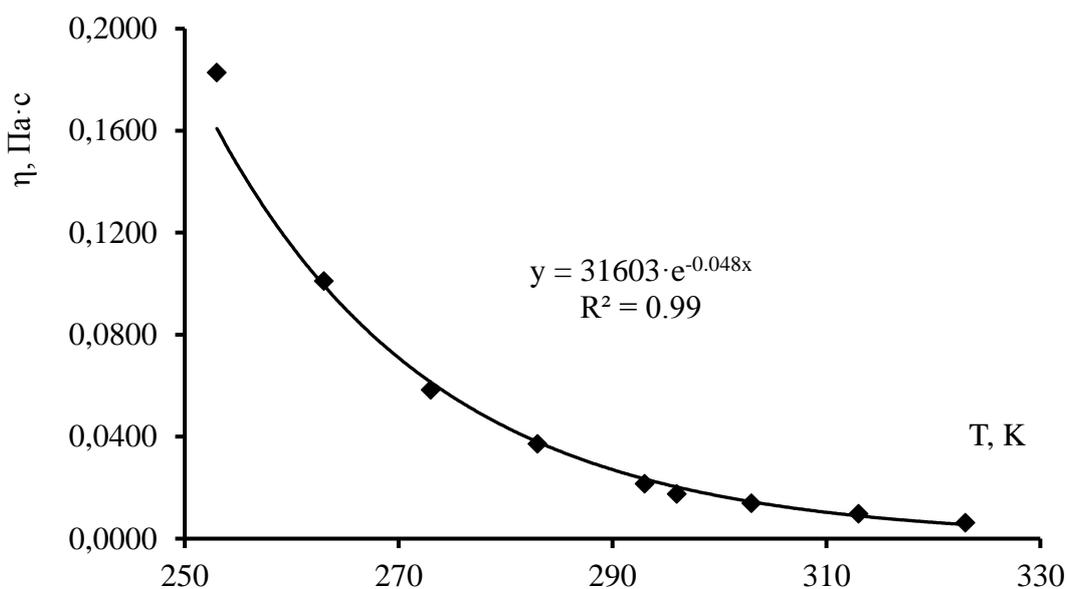


Рис. 3.1. Зависимость вязкости нефти от температуры

Уравнение Аррениуса-Френкеля-Эйринга (АФЭ) (11) используется для аналитического определения зависимости вязкости жидкостей от температуры.

После логарифмирования левой и правой частей уравнения АФЭ получим его запись в другой форме $\ln \eta = \ln A + \frac{E_B}{RT}$, т.е. имеем линейной зависимость $\ln \eta = f(1/T)$, позволяющую после экспериментального определения вязкости нефти при разных температурах находить численные значения величин E_B и A .

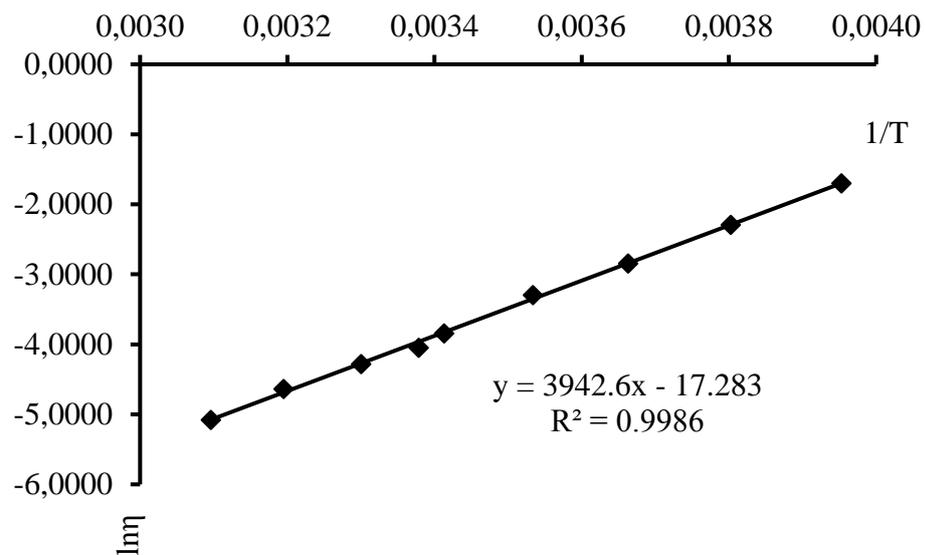


Рис. 3.2. Зависимость $\ln\eta$ от $1/T$

$$\ln\eta = \ln A + \frac{E_B}{R} \cdot \frac{1}{T}$$

$$y = 3942,6x - 17,283$$

$$A = 31,195 \cdot 10^{-9} \text{ Па}\cdot\text{с}$$

$$E_B = 32763 \frac{\text{Дж}}{\text{МОЛЬ}} = 32,763 \frac{\text{кДж}}{\text{МОЛЬ}}$$

3.1.2 Растворы полиизопрена в нефти.

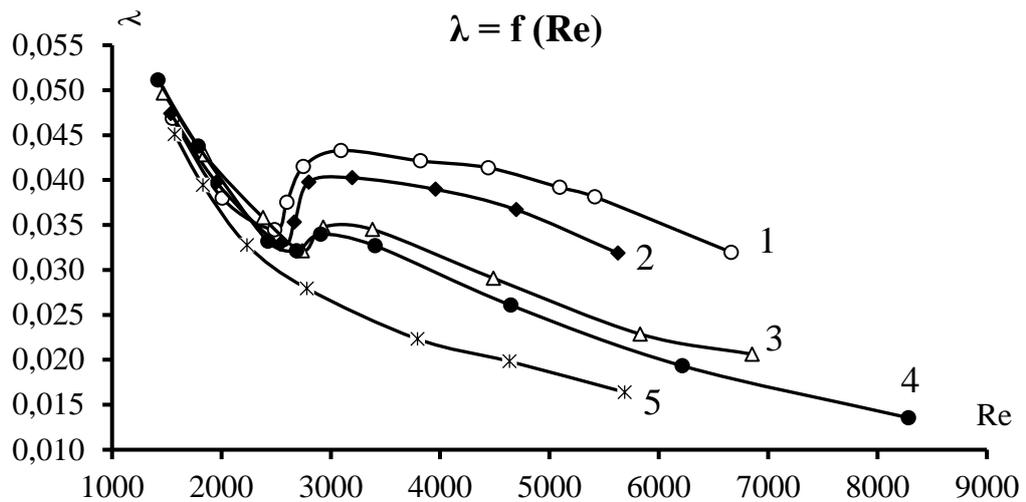


Рисунок 3.3 – Зависимость коэффициента гидродинамического сопротивления растворов полиизопрена в нефти от числа Рейнольдса:

1 – нефть; 2 – 0,01 кг/м³; 3 – 0,05 кг/м³; 4 – 0,1 кг/м³; 5 – 1,0 кг/м³

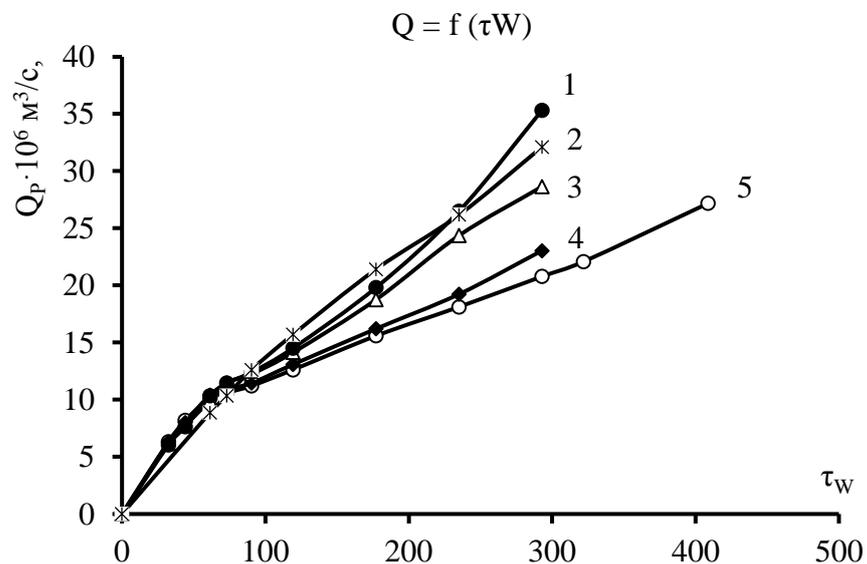


Рис. 3.4. Зависимость объёмного расхода растворов полиизопрена в нефти от напряжения сдвига:

1 – нефть; 2 – 0,01 кг/м³; 3 – 0,05 кг/м³; 4 – 1,0 кг/м³; 5 – 0,1 кг/м³.

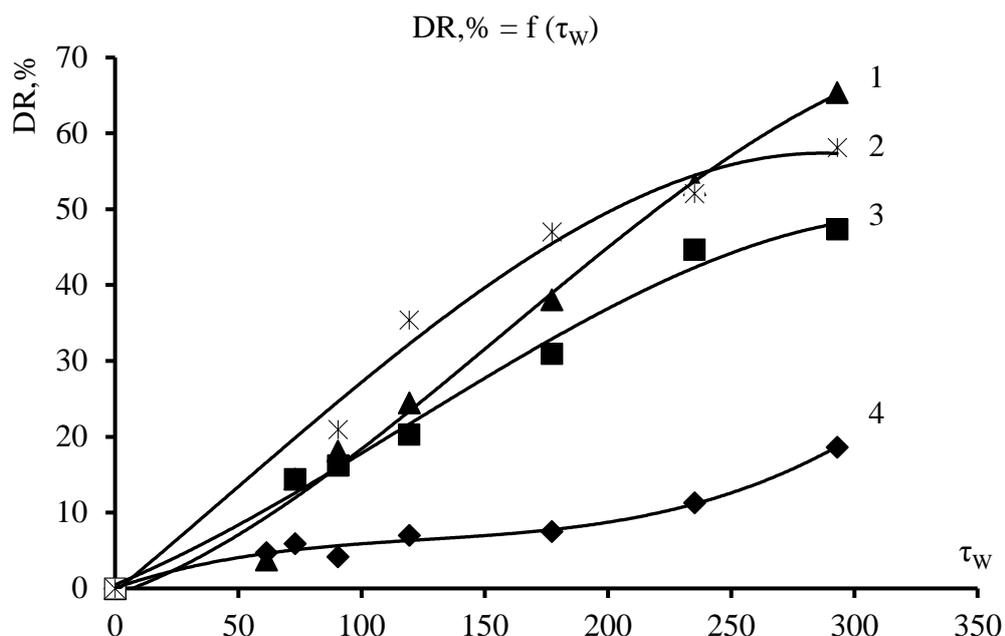


Рис. 3. 5. Зависимость величины эффекта растворов полиизопрена в нефти от напряжения сдвига:
 1 – 0,1 кг/м³; 2 – 1,0 кг/м³; 3 – 0,05 кг/м³; 4 – 0,01 кг/м³

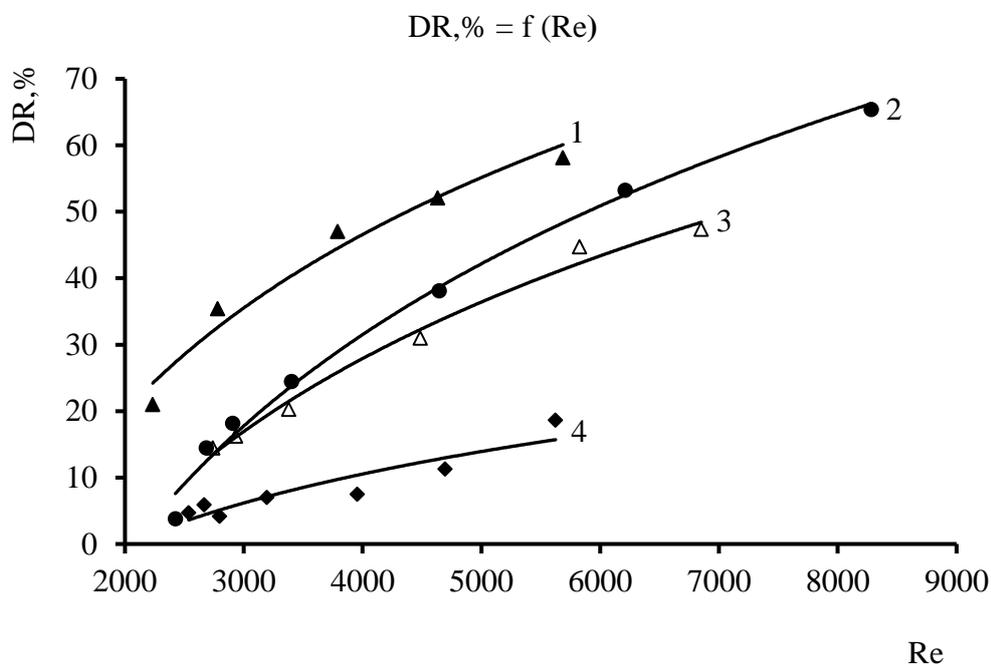


Рис. 3.6. Зависимость величины эффекта растворов полиизопрена в нефти от числа Рейнольдса: 1 – 1,0 кг/м³; 2 – 0,1 кг/м³; 3 – 0,05 кг/м³; 4 – 0,01 кг/м³

Из Рис. 3.6 видно, что DR зависит от концентрации полимерной добавки для течений в турбулентном режиме. Увеличение Re приводит к увеличению

эффекта уменьшения сопротивления. По мере увеличения значения Re эффективность полимерной добавки при уменьшении гидравлического сопротивления потока становится выше.

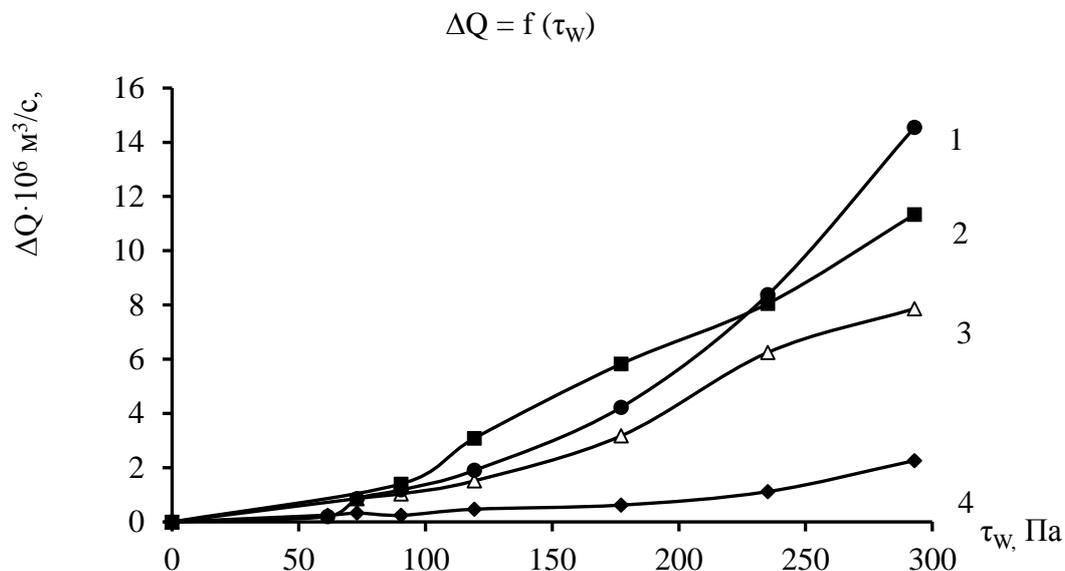


Рис. 3.7. Зависимость приращения объёмного расхода растворов полиизопрена в нефти от напряжения сдвига:

1 – 0,1 кг/м³; 2 – 1,0 кг/м³; 3 – 0,05 кг/м³; 4 – 0,01 кг/м³

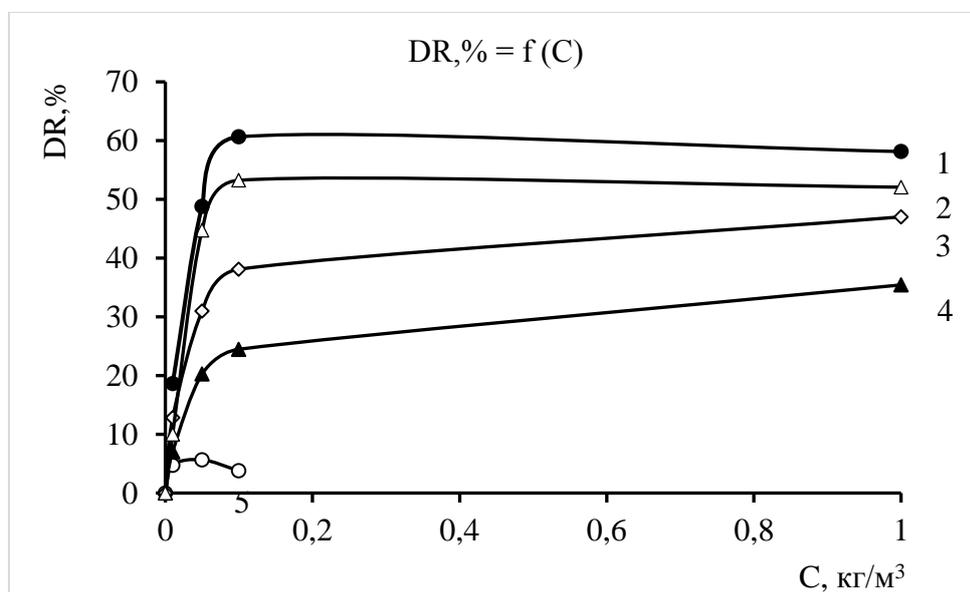


Рис. 3.8 Зависимость величины эффекта растворов полиизопрена в нефти от концентрации:

1 – 294 Па; 2 – 236 Па; 3 – 178 Па; 4 – 120 Па; 5 – 62 Па

From Pic 3.8. it follows that the DR% is affected by the pressure. At a very low pressure of 62 Pa (line 5) the flow of fluid transitions into the laminar regime at polymer concentration less than 0.2 кг/м³.

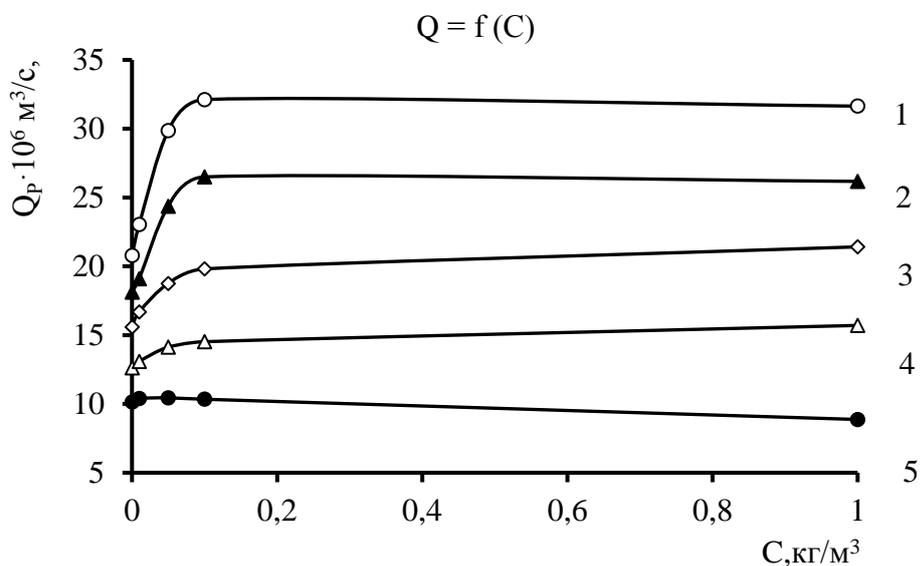


Рис. 3.9. Зависимость объёмного расхода растворов полиизопрена в нефти от концентрации:

1 – 294 Па; 2 – 236 Па; 3 – 178 Па; 4 – 120 Па; 5 – 62 Па

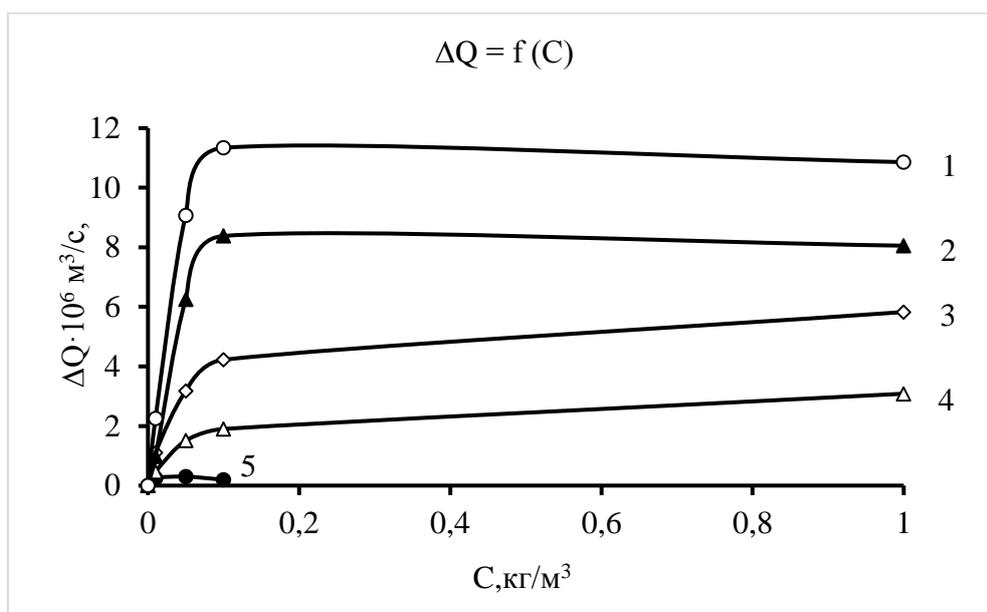


Рис. 3.10. Зависимость приращения объёмного расхода растворов полиизопрена в нефти от концентрации:

1 – 294 Па; 2 – 236 Па; 3 – 178 Па; 4 – 120 Па; 5 – 62 Па

3.2 Снижение гидродинамического сопротивления керосина и бензина добавками полимеров.

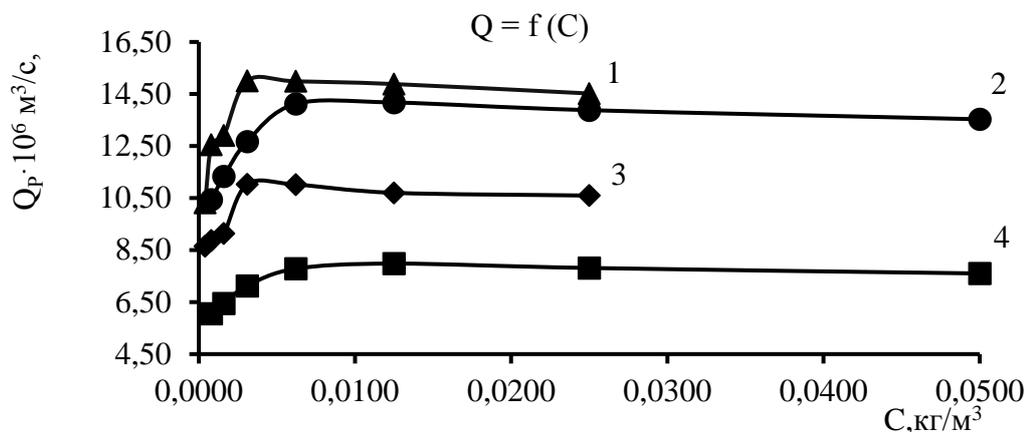


Рис. 3.11. Зависимость объёмного расхода от концентрации полимера:

1. ПГ 3203 в керосине (ЦКГ) ($\tau_w = 19,8$ Па);
2. ПГ 3203 в бензине (НФ) ($\tau_w = 11,9$ Па);
3. ПГ 3203 в керосине (ЦКГ) ($\tau_w = 12,4$ Па);
4. ПГ 3203 в бензине (НФ) ($\tau_w = 4,5$ Па);

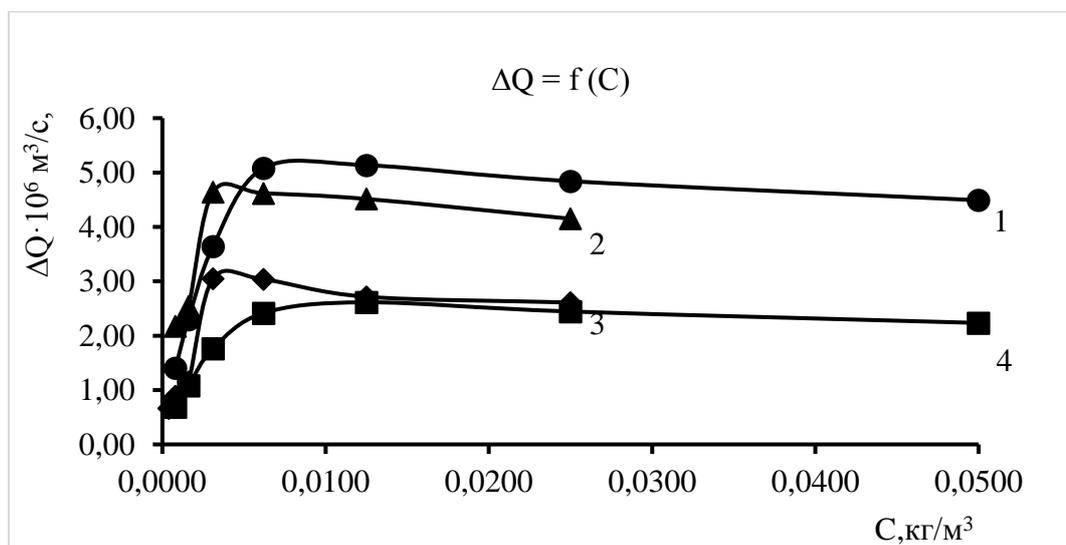


Рис. 3.12. Зависимость приращения объёмного расхода от концентрации полимера:

1. ПГ 3203 в бензине (НФ) ($\tau_w = 11,9$ Па);
2. ПГ 3203 в керосине (ЦКГ) ($\tau_w = 19,8$ Па);
3. ПГ 3203 в керосине (ЦКГ) ($\tau_w = 12,4$ Па);
4. ПГ 3203 в бензине (НФ) ($\tau_w = 4,5$ Па);

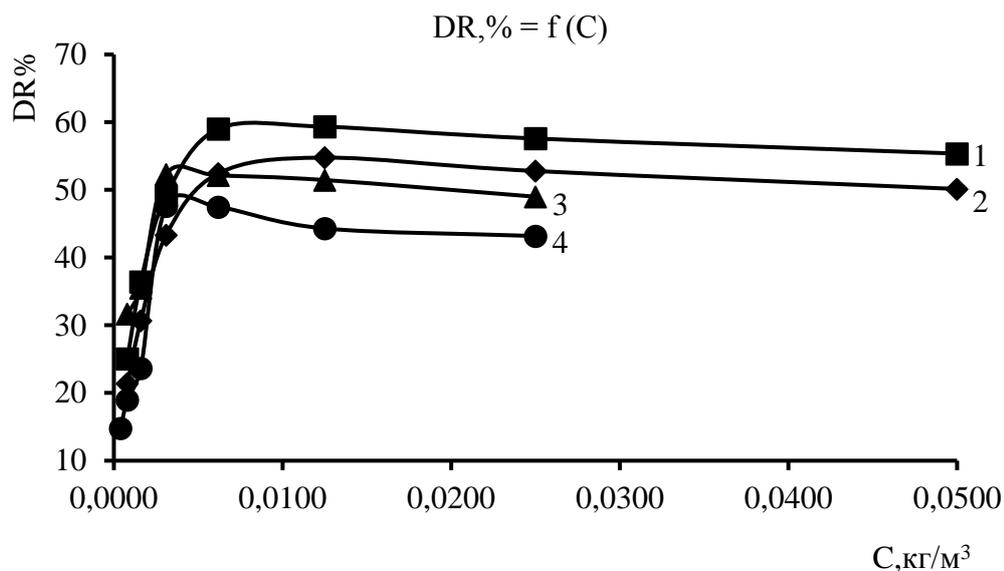


Рис. 3.13. Зависимость величины эффекта от концентрации полимера:

1. ПГ 3203 в бензине (НФ) ($\tau_w = 11,9$ Па);
2. ПГ 3203 в бензине (НФ) ($\tau_w = 4,5$ Па);
3. ПГ 3203 в керосине (ЦКГ) ($\tau_w = 19,8$ Па);
4. ПГ 3203 в керосине (ЦКГ) ($\tau_w = 12,4$ Па);

3.2 Снижение гидродинамического сопротивления сжиженного газа добавками полимеров.

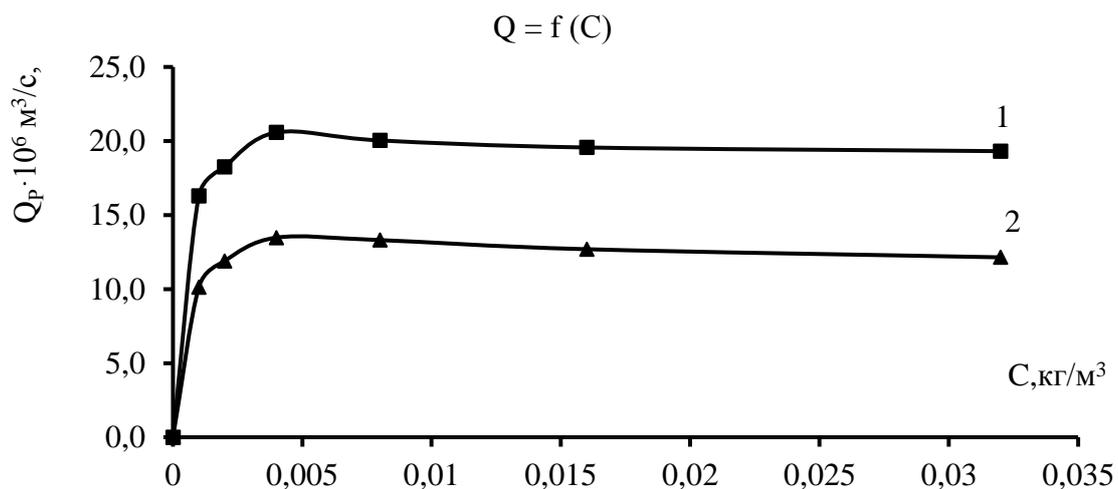


Рис. 3.14. Зависимость объёмного расхода от концентрации полимера:

1. (Пропан + Бутан) + Полигексен 3203, $\tau_w = 14,8$ Па;
2. (Пропан + Бутан) + Полигексен 3203, $\tau_w = 7,4$ Па.

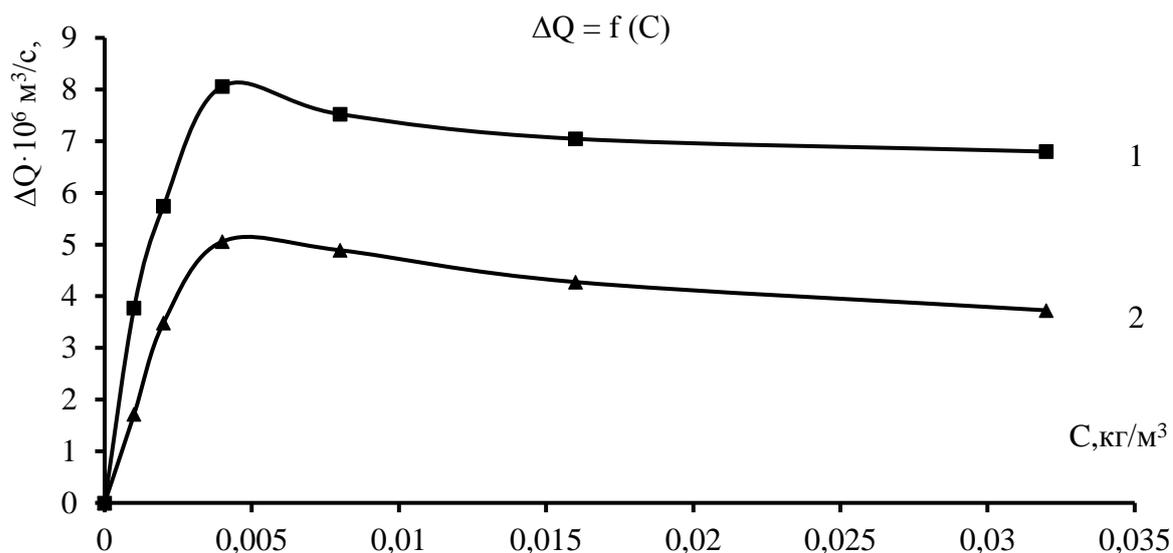


Рис. 3.15. Зависимость приращения объёмного расхода от концентрации полимера:

1. (Пропан + Бутан) + Полигексен 3203, $\tau_w = 14,8$ Па;
2. (Пропан + Бутан) + Полигексен 3203, $\tau_w = 7,4$ Па.

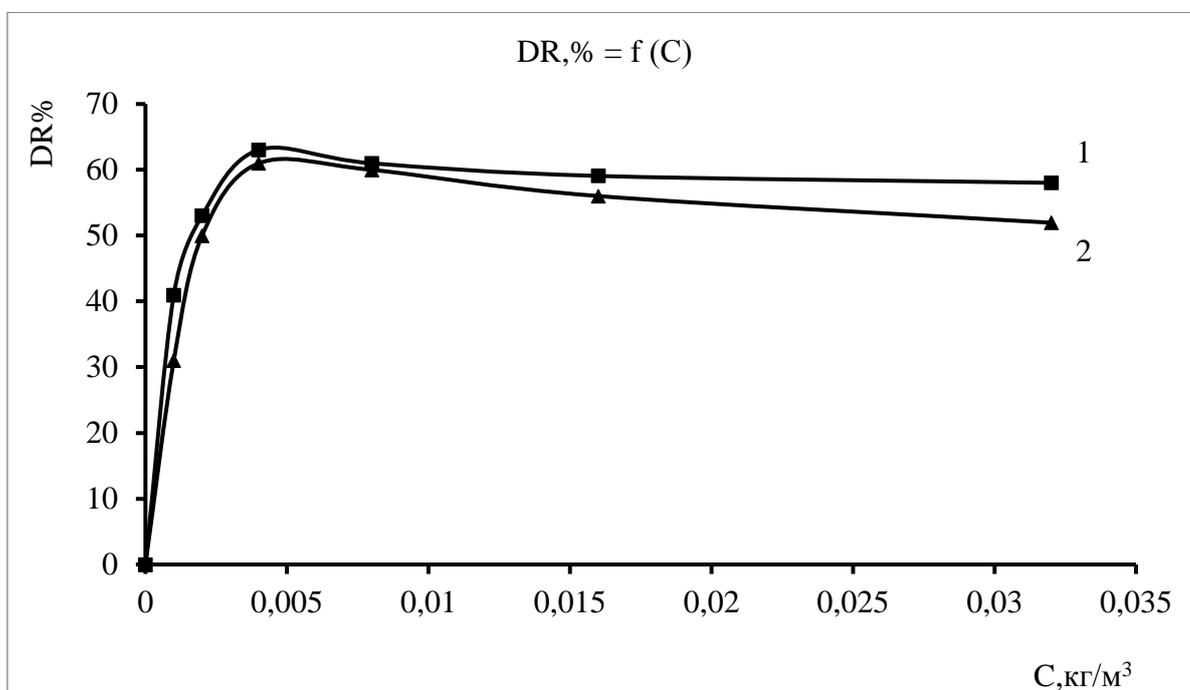


Рис. 3.16. Зависимость величины эффекта от концентрации полимера:

1. (Пропан + Бутан) + Полигексен 3203, $\tau_w = 14,8$ Па;
2. (Пропан + Бутан) + Полигексен 3203, $\tau_w = 7,4$ Па.

С целью анализа DR-эффекта полимерных добавок в различных углеводородных жидкостях, экспериментов на лабораторных станциях и проведенных в одинаковых гидродинамических условиях. Графики влияния DR эффекта на концентрацию построен на график (рис. 3.8, рис.3.13 и рис. 3.16). Из рисунков видно, что с увеличением концентрации добавок DR сначала увеличивалась приблизительно линейно, а затем достигла максимума DRmax при определенной оптимальной концентрации C_{opt} и медленно уменьшалась по мере дальнейшего увеличения концентрации полимера. Из графиков это показывает, что эффективность снижения сопротивления полимерной добавки больше в жидкостях с высоким значением τ_w . Это наблюдение справедливо для всех анализируемых углеводородных жидкостей.

Экспериментально показано, что эффект Тома зависит от многочисленных физико-химических и гидродинамических параметров, таких как; химическая природа полимера и растворителя, молекулярная масса и структура полимерной цепи, концентрация и температура раствора, число Рейнольдса, приложенное напряжение сдвига, шероховатость стенки трубы и т. д.). Однако формула (17.1) четко не отражает эти функциональные отношения. Поэтому для количественного описания зависимости эффекта Тома от вышеуказанных параметров используются другие, более информативные уравнения. Вычисляется значение ΔQ и определяется зависимость ΔQ от концентрации полимера. Зависимость DR effect от ΔQ показана по формуле;

$$DR = \left[1 - \frac{Q_s^2}{(Q_s + \Delta Q)^2} \right] \cdot 100 \quad (20)$$

где

$$\Delta Q = \pi R_w^2 \psi \tau_w \sqrt{\frac{V_k}{\rho k T}}$$

$$\Delta Q = Q_p - Q_s$$

Видно, что C_{opt} который требуется для максимальных значений для графов (рис. 3.15) и график $DR\% = f(c)$ (рис. 3.16) совпадают.

Из Рис. 3.15 и Рис. 3.14 видно, что оптимальная концентрация полимера ($C_{\text{опт}}$) для максимального снижения сопротивления в смеси пропан-бутан составляет 0.004 – 0.005 кг/м³. Оптимальный диапазон концентраций приводит к максимальному расходу смеси пропана и бутана, а также максимальному значению для ΔQ .

Из рисунка 3.16 следует, что полимерная добавка в сжатых пропан-бутановых смесях при двух разных значениях τ_w , приводит к уменьшению сопротивления на 50 – 65%. Максимальное значение DR% достигается при концентрации полимера 0.004 – 0.005 кг/м³.

Следовательно, влияние полимерной добавки на сжатую смесь пропан-бутан зависит от значения τ_w , (линии 1 и 2). Чем выше значение (τ_w), тем выше DR%.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Экономическое обоснование рентабельности применения противотурбулентных полимеров в нефтепроводах

В магистерской диссертации описывается целесообразность использования противотурбулентных присадок для прокачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам. Современные противотурбулентных присадки (ПТП) представляют собой в основном раствор или суспензию высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе (носителе). 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 ПТП в задачах проектирования. В диссертации рассмотрены вопросы применения ПТП 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 и ремонт линейной части т.д.) и рассмотрено применение ПТП в задачах проектирования.

5.2 Стоимость необходимого оборудования

Лабораторные эксперименты будут проводиться на лабораторных стендах, стоимость которых 5000000 руб.

5.2.1 Используемая спецтехника

При проведении эксперимента в лаборатории понадобится следующая техника:

- турбулентный реометр с вертикальным каналом
- турбулентный реометр с горизонтальным каналом
- Ротационный вискозиметр

5.2.2 Используемые химические вещества

При проведении эксперимента в лаборатории понадобится следующие химические вещества:

- полиизопрен;
- полигексен;
- бензине;
- керосине;
- смесь пропана и бутана.

Таблица 5.1 – Цена необходимых материалов и оборудования

Наименование материала	цена, руб./литр(кг)
Бензине	44.00 руб.
Керосин авиационный ТС-1	36.05 руб.
Сжиженный природный газ (СПГ)	18.90 руб.
Противотурбулентные присадки	613.25 руб.
Лабораторные стенды 2 ед.	5,000,000.00 руб.

•

Нефтепродукты закачиваются через известные условия нефтепровода. В первом случае масло закачивалось без полимерных добавок. Анализ затрат этого процесса анализируется в случае 1.

В случае 2 нефть прокачивалась по трубопроводам с небольшим количеством полимерных добавок. Анализ затрат на этот процесс анализируется в случае 2.

5.3 Случай 1

Расчёт затрат на эксплуатацию нефтепровода

Исходные данные

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчёта затрат на транспорт нефти по трубопроводу без полимерных добавок

Наименование параметров	Единица измерения	Условное обозначение	Значение
Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 13.04.2018 г.*	руб./долл.		61,3
Объём перекачиваемой нефти	т/год	Qн	36570
Протяженность нефтепровода	км	L	15
Стоимость нефтепровода	тыс. руб.	Снп	22000
Стоимость электроэнергии	руб/кВт.ч	Цэ	3.25
Стоимость насоса	тыс. руб.	Снас	210
Заработная плата	тыс. руб./месяц	Моп	70000
количество работников		Чоп	2
премиальный коэффициент		Кпр	0,75
районный коэффициент		Кс	1,8
Насос для перекачки нефти с мощностью двигателя W – 50-кВт час	кВт час		50
Количество насосов	шт.	Ннас	6
Стоимость печей	тыс. руб.	Спечь	480
Количество печей	шт.	Нпечь	2
Общепроизводственные расходы	%	Опр	10
Нормативы эксплуатационных затрат	%	Цээ	1.56
Норма амортизации нефтепровода	%	На.нп	1
Норма амортизации насоса	%	На.нас	12
Норма амортизации печи	%	На.печь	1.5
Нормативы на налоги и платежи в себестоимости	%	Сечн	0.26

Смета затрат состоит из следующих статей:

Рассчитываем заработную плату операторов:

$$ЗП = M_{\text{ОП}} * Ч_{\text{ОП}} * (1 + K_{\text{ПР}}) * (1 + K_{\text{Р}}) * 12$$

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

$$ЗП = 8232000 \text{ руб.}$$

Единый социальный налог:

$$ЕСН = ЗП * C_{\text{ЕСН}}$$

$$ЕСН = 8232000 * 0.26$$

$$ЕСН = 2140320 \text{ руб.}$$

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

$$A_0 = \sum_{i=1}^n C_i * H_{ai}$$

$$A_0 = (C_{\text{нп}} * H_{\text{нп}}) + (C_{\text{нас}} * H_{\text{нас}}) + (C_{\text{печь}} * H_{\text{печь}})$$

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

$$A_0 = 252400 \text{ руб.}$$

Расход электроэнергии для перекачки нефти:

$$ЗЭ = Ц_{\text{Э}} * N_{\text{нас}} * W * T * Д$$

$$ЗЭ = 3.25 * 6 * 50 * 24 * 365$$

$$ЗЭ = 8541000 \text{ руб.}$$

Прямые расходы:

$$ПР = ЗП + ЗЭ$$

$$ПР = 8232000 + 8541000$$

$$ПР = 16773000 \text{ руб.}$$

Общепроизводственные расходы:

$$O_{\text{ПР}} = \text{ПР} * \text{СПР}$$

$$O_{\text{ПР}} = 16773000 * 0,1$$

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

Всего расходы на обслуживание трубопровода составят:

$$\text{ЭЗ} = \text{ПР} + A_0 + \text{ЕСН} + O_{\text{ПР}}$$

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

$$\text{ЭЗ} = 20843020 \text{ руб.}$$

Таблица 5.3 – Расчет затрат на транспорт нефти по трубопроводу без полимерных добавок, руб./год

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

5.4 Случай 2

На магистральных нефтепродуктопроводах применение ПТП возможно для решения следующих задач.

На действующих магистральных нефтепродуктопроводах;

1) для увеличения пропускной способности магистральных нефтепродуктопроводах(МН), 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 ее выводом из эксплуатации;

3) для повышения эксплуатационной надежности трубопровода путем понижения рабочих давлений на линейным 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, характеризуемых высокой неравномерностью объемов добычи
- 2) для уменьшения диаметра и толщины стенки трубы МН при проектировании новых МН, перекачивающих нефть от месторождений.

5.4.1 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 счет:

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

Исходные данные

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчёта затрат на транспорт нефти по трубопроводу с полимерными добавками.

Наименование параметров	Единица измерения	Условное обозначение	Значение
Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 13.04.2018 г.*	руб./долл.		61,3
Объём перекачиваемой нефти	т/год	Q _н	36570
Протяженность нефтепровода	км	L	15
Необходимое количество полимерной добавки	г/тон	Q _{пол}	10
Стоимость полимера	руб/кг	C _{пол}	613,25
Стоимость нефтепровода	тыс. руб.	C _{нп}	22000
Стоимость электроэнергии	руб/кВт.ч	Цэ	3,25
Стоимость насоса	тыс. руб.	C _{нас}	210
Заработная плата	тыс. руб./месяц	Моп	70000
количество работников		Чоп	2
премиальный коэффициент		Кпр	0,75
районный коэффициент		Кс	1,8
Насос для перекачки нефти с мощностью двигателя W – 50-кВт час	кВт час		50
Количество насосов	шт.	N _{нас}	2
Стоимость печей	тыс. руб.	C _{печь}	480
Количество печей	шт.	N _{печь}	2
Общепроизводственные расходы	%	Опр	10
Нормативы эксплуатационных затрат	%	Цээ	1.56
Норма амортизации нефтепровода	%	На.нп	1
Норма амортизации насоса	%	На.нас	12
Норма амортизации печи	%	На.печь	1.5

Нормативы на налоги и платежи в себестоимости	%	С _{ЕСН}	0.26
---	---	------------------	------

Смета затрат состоит из следующих статей:

Рассчитываем заработную плату операторов:

$$ЗП = МОП * ЧОП * (1 + КПП) * (1 + КР) * 12$$

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

$$ЗП = 8232000 \text{ руб.}$$

Единый социальный налог:

$$ЕСН = ЗП * С_{ЕСН}$$

$$ЕСН = 8232000 * 0.26$$

$$ЕСН = 2140320 \text{ руб.}$$

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

$$АО = (С_{нп} * На_{нп}) + (С_{нас} * На_{нас}) + (С_{печь} * На_{печь})$$

$$АО = (22000 * 0,01) + (210 * 0,12) + (480 * 0,015)$$

$$АО = 252400 \text{ руб.}$$

Расход электроэнергии для перекачки нефти:

$$ЗЭ = ЦЭ * N_{нас} * W * T * Д$$

$$ЗЭ = 3.25 * 2 * 50 * 24 * 365$$

$$ЗЭ = 2847000 \text{ руб.}$$

Расход на полимерные добавки для перекачки нефти:

$$С_{пол} = Q_n * Q_{пол} * C_{пол} * 10^{-3}$$

$$С_{пол} = 36570 * 10 * 613,25 * 10^{-3}$$

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

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:

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

$$\text{ОПР} = 11303265,53 * 0,1$$

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

Всего расходы на обслуживание трубопровода составят:

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

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

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

Таблица 5.3 – Расчет затрат на транспорт нефти по трубопроводу без полимерных добавок, руб./год

Заработная зарплата	руб/год	8232000
Рассчитываем Единый социальный налог:	руб/год	2140320
Рассчитываем амортизационные отчисления	руб./год	252400
Рассчитываем затраты на электроэнергию	руб/год	2847000
Расход на полимерные добавки	руб/год	224265,525
Итого прямых затрат	руб./год	11303265,53
Общепроизводственные затраты	руб./год	1130326,553
Всего затрат,	руб./год	12688132,4

6 Социальная ответственность при изучении влияния полимерных добавок на поток углеводородных жидкостей.

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)[31]

В данной работе проведены исследования устойчивости и реологических свойств полимерных растворов и эмульсий, физико-химических, реологических и теплофизических свойств криогелей, сформированных из двухкомпонентных (поливиниловый спирт и вода) и многокомпонентных растворов (поливиниловый спирт, вода и нефтяная смола), с дальнейшей целью их рационального применения на практике. Сделан вывод о целесообразности использования исследованных криогелей для укрепления и теплоизоляции нефтяных скважин.

Исследования криогелей проводились в химической лаборатории Института химии нефти СО РАН. На практике криогели могут применяться на нефтяных месторождениях в районах распространения многолетнемерзлых пород, и в районах с резко континентальным климатом.

6.1 Профессиональная социальная безопасность

В таблице 6.1. представлены опасные и вредные полимерных добавок в лаборатории и при выполнении работ на нефтяных скважинах. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)» [32]. Название вредных и опасных производственных факторов соответствуют приведенной классификации.

Таблица 6.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при исследовании полимерных добавок в лаборатории и при выполнении работ на нефтяных скважинах.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Лабораторный этап: 1) Исследование свойств исходных растворов ПВС 2) Формирование криогелей ПВС 3) Исследование свойств криогелей ПВС	1 Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2 Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3 Превышение уровней шума	Электрический ток.	СанПиН 2.2.4.548-96 [33] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[34] ГОСТ 12.1.003-83 [35] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [36]
Полевые работы: 1) Криоструктурирование грунта вокруг скважины 2) Обслуживание скважины и промысловых объектов, с использованием криогелей	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 [37] ГОСТ 12.1.003-83[35] Р 2.2.2006-05 [38] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [39] ГОСТ 12.1.038-82 [40] ГОСТ 12.1.030-81 [41] ФЗ от 22.07.2008 N 123-ФЗ [42]

6.2 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 6.2.

Таблица 6.2 -Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений (СанПиН 2.2.4.548-96) [33]

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 [33], 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 [34]) указанных в таблице 6.3

Таблица 6.3 – Нормы освещенности рабочей зоны (СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 [34])

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 сердечнососудистой 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. [35]

Таблица 6.4 –Предельно допустимые уровни звукового давления шума, действующие более 4 часов по СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [36]

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[37], 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 поясицы) с утеплителем;
- полукомбинезон с утеплителем (область поясицы);
- 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 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [35]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83) [35]

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, а
- 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 [38]. 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 [38]. 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 углеводородов 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.[43]

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 [39]. 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.

6.3 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

1Электрический 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 [40]. 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 [14].

Основными техническими способами и средствами защиты от поражения электрическим током, используемыми отдельно или в сочетании друг с другом, являются [45]: 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.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 [41]. 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-Гг (зоны у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ).

6.4 Экологическая безопасность

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

6.4.1 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.

6.4.2 Защита гидросферы

Поверхностные воды охраняют от засорения, загрязнения и истощения. Для предупреждения засорения принимают меры, исключая 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.

6.4.3 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 заняты 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.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:

1. Техногенного характера:
 - пожары (взрывы);
 - аварии с выбросом (угрозой выброса) аварийно 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) [42].

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

6.6 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)[49].

На нефтяных месторождениях осуществляется вахтовый метод работы. 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.

Выводы

1. Гидродинамическое сопротивление углеводородных жидкостей способны снижать только неполярные (нефтерастворимые) полимеры.
2. Установлено, что антитурбулентная эффективность полимеров увеличивается при повышении концентрации и увеличении молекулярной массы образцов. Оптимальная концентрация высокомолекулярных образцов полигексена, при которой достигается максимальная величина эффекта снижения сопротивления, находится в окрестностях 10 г/м³.
3. **Впервые установлено**, что нефтерастворимые полимеры (полигексен) могут снижать сопротивление не только жидких фракций нефти, но и сжиженного природного газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Toms, B.A., 1948. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers. In: Proceedings of the 1st International Congress on Rheology (North Holland), Amsterdam. pp. 135–141.
- [2] Рачевский Б.С., Сжиженные углеводородные газы.-М.: Изд-во//Нефть и газ, 2009. С. 8 – 50.
- [3] Казарян М.А., Коновалов К.Б., Косова Н.И., Малиновская Т.Д., Манжай В.Н., Нефедов Р.А., Самбуева О.Б., Сачков В.И., Жидкотопливные антитурбулентные присадки / под ред. Акад. НАН РА. Д-ра физ.-мат. Наук, профессора М.А. Казаряна. – Томск: Изд-во НТЛ, 2014. С. 9 – 77.
- [4] Mysels K J, Early experiences with viscous drag reduction, Drag Reduction: Chemical Engineering Progress Symposium Series, Vol. 67, Number 11, (1972).
- [5] Mysels K J, U.S. Patent 2, 492, 173, (1949).
- [6] McComb W D, "The Physics of Fluid Turbulence," Oxford University Press, New York, (1990).
- [7] Гареев М.М., Несын Г.В., Манжай В.Н. Результаты ввода в поток нефти присадки для снижения гидравлического сопротивления // Нефтяное хозяйство.–1992.-№10.-С.30-31
- [8] Несын Г.В., Манжай В.Н., Попов Е.А., Гареев М.М. и др. Эксперимент по снижению гидродинамического сопротивления нефти на магистральном трубопроводе Тихорецк – Новороссийск // Трубопроводный транспорт. 1993. - №4. - С. 28 - 30.
- [9] Manzhai, V.N., Echeskaya, L.G., and Ilyushnikov, A.V., Russ. J. Appl. Chem., 2004, vol. 77, no. 3, pp. 449–453.
- [10] Gareev, M.M., Lisin, Yu.V., Manzhai, V.N., and Shammazov, A.M., Protivoturbulentnye prisadki dlya snizheniya gidravlicheskogo soprotivleniya truboprovodov (Antiturbulent Additives for Drag Reduction in Pipelines), St. Petersburg: Nedra, 2013

- [11] М.М.Гареев, Ю.В.Лисин, В.Н.Манжай, А.М.Шаммазов / Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов. СПб.: Недра. 2013. 228 с.
- [12] Virk, P.S., 1967. The tom phenomenon: turbulent pipe flow of dilute polymer solutions. *J. Fluid Mech.* 20 (2), 305–328.
- [13] Virk, P.S., 1975. Drag reduction fundamentals. *AIChE J.* 21, 625–655.
- [14] Anderson GW, Sellin RH, Moses RT. Drag reduction using high molecular weight fractions of polyethylene oxide. *Drag Reduction in Fluid Flows*. UK: Ellis Horwood, Chichester; 1989.
- [15] Лисин, Ю.В., Несын Г.В., Ширяев А.М., Лукманов М.Р. Промышленная технология противотурбулентных присадок. Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Нефть и технологии. 2013; 9: 1; ст. 48-57.
- []
- [16] Lumley, J.L., *Drag Reduction in Turbulent Flow by Polymer Additives*, *J. Polymer Sci.: Macromol. Rev.*, 7, pp. 263-290, 1973.
- [17] Lumley, J.L., *Drag Reduction by Additives*, *Ann. Rev. Fluid Mech.*, 1, pp. 367-383, 1969.
- [18] Manzhai, V.N., Echeskaya, L.G., and Ilyushnikov, A.V., *Russ. J. Appl. Chem.*, 2004, vol. 77, no. 3, pp. 449–453.
- [19] Warholic, M.D., Massah, H., Hanratty, T.J., *Influence of Drag-Reducing on Turbulence: Effects of Reynolds Number, Concentration and Mixing*, *Experiments in Fluids*, 27, pp. 461-472, 1999
- [20] Zakin, J.L., and Hunston, D.L., *Effect of Polymer Molecular Variables on Drag Reduction*, *J. Macromol. Sci. Phys.*, B18(4), pp. 795-814, 1980.
- [21] Wei, T., and Willmarth W.W., *Modifying Turbulent Structure with Drag-Reducing Polymer Additives in Turbulent Pipe Flow*, *J. Fluid Mech.*, 245, pp. 619-641, 1992.
- [22] Gareev, M.M., Lisin, Yu.V., Manzhai, V.N., and Shammazov, A.M., *Protivoturbulentnye prisadki dlya snizheniya gidravlicheskogo soprotivleniya*

- truboprovodov (Antiturbulent Additives for Drag Reduction in Pipelines), St. Petersburg: Nedra, 2013
- [23] Burger E. D., Munk W. R. and Wahl H. A. Flow increase in the Trans Alaska Pipeline through use of a polymeric drag reducing additive // Journal of Petroleum Technology. V. 34. № 2. 1982. Pp. 377–386.
- [24] Manzhai, V.N., Ilyushnikov, A.V., Gareev, M.M., Nesyn, G.V. Laboratory studies and commercial tests of a polymeric agent for reduction of the power consumption on an oil pipeline // 6. Journal of Engineering Physics and Thermophysics Volume 65, Issue 5, September 1993, Pages 1041-1043
- [25] Anderson GW, Sellin RH, Moses RT. Drag reduction using high molecular weight fractions of polyethylene oxide. Drag Reduction in Fluid Flows. UK: Ellis Horwood, Chichester; 1989.
- [26] Savins J.G. Drag reductions characteristics of solutions of macromolecules in turbulent pipe flow // Society of Petroleum Engineers J. – 1964. – V. 4. – P. 203.
- [27] Андреев А. Ф. Планирование на предприятии нефтегазового комплекса : учебник / А. Ф. Андреев, С. Г. Лопатина, З. Ф. Шпакова; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газы). — Москва: Недра, 2010. — 299 с.:
- [28] Андреев А.Ф. Основы экономики и организации нефтегазового производства: учебник — Москва: Академия, 2014.
- [29] Андреев А.Ф. Стратегический менеджмент на предприятиях нефтегазового комплекса: учебное пособие для вузов / А. Ф. Андреев, А. А. Синельников; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газы). — Москва: МАКС Пресс, 2010. — 206 с.:
- [30] Государственно-частное партнерство в научно-инновационной сфере / под ред. А. К. Казанцева, Д. А. Рубвальтера. — Москва: Инфра-М, 2014. — 330 с.
- [31] Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: учебник. — М.: Нефть и газ, 2005. — 452 с.
- [32] Зубарева В.Д. и др. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности: учебное пособие. — М.: ГТА-Сервис, 2000. — 368 с.

- [33] Зубарева В.Д., Колядов Л.В., Андреев А.Ф. Задачник по экономике нефтяной и газовой промышленности: учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1989. – 192 с.
- [34] Инновационный менеджмент : учебник / Р. А. Фатхутдинов. — 6-е изд.. — СПб.: Питер, 2014. — 443 с.
- [35] Менеджмент : учебник / В. Р. Веснин. — 4-е изд., перераб. и доп.. — Москва: Проспект, 2012. — 613 с.
- [36] Стратегическое управление : учебник для вузов / В. Р. Веснин. — Москва: Проспект, 2013. — 327 с.
- [37] Стратегическое управление в вопросах и ответах : учебное пособие / В. Р. Веснин. — Москва: Высшая школа, 2009. — 216 с.:
- [38] Управление человеческими ресурсами. Теория и практика : учебник / В. Р. Веснин. — Москва: Проспект, 2013. — 688 с.
- [39] Управление проектами : учебник / А. А. Дульзон; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2013. — 334 с.:
- [40] Управление проектами : учебное пособие / И. И. Мазур [и др.]. — 6-е изд., стер.. — Москва: Омега-Л, 2010. — 960 с.:
- [41] Управление проектами [Электронный ресурс] : конспект лекций : учебное пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт социально-гуманитарных технологий (ИСГТ), Кафедра социологии, психологии и права (СОЦ) ; сост. С. В. Маслова. — 1 компьютерный файл (pdf; 1.0 МВ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2013. — Заглавие с титульного экрана. — Электронная версия печатной публикации. — Доступ из корпоративной сети ТПУ. — Системные требования: Adobe Reader.. <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2014/m145.pdf>
- [42] Управление проектами : учебник для бакалавров / А. И. Балашов [и др.]; Высшая школа экономики (ВШЭ), Национальный исследовательский университет (НИУ) ; под ред. Е. М. Роговой. — Москва: Юрайт, 2014. — 383 с.

- [43] Управление проектом. Основы проектного управления : учебник / кол, авт.; под ред. проф. М.Л. Разу. — М. : КНОРУС, 2006. — 768 с.
- [44] Управление проектами : учебник и практикум для академического бакалавриата / А. Т. Зуб; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова (МГУ). — Москва: Юрайт, 2014. — 423 с.

Приложения

Таблица 1 – Нефть А1 месторождения

Т, К	253	263	273	283	293	296	303	313	323
η , Па·с	0.1828	0.1011	0.0584	0.0372	0.0215	0.0175	0.0138	0.0097	0.0062
1/T	0.0040	0.0038	0.0037	0.0035	0.0034	0.0034	0.0033	0.0032	0.0031
$\ln\eta$	-1.699	-2.292	-2.841	-3.292	-3.841	-4.048	-4.280	-4.636	-5.077
A, МПа·с	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	31.1
E, кДж/моль	32770	32770	32770	32770	32770	32770	32770	32770	32770

Таблица 2 – Дата: 23.10. 2017 , Температура, К: 293 , $\Delta P = 20000$ Па

Наименование жидкости: (Пропан + Бутан) + Полигексен 3203, $\tau W = 14,8$ Па

Динамическая вязкость (η): 0,15 Па·с; Плотность (ρ): 550 кг/м³.

Длина, L = 0,8м, Радиус трубки, R = 1,18·10⁻³ м; Объем ячейки, V = 107·10⁻⁶, м³.

№	C,	t,	Q·106,	QP/QS	$\Delta Q \cdot 106,$	C/ ΔQ ,	Re	λ	DR,
	кг/м ³	с	м ³ /с		м ³ /с				кг·с/м
1	0	8.55	12.515	-	-	-	24753	0.0262	-
2	0.001	6.57	16.286	1.301	3.772	265.144	32213	0.0155	41
3	0.002	5.86	18.259	1.459	5.745	348.143	36116	0.0123	53
4	0.004	5.2	20.577	1.644	8.062	496.136	40700	0.0097	63
5	0.008	5.34	20.037	1.601	7.523	1063.429	39633	0.0102	61
6	0.016	5.47	19.561	1.563	7.047	2270.591	38691	0.0107	59
7	0.032	5.54	19.314	1.543	6.799	4706.256	38202	0.0110	58

Таблица 2.1. Дата...23.10. 2017, Температура, К...293, НСТОЛБА= 0,9 м
 Наименование жидкости...**Нефть**.....; С = 0,0 кг/м³
 Динамическая вязкость (η) = 2,42·10⁻³ Па·с; Плотность (ρ) = 820....кг/м³
 L,м = 0,76 - длина и R,м = 0,88·10⁻³ - радиус трубки; V, м³ = 212·10⁻⁶ - объем ячейки

№	Ризь,	ΔP,	τw,	ts,	Qs·10 ⁶ ,	ΔQ·10 ⁶ ,	Qp/Qs	Re	λ	DR,
	кг/см ²	Па	Па	с	м ³ /с	м ³ /с				%
1	0.0	6107.36	3.54	217.0	0.98	-	-	239	0.214	-
2	0.5	56107.36	32.48	33.5	6.33	-	-	1551	0.047	-
3	0.7	76107.36	44.06	25.9	8.19	-	-	2006	0.038	-
4	1.0	106107.36	61.43	20.9	10.14	-	-	2486	0.034	-
5	1.2	126107.36	73.01	20.0	10.60	-	-	2598	0.038	-
6	1.5	156107.36	90.38	18.9	11.22	-	-	2749	0.041	-
7	2.0	206107.36	119.33	16.8	12.62	-	-	3093	0.043	-
8	3.0	306107.36	177.22	13.6	15.59	-	-	3821	0.042	-
9	4.0	406107.36	235.11	11.7	18.12	-	-	4441	0.041	-
10	5.0	506107.36	293.01	10.2	20.78	-	-	5094	0.039	-
11	5.5	556107.36	321.96	9.6	22.08	-	-	5413	0.038	-
12	7.0	706107.36	408.80	7.8	27.18	-	-	6662	0.032	-

Таблица 2.2. Дата...23.10. 2017, Температура, К...293, НСТОЛБА= 0,9 м
 Наименование жидкости...**Нефть + Полиизопрен**...; С = 0,01 кг/м³
 Динамическая вязкость (η) = 2,43·10⁻³ Па·с; Плотность (ρ) = 820....кг/м³
 L,м = 0,76 - длина и R,м = 0,88·10⁻³ - радиус трубки; V, м³ = 212·10⁻⁶ - объем ячейки

№	Ризь,	ΔP,	τw,	tp,	Qp·10 ⁶ ,	ΔQ·10 ⁶ ,	Qp/Qs	Rep	λp	DR,
	кг/см ²	Па	Па	с	м ³ /с	м ³ /с				%
1	0.0	6107.36	3.54	218	0.97	0.00	1.00	237	0.216	-1
2	0.5	56107.36	32.48	33.7	6.29	-0.04	0.99	1536	0.047	-1
3	0.7	76107.36	44.06	26.5	8.00	-0.19	0.98	1953	0.040	-5
4	1.0	106107.36	61.43	20.4	10.39	0.25	1.02	2537	0.033	5
5	1.2	126107.36	73.01	19.4	10.93	0.33	1.03	2667	0.035	6
6	1.5	156107.36	90.38	18.5	11.46	0.24	1.02	2797	0.040	4
7	2.0	206107.36	119.33	16.2	13.09	0.47	1.04	3194	0.040	7
8	3.0	306107.36	177.22	12.7	16.69	1.10	1.07	4075	0.037	13
9	4.0	406107.36	235.11	11.1	19.10	0.98	1.05	4662	0.037	10
10	5.0	506107.36	293.01	9.2	23.04	2.26	1.11	5625	0.032	19

Таблица 2.3. Дата...23.10. 2017, Температура, К...293, НСТОЛБА= 0,9 м
 Наименование жидкости...Нефть + Полиизопрен...; С = 0,05 кг/м³
 Динамическая вязкость (η) = 2,48·10⁻³ Па·с; Плотность (ρ) = 820...кг/м³
 L,м = 0,76 - длина и R,м = 0,88·10⁻³ - радиус трубки; V, м³ = 212·10⁻⁶ - объем ячейки

№	Ризь.,	ΔP,	τ _w ,	t _p ,	Q _p ·10 ⁶ ,	ΔQ·10 ⁶ ,	Q _p /Q _s	Re _p	λ _p	DR,
	кг/см ²	Па	Па	с	м ³ /с	м ³ /с				%
1	0.0	6107.36	3.54	220	0.96	-0.01	0.99	230	0.220	-3
2	0.5	56107.36	32.48	34.5	6.14	-0.18	0.97	1470	0.050	-6
3	0.7	76107.36	44.06	27.5	7.71	-0.48	0.94	1844	0.043	-13
4	1.0	106107.36	61.43	21.3	9.95	-0.19	0.98	2380	0.036	-4
5	1.2	126107.36	73.01	18.5	11.46	0.86	1.08	2741	0.032	14
6	1.5	156107.36	90.38	17.3	12.25	1.04	1.09	2931	0.035	16
7	2.0	206107.36	119.33	15	14.13	1.51	1.12	3380	0.035	20
8	3.0	306107.36	177.22	11.3	18.76	3.17	1.20	4487	0.029	31
9	4.0	406107.36	235.11	8.7	24.37	6.25	1.34	5828	0.023	45
10	5.0	506107.36	293.01	7.4	28.65	7.86	1.38	6852	0.021	47

Таблица 2.4. Дата...23.10. 2017, Температура, К...293, НСТОЛБА= 0,9 м
 Наименование жидкости...Нефть + Полиизопрен...; С = 0,1 кг/м³
 Динамическая вязкость (η) = 2,53·10⁻³ Па·с; Плотность (ρ) = 820...кг/м³
 L,м = 0,76 - длина и R,м = 0,88·10⁻³ - радиус трубки; V, м³ = 212·10⁻⁶ - объем ячейки

№	Ризь.,	ΔP,	τ _w ,	t _p ,	Q _p ·10 ⁶ ,	ΔQ·10 ⁶ ,	Q _p /Q _s	Re _p	λ _p	DR,
	кг/см ²	Па	Па	с	м ³ /с	м ³ /с				%
1	0	6107.36	3.54	242	0.88	-0.10	0.90	205	0.266	-24
2	0.5	56107.36	32.48	35	6.06	-0.27	0.96	1420	0.051	-9
3	0.7	76107.36	44.06	27.8	7.63	-0.56	0.93	1788	0.044	-15
4	1	106107.36	61.43	20.5	10.34	0.20	1.02	2424	0.033	4
5	1.2	126107.36	73.01	18.5	11.46	0.86	1.08	2687	0.032	14
6	1.5	156107.36	90.38	17.1	12.40	1.18	1.11	2907	0.034	18
7	2	206107.36	119.33	14.6	14.52	1.90	1.15	3404	0.033	24
8	3	306107.36	177.22	10.7	19.81	4.22	1.27	4645	0.026	38
9	4	406107.36	235.11	8	26.50	8.38	1.46	6213	0.019	53
10	5	506107.36	293.01	6	35.33	14.55	1.70	8284	0.014	65

Таблица 2.5. Дата...23.10. 2017, Температура, К...293, НСТОЛБА= 0,9 м
 Наименование жидкости...Нефть + Полиизопрен...; С = 1,0 кг/м³

Динамическая вязкость (η) = $3,35 \cdot 10^{-3}$ Па·с; Плотность (ρ) = $820 \dots$ кг/м³
 $L, m = 0,76$ - длина и $R, m = 0,88 \cdot 10^{-3}$ - радиус трубки; $V, m^3 = 212 \cdot 10^{-6}$ - объем ячейки

№	$R_{изб.}$	$\Delta P,$	$\tau_w,$	$t_p,$	$Q_p \cdot 10^6,$	$\Delta Q \cdot 10^6,$	Q_p/Q_s	Re_p	λ_p	$DR,$
	, кг/с м ²	Па	Па	с	м ³ /с	м ³ /с				%
1	0	6107.36	3.54	320	0.66	-0.31	0.68	117	0.465	-117
2	0.5	56107.36	32.48	-	-	-	-	-	-	-
3	0.7	76107.36	44.06	-	-	-	-	-	-	-
4	1	106107.36	61.43	23.9	8.87	-1.27	0.87	1571	0.045	-31
5	1.2	126107.36	73.01	20.5	10.34	-0.26	0.98	1831	0.039	-5
6	1.5	156107.36	90.38	16.8	12.62	1.40	1.13	2234	0.033	21
7	2	206107.36	119.33	13.5	15.70	3.08	1.24	2780	0.028	35
8	3	306107.36	177.22	9.9	21.41	5.83	1.37	3791	0.022	47
9	4	406107.36	235.11	8.1	26.17	8.05	1.44	4634	0.020	52
10	5	506107.36	293.01	6.6	32.12	11.34	1.55	5687	0.016	58

Таблица 3.1. Дата...23.10.2017..., Температура, К...293,

Наименование жидкости... **Нефть + Полиизопрен**, $\tau_w = 62$ Па = const
Динамическая вязкость (η)... в таблице... Па·с; Плотность (ρ)...820...кг/м³.
 $L, m = 0,76$ - длина и $R, m = 0,88 \cdot 10^{-3}$ - радиус трубки, $V, m^3 = 212 \cdot 10^{-6}$ - объем ячейки

№	$C,$	$t,$	$\eta \cdot 10^3,$	$Q_p \cdot 10^6,$	Q_p/Q_s	$\Delta Q \cdot 10^6,$	$C/\Delta Q,$	Re	$DR,$
	кг/м ³	с	Па·с	м ³ /с		м ³ /с	кг·с/м		%
1	0	20.9	2.42	10.14	-	-		2486	-
2	0.01	20.4	2.43	10.39	1.02	0.25	40223	2537	5
3	0.05	20.3	2.48	10.44	1.03	0.30	166773	2498	6
4	0.1	20.5	2.53	10.34	1.02	0.20	505248	2424	4
5	1	23.9	3.35	8.87	0.87	-1.27	785393	1571	-31

Таблица 3.2. Дата...23.10.2017..., Температура, К...293,

Наименование жидкости... **Нефть + Полиизопрен**, $\tau_w = 120$ Па = const
Динамическая вязкость (η)... в таблице... Па·с; Плотность (ρ)...820...кг/м³.
 $L, m = 0,76$ - длина и $R, m = 0,88 \cdot 10^{-3}$ - радиус трубки, $V, m^3 = 212 \cdot 10^{-6}$ - объем ячейки

№	$C,$	$t,$	$\eta \cdot 10^3,$	$Q_p \cdot 10^6,$	Q_p/Q_s	$\Delta Q \cdot 10^6,$	$C/\Delta Q,$	Re	$DR,$
	кг/м ³	с	Па·с	м ³ /с		м ³ /с	кг·с/м		%
1	0	16.8	2.42	12.62	-	-		3093	-

2	0.01	16.2	2.43	13.09	1.04	0.47	21396	3194	7
3	0.05	15	2.48	14.13	1.12	1.51	33019	3380	20
4	0.1	14.6	2.53	14.52	1.15	1.90	52590	3404	24
5	1	13.5	3.35	15.70	1.24	3.08	324185	2780	35

Таблица 3.3. Дата...23.10.2017..., Температура, К...293,

Наименование жидкости... **Нефть + Полиизопрен** , $\tau_w = 178 \text{ Па} = \text{const}$
Динамическая вязкость (η)... в таблице... Па·с; Плотность (ρ).....**820**....кг/м³.
L,м - 0,76 - длина и **R**,м = **0,88·10⁻³** - радиус трубки, **V**, м³ = **212·10⁻⁶** - объем ячейки

№	C,	t,	$\eta \cdot 10^3$, Па·с	$Q_p \cdot 10^6$, м ³ /с	Q_p/Q_s	$\Delta Q \cdot 10^6$, м ³ /с	C/ ΔQ , кг·с/м	Re	DR,
	кг/м ³	с							%
1	0	13.6	2.42	15.59	-	-		3821	-
2	0.01	12.7	2.43	16.69	1.07	1.10	9052	4075	13
3	0.05	11.3	2.48	18.76	1.20	3.17	15759	4487	31
4	0.1	10.7	2.53	19.81	1.27	4.22	23669	4645	38
5	1	9.9	3.35	21.41	1.37	5.83	171647	3791	47

Таблица 3.4. Дата...23.10.2017..., Температура, К...293,

Наименование жидкости... **Нефть + Полиизопрен** , $\tau_w = 236 \text{ Па} = \text{const}$
Динамическая вязкость (η)... в таблице... Па·с; Плотность (ρ).....**820**....кг/м³.
L,м - 0,76 - длина и **R**,м = **0,88·10⁻³** - радиус трубки, **V**, м³ = **212·10⁻⁶** - объем ячейки

№	C,	t,	$\eta \cdot 10^3$, Па·с	$Q_p \cdot 10^6$, м ³ /с	Q_p/Q_s	$\Delta Q \cdot 10^6$, м ³ /с	C/ ΔQ , кг·с/м	Re	DR,
	кг/м ³	с							%
1	0	11.7	2.42	18.12	-	-		4441	-
2	0.01	11.1	2.43	19.10	1.05	0.98	10210	4662	10
3	0.05	8.7	2.48	24.37	1.34	6.25	8002	5828	45
4	0.1	8	2.53	26.50	1.46	8.38	11933	6213	53
5	1	8.1	3.35	26.17	1.44	8.05	124175	4634	52

Таблица 3.5. Дата...23.10.2017..., Температура, К...293,

Наименование жидкости... **Нефть + Полиизопрен** , $\tau_w = 294 \text{ Па} = \text{const}$
Динамическая вязкость (η)... в таблице... Па·с; Плотность (ρ).....**820**....кг/м³.
L,м - 0,76 - длина и **R**,м = **0,88·10⁻³** - радиус трубки, **V**, м³ = **212·10⁻⁶** - объем ячейки

№	C,	t,	$\eta \cdot 10^3$, Па·с	$Q_p \cdot 10^6$, м ³ /с	Q_p/Q_s	$\Delta Q \cdot 10^6$, м ³ /с	C/ ΔQ , кг·с/м	Re	DR,
	кг/м ³	с							%
1	0	10.2	2.42	20.78	-	-		5094	-

2	0.01	9.2	2.43	23.04	1.11	2.26	4426	5625	19
3	0.05	7.4	2.48	28.65	1.38	7.86	6358	6852	47
4	0.1	6	2.53	35.33	1.70	14.55	6873	8284	65
5	1	6.6	3.35	32.12	1.55	11.34	88208	5687	58

Турбореометрия. Жидкости

Таблица 3.6. Дата: 2.10.2017, Температура = 291 К, $\Delta P = 16800$ Па										
Наименование жидкости Керосин (ЦКГ) + Полигексен 3203, $\tau_w = 12,4$ Па										
Динамическая вязкость (η) = $0,970 \cdot 10^{-3}$ Па·с; Плотность (ρ) = 779 кг/м ³										
Длина (L) = $0,8$ м, Радиус трубки (R) = $1,18 \cdot 10^{-3}$ м, Объем ячейки (V) = $107 \cdot 10^{-6}$ м ³										
№	C,	t,	$\eta \cdot 10^3$, Па·с	Q·10 ⁶ ,	Q _P /Q _S	$\Delta Q \cdot 10^6$,	C/ ΔQ , кг·с/м	Re	λ	DR,
	кг/м ³	с		м ³ /с		м ³ /с				%
1.	0,0000	13,40	0,97	7,99	-	-	-	3459	0,038	-
2.	0,0250	10,10	-	10,59	1,33	2,61	9582	4590	0,022	43
3.	0,0125	10,00	-	10,70	1,34	2,71	4604	4635	0,021	44
4.	0,0062	9,71	-	11,02	1,38	3,03	2043	4774	0,020	47
5.	0,0031	9,70	-	11,03	1,38	3,05	1018	4779	0,020	48
6.	0,0016	11,71	-	9,14	1,14	1,15	1388	3959	0,029	24
7.	0,0008	12,06	-	8,87	1,11	0,89	902	3844	0,031	19
8.	0,0004	12,37	-	8,65	1,08	0,66	602	3747	0,033	15

Таблица 3.7. Дата: 2.10.2017, Температура = 291 К, $\Delta P = 26800$ Па										
Наименование жидкости Керосин (ЦКГ) + Полигексен 3203, $\tau_w = 19,8$ Па										
Динамическая вязкость (η) = $0,970 \cdot 10^{-3}$ Па·с; Плотность (ρ) = 779 кг/м ³										
Длина (L) = $0,8$ м, Радиус трубки (R) = $1,18 \cdot 10^{-3}$ м, Объем ячейки (V) = $107 \cdot 10^{-6}$ м ³										
№	C,	t,	$\eta \cdot 10^3$, Па·с	Q·10 ⁶ ,	Q _P /Q _S	$\Delta Q \cdot 10^6$,	C/ ΔQ , кг·с/м	Re	λ	DR,
	кг/м ³	с		м ³ /с		м ³ /с				%
1.	0,0000	10,32	0,97	10,37	-	-	-	4492	0,036	-
2.	0,0250	7,36	-	14,54	1,40	4,17	5995	6298	0,018	49
3.	0,0125	7,20	-	14,86	1,43	4,49	2782	6438	0,018	51
4.	0,0062	7,14	-	14,99	1,45	4,62	1343	6492	0,017	52
5.	0,0031	6,98	-	15,33	1,48	4,96	625	6641	0,017	54
6.	0,0016	8,29	-	12,91	1,24	2,54	630	5592	0,023	35
7.	0,0008	8,53	-	12,54	1,21	2,18	368	5434	0,025	32
8.	0,0004	10,37	-	10,32	1,00	-0,05	-8001	4470	0,036	-1

Таблица 3.8. Дата: 2.10.2017, Температура = 291 К, $\Delta P = 6100$ Па										
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Наименование жидкости... Бензин (НФ) + Полигексен 3203, $\tau_w = 4,5$ Па										
Динамическая вязкость (η) = $0,40 \cdot 10^{-3}$ Па·с; Плотность (ρ) = 690 кг/м ³										
Длина (L) = $0,8$ м, Радиус трубки (R) = $1,18 \cdot 10^{-3}$ м, Объем ячейки (V) = $107 \cdot 10^{-6}$ м ³										
№	C,	t,	$\eta \cdot 10^3,$ Па·с	Q·10 ⁶ , м ³ /с	Q _p /Q _s	$\Delta Q \cdot 10^6,$ м ³ /с	C/ $\Delta Q,$ кг·с/м	Re	λ	DR,
	кг/м ³	с								%
1.	0,0000	19,94	0,40	5,37	-	-	-	4993	0,035	-
2.	0,0500	14,08	-	7,60	1,42	2,23	22388	7072	0,017	50
3.	0,0250	13,70	-	7,81	1,46	2,44	10229	7268	0,016	53
4.	0,0125	13,41	-	7,98	1,49	2,61	4784	7425	0,016	55
5.	0,0062	13,75	-	7,78	1,45	2,42	2567	7241	0,016	52
6.	0,0031	15,01	-	7,13	1,33	1,76	1759	6633	0,020	43
7.	0,0016	16,60	-	6,45	1,20	1,08	1482	5998	0,024	31
8.	0,0008	17,68	-	6,05	1,13	0,69	1166	5632	0,027	21

Таблица 3.9. Дата: 2.10.2017, Температура = 291 К, $\Delta P = 16100$ Па										
Наименование жидкости... Бензин (НФ) + Полигексен 3203, $\tau_w = 11,9$ Па										
Динамическая вязкость (η) = $0,40 \cdot 10^{-3}$ Па·с; Плотность (ρ) = 690 кг/м ³										
Длина (L) = $0,8$ м, Радиус трубки (R) = $1,18 \cdot 10^{-3}$ м, Объем ячейки (V) = $107 \cdot 10^{-6}$ м ³										
№	C,	t,	$\eta \cdot 10^3,$ Па·с	Q·10 ⁶ , м ³ /с	Q _p /Q _s	$\Delta Q \cdot 10^6,$ м ³ /с	C/ $\Delta Q,$ кг·с/м	Re	λ	DR,
	кг/м ³	с								%
1.	0,0000	11,84	0,40	9,04	-	-	-	8409	0,032	-
2.	0,0500	7,91	-	13,53	1,50	4,49	11136	12587	0,014	55
3.	0,0250	7,71	-	13,88	1,54	4,84	5164	12914	0,014	58
4.	0,0125	7,55	-	14,17	1,57	5,14	2434	13188	0,013	59
5.	0,0062	7,58	-	14,12	1,56	5,08	1221	13135	0,013	59
6.	0,0031	8,44	-	12,68	1,40	3,64	852	11797	0,016	49
7.	0,0016	9,44	-	11,33	1,25	2,30	696	10547	0,021	36
8.	0,0008	10,25	-	10,44	1,16	1,40	571	9714	0,024	25

Таблица 3.10. Дата... , Температура, К...293..., $\Delta P = 10000$ Па									
Наименование жидкости...(Пропан + Бутан) + Полигексен 3203, $\tau_w = 7,4$ Па									
Динамическая вязкость (η)... $0,15 \cdot 10^{-3}$ Па·с; Плотность (ρ).... 550 кг/м ³ .									
Длина, $L = 0,8$ м и Радиус трубки, $R = 1,18 \cdot 10^{-3}$ м; Объем ячейки, $V = 107 \cdot 10^{-6}$, м ³									
№	C,	t,	$Q \cdot 10^6$,	Q_P/Q_S	$\Delta Q \cdot 10^6$,	C/ ΔQ ,	Re	λ	DR,
	кг/м ³	с	м ³ /с		м ³ /с				кг·с/м
1.	0,000	12,71	8.419	-	-	-	16651	0.029	-
2.	0,001	10,56	10.133	1.204	1.714	583.428	20042	0.020	31
3.	0,002	8,99	11.902	1.414	3.484	574.128	23542	0.014	50
4.	0,004	7,94	13.476	1.601	5.058	790.904	26655	0.011	61
5.	0,008	8,04	13.308	1.581	4.890	1636.029	26323	0.012	60
6.	0,016	8,43	12.693	1.508	4.274	3743.394	25106	0.013	56
7.	0,032	8,81	12.145	1.443	3.727	8586.636	24023	0.014	52

Таблица 3.11. Дата... , Температура, К...293..., $\Delta P = 20000$ Па									
Наименование жидкости...(Пропан + Бутан) + Полигексен 3203, $\tau_w = 14,8$ Па									
Динамическая вязкость (η)... $0,15 \cdot 10^{-3}$ Па·с; Плотность (ρ).... 550 кг/м ³ .									
Длина, $L = 0,8$ м и Радиус трубки, $R = 1,18 \cdot 10^{-3}$ м; Объем ячейки, $V = 107 \cdot 10^{-6}$, м ³									
№	C,	t,	$Q \cdot 10^6$,	Q_P/Q_S	$\Delta Q \cdot 10^6$,	C/ ΔQ ,	Re	λ	DR,
	кг/м ³	с	м ³ /с		м ³ /с				кг·с/м
1	0	8.55	12.515	-	-	-	24753	0.0262	-
2	0.001	6.57	16.286	1.301	3.772	265.144	32213	0.0155	41
3	0.002	5.86	18.259	1.459	5.745	348.143	36116	0.0123	53
4	0.004	5.2	20.577	1.644	8.062	496.136	40700	0.0097	63
5	0.008	5.34	20.037	1.601	7.523	1063.429	39633	0.0102	61
6	0.016	5.47	19.561	1.563	7.047	2270.591	38691	0.0107	59
7	0.032	5.54	19.314	1.543	6.799	4706.256	38202	0.0110	58

Приложение II
(справочное)

Investigation of the drag reduction effect (DR%) of polymer-based drag reduction additives (DRAs) in the transportation of crude oil and liquefied natural gas via pipelines.

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Гайамфи-Ибоа Эбинизер		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Манжай Владимир Николаевич	д.х.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Introduction

Since Toms B.A. reported turbulent drag reduction by polymer additives, there have been many studies on this phenomenon, including theoretical, experimental and numerical approaches.[1]

Toms observed that when a small amount of polymer (DRA) is added to a flow system in the turbulent regime, there is a decrease in the turbulence of the flow. This phenomenon is known as drag “drag reduction” (DR) or the Toms phenomenon.

DRA's are polymers with long chains and high molecular weights such as polyisobutylene, polyhexane, polyethylene oxide, polyisoprene.

Scientific research have made hypothesis that predicts a starting point and a maximum limit (DR_{max}) for the Toms phenomenon [2,3]. It has been observed also that the drag reduction is not as a result of the viscous effect of the polymer added. This implies that if the principal parameter for DR was the effect of viscosity, then there would be a constant reduction in drag no matter the concentration of polymer, this however does not occur in practice.[14]

The value of the Toms effect (DR) with decreasing coefficient of resistance of the polymer solution (λ_p) is calculated by the equation.

$$DR = \frac{\lambda_s - \lambda_p}{\lambda_s} \cdot 100\% \quad (1)$$

The equation (1) characterizes the ratio of the difference between the resistance coefficients of the solvent and the polymer solution ($\Delta\lambda = \lambda_s - \lambda_p$) to the value of the coefficient of resistance of the solvent. The relative value DR is a measure of the reduction in the energy costs involved in pumping a polymer solution as compared to the starting solvent. Therefore a DR of 50% implies that half the energy used on the pumps will be used with the DRA is introduced into the flow stream.

The magnitude of the drag reduction effect (DR) and the difference in the volumetric flow rates ($\Delta Q = (Q_p - Q_s)$, m³/s) of the polymer solution (Q_p) as compared to the solvent (Q_s) are related by the equation

$$DR, \% = \left[1 - \frac{Q_s^2}{(Q_s + \Delta Q)^2} \right] \cdot 100\% \quad (2)$$

Mechanism of drag reduction

Different mechanisms have been proposed to explain the Toms phenomenon. These include the elastic theory mechanism which suggests that the polymer behaves like an elastic spring, which can be both linear (3) or non-linear (4).

$$k_p^* = \frac{1}{2} nG \left(\langle Q^2 \rangle - \langle Q^2 \rangle_{eq} \right) \quad (3)$$

$$\left. \begin{aligned} \langle Q^2 \rangle &= \frac{3k_B T}{G} + \frac{\tau_{ii}^*}{nG}, \\ \langle Q^2 \rangle_{eq} &= \frac{3k_B T}{G} \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Where k_B = Boltzmann constant, T is the absolute temperature and n is stress in the polymer, n is the number of polymer molecules per unit volume, G is the elastic modulus, $\langle Q^2 \rangle$ is the average polymer length squared and $\langle Q^2 \rangle_{eq}$ is the average polymer length at equilibrium.

Factors that influence drag reduction

Effect of the concentration of the polymer additive

DR effect increases with increasing polymer concentration for low concentration polymer additives. Increasing concentration implies that there are more polymer molecules available to dispel the formation of eddies. When the maximum drag reduction is attained, increasing polymer concentration results in no significant increase in DR.

Effect of the molecular weight of the polymer additive

DRAs are synthetic polymers of high molecular weight that can improve flow characteristics of a fluid. The molecular weight of the polymer influences the DR effect of the polymer. Smaller amounts of high molecular weight polymers are required to

decrease the drag in a turbulent flowing liquid. Polymers of molecular weight below 10^5 do not contribute significantly to drag reduction.[6,8,14]

Effect of pipe diameter

The diameter of the pipe through which the liquid is flowing is a significant parameter that affects the value of DR. Studies has shown that with increasing pipe diameter, higher polymer concentration is required for drag reduction. This is due to the length scale ratio of the polymer chain to turbulence, which is a parameter that affects DR. The high ration implies that the polymer chain is not able to prevent the formation of eddies in the flow stream. As the pipe diameter increases, larger eddies are generated which results in reduction in DR effect of the polymer.

Application of the Toms effect

Interest in drag reduction has grown in recent years due to the wide range of industrial applications. Most industrial processes are in the turbulent regime as a result the study of the nature and mechanism of turbulence has been of great interest to many industries. In contrast to laminar flow where little energy is required to pump a given volume of fluid, turbulence flow requires a larger amount of energy to pump the same given volume of fluid. A greater percentage of the energy involved in turbulence flow unfortunately does not contribute directly to moving fluids in the linear direction but also the energy is wasted on remixing the fluid layers. This can be observed as the development of eddies in the flow stream that results in the stream moving in a non-linear manner. This results in the wastage of energy from the pumps. When a polymer solution is introduced into the flow stream, there is a reduction in the hydraulic resistance (drag) on the walls of the pipe and within the layers of the flow stream, which results in an overall increase in the average velocity.

During the transportation of oil through pipelines, a great about of the expenditure is on electrical energy used up by the pumps. The large diameters of the oil pipelines implies a turbulent flow. DRAs were first used in pipeline transportation of crude oil through the Trans-Alaska Pipeline in 1979 [11]. DRAs are used to reduce the energy consumption during pipeline transportation of crude oil and crude oil products.[12]

Aim of this research

This research work aims at investigating the effect of drag reduction polymers on the flow of compressed natural gas via pipelines.

Research method and equipment.

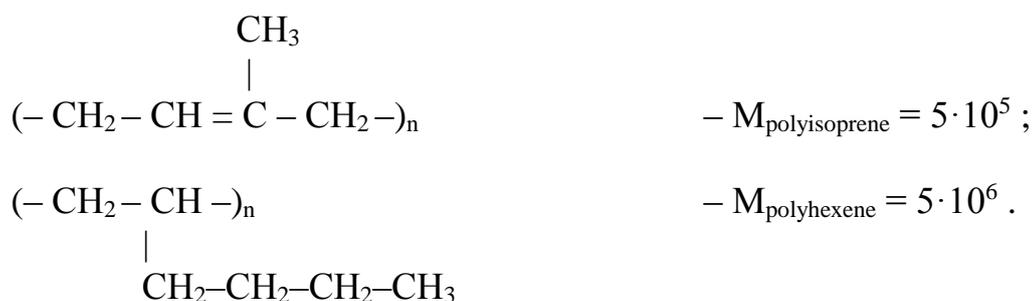
Hydrocarbons fluids studied in this experiment.

Samples of crude oil and crude oil fractions were studied. The LNG sample used in the experiment is a mixture propane and butane. The physical properties of these chemical samples are shown in table 1.

Table 1 – Physical properties of crude oil fractions studied in this experiment at 20 °C

Hydrocarbon fluids	T _{boiling point} , °C	Fluid density, kg/m ³	Kinematic viscosity, cSt
Crude oil	> 50	840	7,10
Diesel fuel	220 - 350	820	3,50
Kerosene	150 - 220	770	1,80
Gasoline	50 - 150	710	0,60
LNG (Propane+Butane)	< 0	540	0,25

Polyisoprene and polyhexane are used as the drag reduction agents. These polymers consist of only hydrocarbon chains made up of only hydrogen and carbon compounds which make makes them highly soluble in all crude oil fractions with no adverse effect on refined petroleum products. The structural formulas and molecular weight of polyisoprene and polyhexane (M) are given below;



Equipment used in the experiment

Turbulent rheometer measurements

In conducting this study, two laboratory setups were designed and installed to study the DR effect of the DRAs on different hydrocarbon fractions. The first setup is made up of a vertical cylindrical pipe with radius, $R = 1.18 \cdot 10^{-3}$ m and length, $L = 0.8$ m (figure. 1.) The second setup consists of a horizontal cylindrical pipe (figure. 2.).

Identical results were obtained in both setups, which indicates that the position of the pipe has no fundamental influence on the results obtained.

In figure. 2. the pressure difference was maintained at 10 bar to maintain the mixture of propane and butane in the liquid state at room temperature.

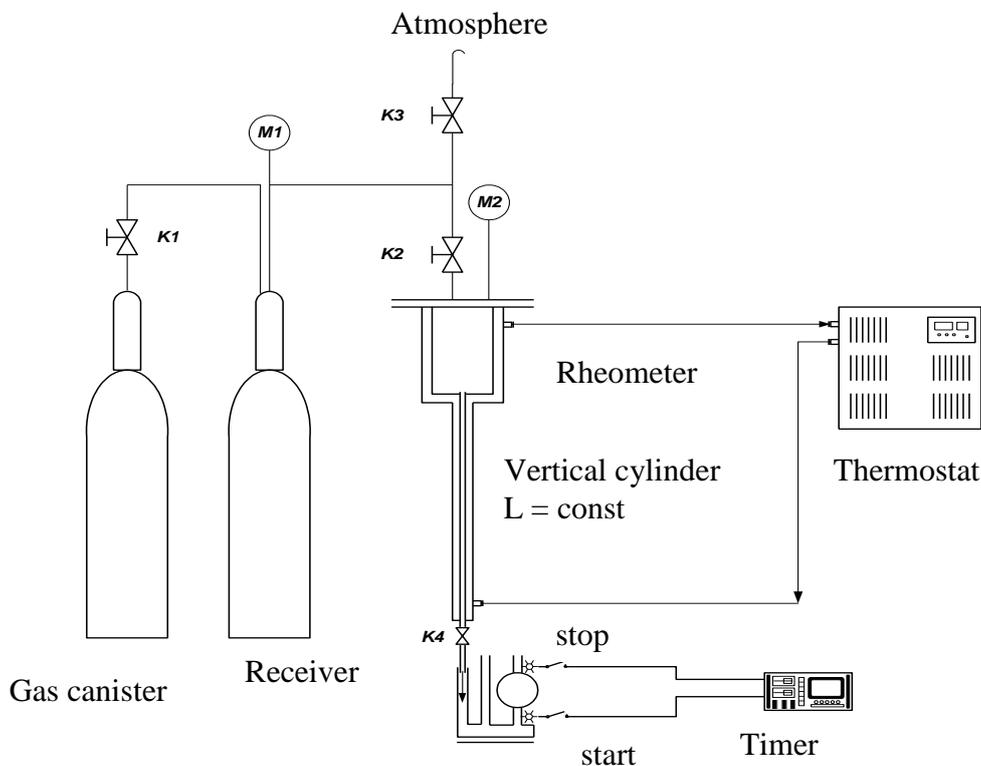


Figure 1 – Turbulent rheometer with a vertical flow channel.

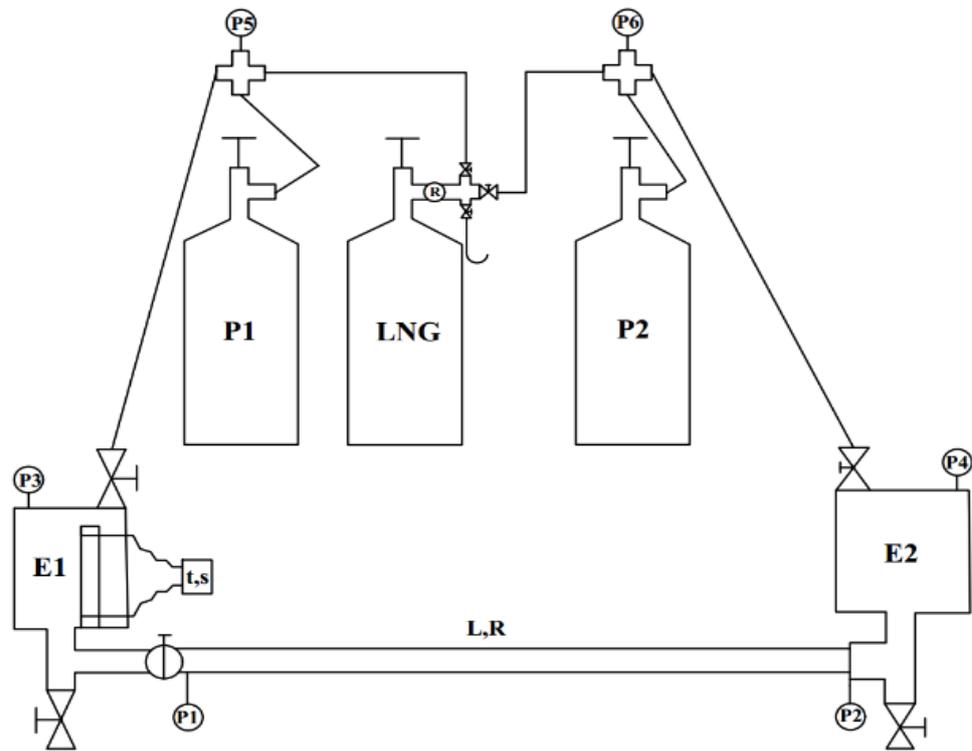


Figure 2 – Turbulent rheometer with a horizontal flow channel.

The turbulent rheometer is structurally similar to a capillary viscometer. The design of the rheometer used in this study it allows experiments to be carried out within a wide range of Reynolds numbers; in both laminar and turbulent regimes. The pressure difference (ΔP) is varied in the rheometer using valves installed on the gas canister; therefore different flow rates can be achieved.

An electronic stopwatch measures the liquid flow time. Photodiodes in the stopwatch measures a fixed volume of the liquid in a measuring cylinder. When the liquid level passes by the photodiodes, the stopwatch measures the time (t) of displacement of a fixed volume of the liquid ($V = \text{const.}$). The following parameters can be calculated as flows;

The volumetric flow rate;

$$(Q = V/t) \tag{5}$$

Reynolds number;

$$(Re = 2Q \cdot \rho / \pi \cdot R_w \cdot \eta) \tag{6}$$

Volume flow increment;

$$(\Delta Q = Q_p - Q_s) \quad (7)$$

Coefficient of hydraulic resistance;

$$\left(\lambda = \frac{4\pi^2 \cdot R_w}{\rho \cdot L} \cdot \frac{\Delta P}{Q^2}\right) \quad (8)$$

Shear stress on the wall of the rheometer channel;

$$(\tau_w = \Delta P \cdot R_w / 2L) \quad (9)$$

Magnitude of the drag reduction;

$$(DR = (1 - \frac{t_p}{t_s}) \cdot 100\%) \quad (10)$$

where t_p and t_s are the flow time for the polymer solution and the flow time for the pure solvent respectively.

Composition and mode of operation of the closed turbulent rheometer with a horizontal cylindrical flow channel.

The main working component of the turbulent rheometer in figure. 2. is a steel cylindrical tube of length (L) and inner diameter of (R_w). Due to the closed nature of the setup, experiments on very light hydrocarbon fractions such as benzene and propane can be carried out.

To obtain a closed setup, the gas canister is set to a counter pressure (P_2), which exceeds the saturated vapor pressure of the fluid. Liquid flows from (E_1) to (E_2) under the pressure drop $\Delta P = P_1 - P_2$, where ($P_1 > P_2$). The greater the pressure difference (ΔP), the greater the values of the flow velocity (Q), the Reynolds number (Re), and the shear stress at the pipe wall (τ_w). The displacement time (t_1) and accumulation time (t_2) are measured in the collecting cylinders (E_1) and (E_2) respectively using digital stopwatches.

Viscosity Measurement using rotational viscometer.

There are several methods of measuring viscosity experimentally using a viscometer. Viscometers have different designs; tubular (capillary), vibrational, rotational, and other types. In experiments to study the rheological properties of oil and concentrated polymer solutions, the rotational viscometer is most commonly used.

Rotational viscosimetry is based on Newton's law;

$$\tau = \eta \cdot \dot{\gamma} \quad (11)$$

Rotational viscosimetry makes it possible to carry out measurements in a wide range of shear rates, which are set by the rotation speed (ω) of one coaxial cylinder relative to another stationary cylinder. (fig. 2.3). In the narrow gap between the cylinders with different radii (R and r), a layered fluid motion occurs. The system of cylinders is placed in a thermostatically controlled cylinder, which makes it possible to carry out experiments over a wide range of temperatures. The shear stress (τ) is measured, after dividing it by the specified shear rate (D_r).

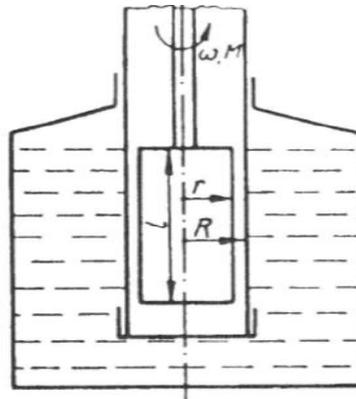


Figure 3 – Coaxial cylindrical system of the rotational viscometer.

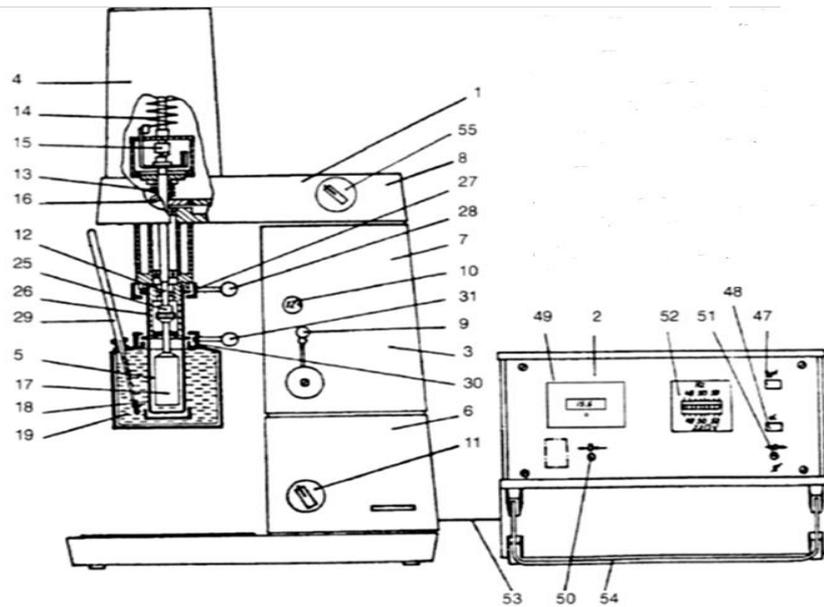


Figure 4 – General scheme of the rotational (Rheotest - 2).

Results

Analysis of crude oil viscosity using the Arrhenius-Frenkel-Eyring equation

The Arrhenius-Frenkel-Eyring equation is used to analytically determine the dependence of crude viscosity on the temperature. The dynamic viscosity is calculated using the formula;

$$\eta = A \cdot \exp\left\langle \frac{E_B}{RT} \right\rangle \quad (12)$$

Taking the logarithm of the left hand side, the Arrhenius-Frenkel-Eyring equation takes the form;

$$\ln \eta = \ln A + \frac{E_B}{RT} \quad (13)$$

which can be represented with the linear equation $\ln \eta = f(1/T)$

From the values of E_B and A can be determined graphically (figure.5).

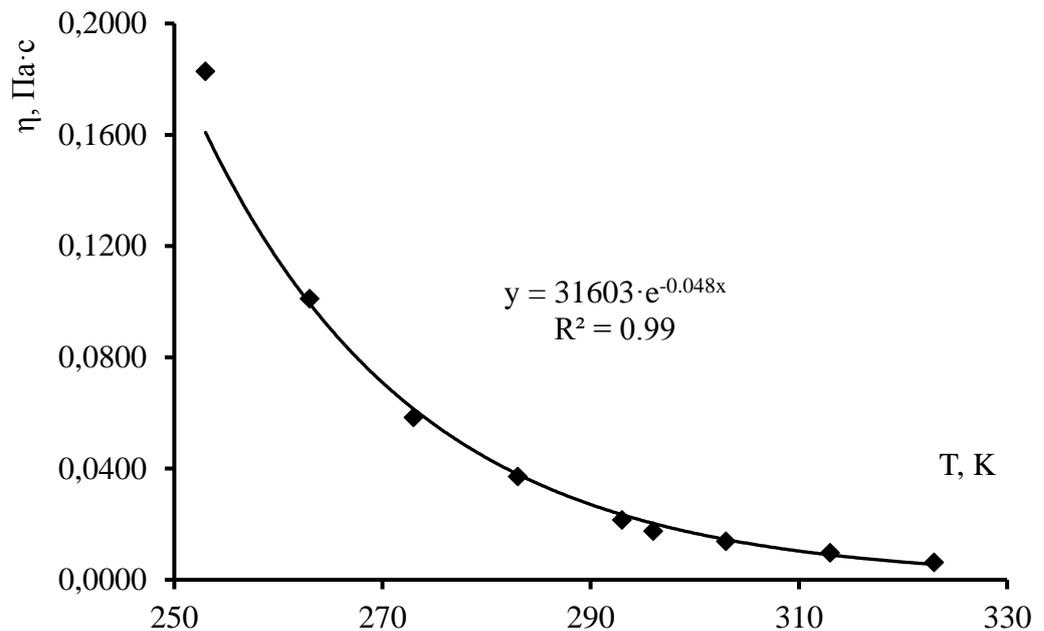


Figure 5 – Dependence of crude oil density on temperature.

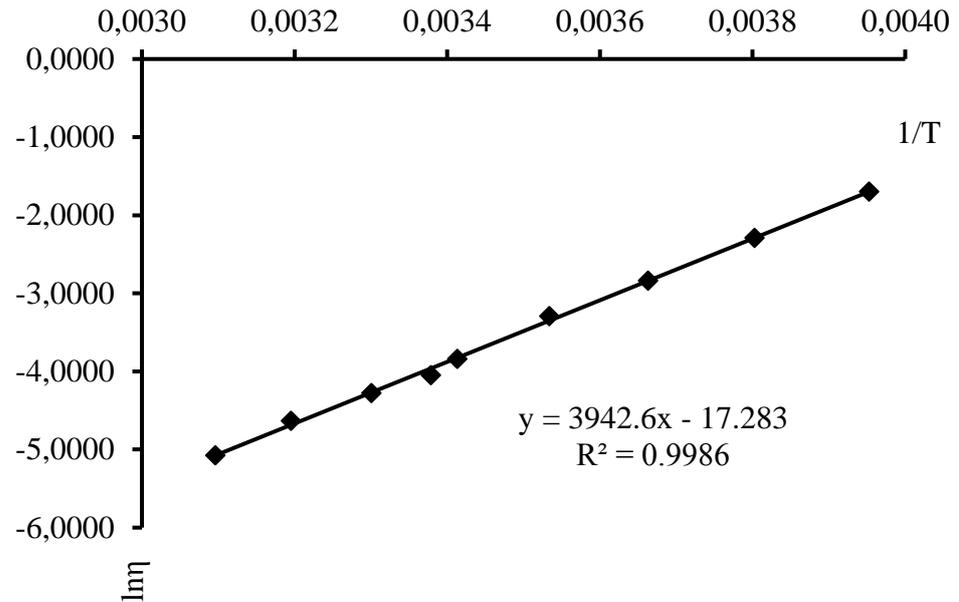


Figure 6 – Dependence of $\ln \eta$ on $1/T$

From figure 2, the values of A and E_B are calculated as;

$$\ln \eta = \ln A + \frac{E_B}{R} \cdot \frac{1}{T}$$

$$y = 3942,6x - 17,283$$

$$A = 31,195 \cdot 10^{-9} \text{ Па}\cdot\text{с}$$

$$E_B = 32763 \frac{\text{Дж}}{\text{МОЛЬ}} = 32,763 \frac{\text{кДж}}{\text{МОЛЬ}}$$

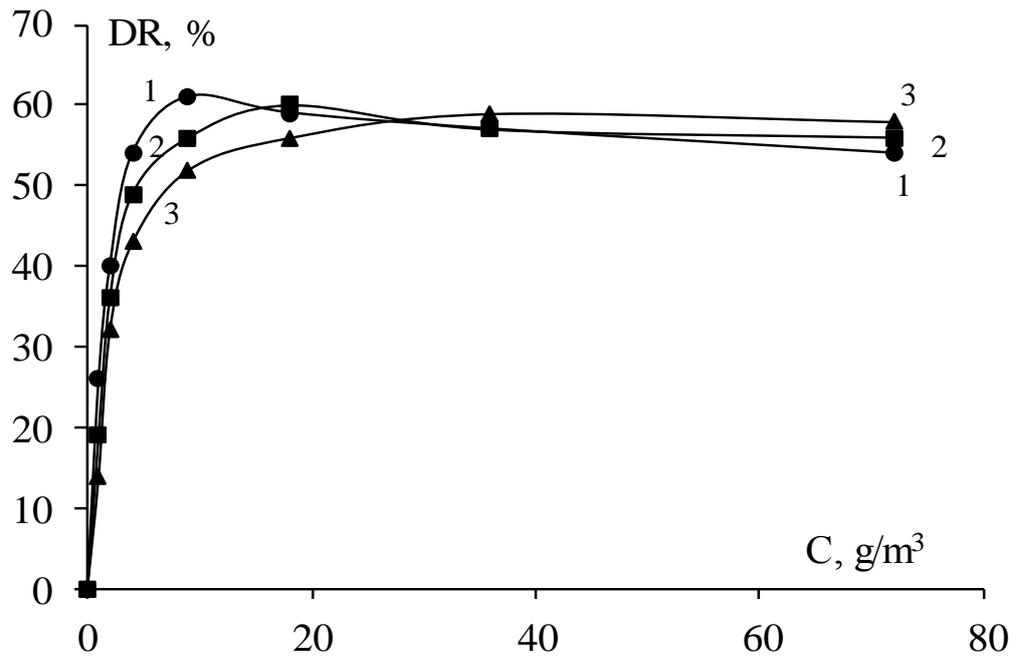


Figure 7 – Dependence of the magnitude of the drag reduction effect (DR) on the concentration (C):

- 1 – polyhexene dissolved in liquefied natural gas ($C_{OPT.} \approx 10 \text{ g/m}^3$);
- 2 – polyhexene dissolved in gasoline ($C_{OPT.} \approx 20 \text{ g/m}^3$);
- 3 – polyhexene dissolved in crude oil ($C_{OPT.} \approx 50 \text{ g/m}^3$)

The DR% is greater in the experiments conducted with polyhexane as DRA. This is due to the higher molecular weight of polyhexane that is ten times the molecular weight of polyisoprene. The degradation of the polymer due to the pumping pressure and the pipe walls takes a longer time in polyhexane than polyisoprene, which degrades quite rapidly.

The ability of the DRA to effectively reduce drag is influenced by the density of the fluid sample. The DR% increases with decreasing density of the fluids for the same DRA.

The average DR% is determined to be within 55% – 60%. This implies that the energy cost of transporting crude oil fractions can be reduced by half.

Conclusion

From the results of the study, it is established that;

1. the optimum concentration required to achieve maximum drag reduction for high molecular weight polyhexene samples is approximately 10 g/m^3 ;
2. the DR% of different polymer sample increase with increasing concentration and increasing molecular weight of the polymer;
3. drag resistance in liquefied natural gas can be reduced significantly by introducing small volumes of oil-soluble polymers (polyhexene) into the flow stream.

References

- [1] Toms, B.A., 1948. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large reynolds numbers. In: Proceedings of the 1st International Congress on Rheology (North Holland), Amsterdam. pp. 135–141.
- [2] Virk P. S. Drag reduction fundamentals // AIChE Journal. V. 21. № 4. 1975. Pp. 625– 656
- [3] Virk, P.S., 1967. The Toms phenomenon: turbulent pipe flow of dilute polymer solutions. J. Fluid Mech. 20 (2), 305–328.
- [4] Lumley, J.L., Drag Reduction in Turbulent Flow by Polymer Additives, J. Polymer Sci.: Macromol. Rev., 7, pp. 263-290, 1973.
- [5] Lumley, J.L., Drag Reduction by Additives, Ann. Rev. Fluid Mech., 1, pp. 367-383, 1969.
- [6] Manzhai, V.N., Echeskaya, L.G., and Ilyushnikov, A.V., Russ. J. Appl. Chem., 2004, vol. 77, no. 3, pp. 449–453.
- [7] Warholic, M.D., Massah, H., Hanratty, T.J., Influence of Drag-Reducing on Turbulence: Effects of Reynolds Number, Concentration and Mixing, Experiments in Fluids, 27, pp. 461-472, 1999
- [8] Zakin, J.L., and Hunston, D.L., Effect of Polymer Molecular Variables on Drag Reduction, J. Macromol. Sci. Phys., B18(4), pp. 795-814, 1980.
- [9] Wei, T., and Willmarth W.W., Modifying Turbulent Structure with Drag-Reducing Polymer Additives in Turbulent Pipe Flow, J. Fluid Mech., 245, pp. 619-641, 1992.
- [10] Gareev, M.M., Lisin, Yu.V., Manzhai, V.N., and Shammazov, A.M., Protivoturbulentnye prisadki dlya snizheniya gidravlicheskogo soprotivleniya truboprovodov (Antiturbulent Additives for Drag Reduction in Pipelines), St. Petersburg: Nedra, 2013
- [11] Burger E. D., Munk W. R. and Wahl H. A. Flow increase in the Trans Alaska Pipeline through use of a polymeric drag reducing additive // Journal of Petroleum Technology. V. 34. № 2. 1982. Pp. 377–386.

- [12] Manzhai, V.N., Ilyushnikov, A.V., Gareev, M.M., Nesyn, G.V. Laboratory studies and commercial tests of a polymeric agent for reduction of the power consumption on an oil pipeline // 6. Journal of Engineering Physics and Thermophysics Volume 65, Issue 5, September 1993, Pages 1041-1043
- [13] Anderson GW, Sellin RH, Moses RT. Drag reduction using high molecular weight fractions of polyethylene oxide. Drag Reduction in Fluid Flows. UK: Ellis Horwood, Chichester; 1989.
- [14] Savins J.G. Drag reductions characteristics of solutions of macromolecules in turbulent pipe flow // Society of Petroleum Engineers J. – 1964. – V. 4. – P. 203.