

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Влияние состава нефтей на условия образования отложений парафинов УДК 622.276.72

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Шаронова Алена Евгеньевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

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	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
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 технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
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 науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Шаронова Алена Евгеньевна

Тема работы:

Влияние состава нефтей на условия образования отложений парафинов
Утверждена приказом директора 01.03.2019 №1643/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической информации; физико-химические свойства и состав нефти; методики лабораторных исследований нефти; методика моделирования в программе Unisim Design; фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение 2. Роль высокомолекулярных углеводородов нефти в образовании отложений 3. Методы борьбы с парафиноотложениями 4. Постановка задачи исследования 5. Объект и методы исследования: 6. Геологическая характеристика месторождений; 7. Характеристика объектов исследования; 8. Характеристика методов исследования; 9. Методика моделирования отложений 10. Результаты и их обсуждение 11. Финансовый менеджмент 12. Социальная ответственность 13. Заключение

Перечень графического материала	1. Актуальность 2. Цель работы, задачи 3. Характеристика объектов исследования 4. Вибрационный вискозиметр «Реокинетика» 5. Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX800 и SX850 6. Ротационный вискозиметр Брукфильда 7. Результаты исследований и их обсуждение 8. Обработка результатов измерения 9. Расчет радиуса частиц 10. Моделирование процесса отложения парафина в трубопроводе 11. Заключение
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Методы борьбы с парафиноотложениями	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.03.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Шаронова Алена Евгеньевна		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерской диссертации

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела
17.01.2019	Введение	5
05.02.2019	Роль высокомолекулярных углеводородов нефти в образовании отложений	10
18.02.2019	Методы борьбы с парафиноотложениями	10
24.02.2019	Постановка задачи исследования	5
07.03.2019	Объект и методы исследования	15
27.03.2019	Результаты исследований и их обсуждение	15
07.04.2019	Финансовый менеджмент	5
15.04.2019	Социальная ответственность	5
25.04.2019	Заключение	5
01.05.2019	Раздел на иностранном языке	10
08.05.2019	Реферат	5
15.05.2019	Написание пояснительной записки	5
20.05.2019	Подготовка и оформление доклада	5
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 102 с., 39 рис., 20 табл., 37 источника, 6 прил.

Ключевые слова: месторождение, нефть, парафин, отложения, реология, ингибитор, трубопровод, температура, изоляция, Unisim Design.

Объектом исследования являются: четыре парафинистые нефти месторождений Томской области, депрессорная присадка, теплоизоляция.

Цель работы – установить влияние компонентного состава нефтей на условия образования отложений парафинов.

В процессе выполнения работы проведены лабораторные исследования низкотемпературных и реологических свойств нефти, анализ эффективности влияния депрессорной присадки, моделирование процесса предотвращения отложений в межпромысловом трубопроводе в среде программы Unisim Design.

В результате исследования рассчитан радиус частиц в Герасимовской нефти в зависимости от температуры, скорости сдвига; оценена эффективность применения депрессорной присадки на радиус частиц, вязкость и температуру застывания нефти; отмечено влияние свойств высокомолекулярных парафинов нефти на их устойчивость к образованию отложений; подобрана изоляция для увеличения межочистного периода промыслового трубопровода.

Основные технологические и технико-эксплуатационные характеристики: наиболее эффективна присадка в концентрации 800 г/т; теплоизоляция из пенополиуретана толщиной 50 мм обеспечивает минимальную толщину отложений парафинов в трубопроводе.

Степень внедрения: работа носит поисковый характер

Область применения: результаты могут быть использованы в технологии промыслового транспорта на месторождениях с парафинистой нефтью.

Экономическая эффективность: Применение изоляции из пенополиуретана толщиной 50 мм сокращает объем отложений, увеличивая количество перекачиваемой нефти на 533,6 т/год, доход за 1 год составит 7470400 рублей.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Асфальтеносмолопарафиновые отложения – тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение.

Ингибитор асфальтеносмолопарафиновых отложений – химический реагент, предотвращающий образование и отложение твердых компонентов нефти на поверхностях технологического оборудования.

В настоящей работе применены следующие сокращения:

АСПО – асфальтеносмолопарафиновые отложения;

АСПВ – асфальтеносмолопарафиновые вещества;

ИНПН – измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов;

ССЕ – сложная структурная единица;

Уравнение АФЭ – уравнение Аррениуса-Френкеля-Эйринга;

ППУ – пенополиуретан.

Оглавление

Введение	9
1 Роль высокомолекулярных углеводородов нефти в образовании отложений	11
2 Методы борьбы с парафиноотложениями	15
3 Постановка задачи исследования.....	19
4 Объект и методы исследования	20
4.1 Геологическая характеристика месторождений	20
4.2 Характеристика образцов нефти.....	29
4.3 Характеристика ингибитора парафиновых отложений.....	31
4.4 Характеристика методов лабораторных исследований.....	32
4.5. Методика моделирования парафиновых отложений в программе Unisim Design	42
5 Результаты исследований и их обсуждение	45
5.1 Определение температуры гелеобразования на вибрационном вискозиметре «Реокинетика».....	45
5.2 Определение температуры застывания на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX-800.....	46
5.3 Определение динамической вязкости нефти на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX-850.....	47
5.4 Определение динамической вязкости нефти на ротационном вискозиметре Брукфильда	48
5.5 Расчет радиуса частиц исходной нефти	50
5.6 Исследование влияния ингибитора.....	51
5.7 Моделирование процесса отложения парафина в промышленном трубопроводе	59
5.8 Нанесение изоляции –способ предотвращения образования отложений парафинов....	63
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
7 Социальная ответственность.....	76
Заключение.....	95
Список публикаций	98
Список использованных источников.....	99
Приложение А.....	103
Приложение Б	112
Приложение В.....	115
Приложение Г	117
Приложение Д.....	121
Приложение Е	125

Введение

В настоящее время в России и за рубежом в общем объеме добываемой нефти увеличивается доля нефтей с высоким содержанием твердых высокомолекулярных углеводородов. При добыче и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтей на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования происходит образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности скважин, уменьшению поперечного сечения промысловых трубопроводов, в некоторых случаях до полного прекращения перекачивания.

Особое значение имеет количественное содержание в нефти высокомолекулярных веществ (парафины, смолы, асфальтены), определяющих склонность нефти к образованию АСПО.

Существует ряд технологий борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями. Одним из наиболее эффективных способов предупреждения образования АСПО является введение химических реагентов, предотвращающих или ингибирующих процесс образования отложений из нефти.

Актуальность работы определяется тем, что отложения асфальтеносмолопарафиновых веществ вызывают осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, приводят к возрастанию энергетических затрат, капитальных и эксплуатационных расходов.

Работа посвящена исследованию влияния состава нефти на условия образования отложений асфальтеносмолопарафиновых веществ и поиску путей предотвращения данных отложений при промышленном транспорте высокопарафинистой нефти Герасимовского месторождения с помощью моделирования схемы образования отложений в трубопроводе, разработанной в среде моделирующей программы Unisim Design.

Личный вклад заключается в проведении всех экспериментальных исследований, обработке их результатов и разработке форм представления результатов.

Научная новизна:

- Исследование на вибрационном вискозиметре нефтей Герасимовского, Мыльджинского, Мирного, Ломового месторождений.
- Оценка эффективности действия депрессорной присадки на вязкость и температуру застывания Герасимовской, Мирной, Ломовой, Мыльджинской нефтей.
- Расчет радиуса частиц по данным реологических исследований Герасимовской нефти.
- Изменение дисперсности Герасимовской нефти при изменении внешних условий.
- Моделирование отложений в промысловом трубопроводе для Герасимовской нефти.

Практическая значимость: Результаты полученных экспериментальных и теоретически исследований могут быть использованы в технологии промыслового транспорта на месторождениях с парафинистой нефтью.

Реализация и апробация работы: результаты работы представлялись на XXII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, 2-7 апреля 2018 г.); X Международной конференции «Химия нефти и газа» (г. Томск, 1-5 октября 2018 г.).

1 Роль высокомолекулярных углеводородов нефти в образовании отложений

Современный этап эксплуатации нефтяных месторождений России характеризуется ростом количества осложняющих факторов, одним из которых является образование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) [1].

Образование отложений является негативным явлением, вызывающим осложнения в работе скважин, приводящие к потерям в добыче, повышенный износ нефтепромыслового оборудования, снижению пропускной способности трубопроводов, возрастанию энергетических затрат, капитальных и эксплуатационных расходов.

АСПО представляют собой высокодисперсные суспензии кристаллов парафина и асфальтенов в маслах и смолах. Причем под парафинами понимается сложная смесь углеводородных компонентов с высокой температурой плавления, твердых в обычных условиях и способных при охлаждении образовывать кристаллы. В составе отложений могут, так же, содержаться механические примеси в виде частиц породы и продуктов коррозии, кристаллы неорганических солей и вода. В смолистоасфальтеновых веществах, входящих в состав отложений сконцентрирована большая часть микроэлементов, присутствующих в нефти (Si, Fe, Al, Ca, Mg, P, V, Ni, Co, Pb, Cu, Ag, Hg, Mo). Все это придает определенную плотность и механическую прочность АСПО [2].

В зависимости от соотношения компонентов, входящих в состав отложений, АСПО классифицируют на следующие типы:

- 1) асфальтеновый – $\Pi/(A+C) < 1$;
- 2) парафиновый – $\Pi/(A+C) > 1$;
- 3) смешанный – $\Pi/(A+C) \sim 1$,

где Π , A и C содержание (% мас.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Основные факторы, влияющие на формирование парафиновых отложений [3, 4]:

- Количественный и качественный состав нефти, соотношение высокомолекулярных компонентов нефти;

- Снижение температуры добываемой жидкости ниже температуры насыщения нефти парафином ($T_{нас}$);
- Шероховатость стенок труб;
- Скорость движения газожидкостной смеси;
- Обводненность нефти и образование эмульсии;
- Наличие механических примесей.

Особое значение в ряду факторов, определяющих склонность нефти к образованию АСПО, имеют высокомолекулярные компоненты нефти (парафины, смолы, асфальтены), причем не только их количественное содержание, но и состав, строение и взаимное соотношение. Последнее определяет характер взаимодействия высокомолекулярных компонентов нефти и при пониженных температурах, т.е. в условиях, когда возрастают силы межмолекулярного взаимодействия между отдельными компонентами [5].

Установлено, что в АСПО содержание асфальтеносмолистой и парафиновой компоненты будут обратными, т.е. чем больше в АСПО доля асфальтеносмолистых веществ, тем меньше будет содержаться парафинов. Такая особенность обусловлена характером взаимного влияния парафинов, смол и асфальтенов, находящихся в нефти до момента их выделения в отложения [1].

Как показывают экспериментальные и практические исследования, прежде чем парафин выделяется на поверхности, его кристаллы производят преобразование своих структур так, что, соединяясь между собой, организуют сплошную решётку подобно широкой ленте. В такой форме адгезионные свойства парафина усиливаются во много раз, и его способность «прилипать» к твёрдым поверхностям значительно интенсифицируется.

Однако если нефть содержит достаточно большое количество асфальтенов (4-5 % и выше), сказывается их депрессорное действие. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов, образуя точечную структуру. Таким образом, образование

сплошной решётки не происходит. В результате такого процесса парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно ослабляется.

Смолы, в силу своего строения, напротив, способствуют созданию условий для формирования ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности и своим присутствием препятствуют воздействию асфальтенов на парафин, нейтрализуя их. Как и асфальтены, смолы влияют на величину температуры насыщения парафином нефти, однако характер этого влияния противоположный: с ростом их массового содержания в нефти температура насыщения возрастает (если, например, присутствие смол увеличить с 12 до 32 %, то температура насыщения повысится от 22°C до 43°C) [6].

Температура насыщения нефти парафином находится в прямой зависимости от массовой концентрации смол и в обратной от концентрации асфальтенов. Следовательно, процесс парафинообразования зависит от соотношения асфальтеновых (А) и смолистых (С) соединений в составе нефти. С увеличением параметра А/С температура насыщения будет снижаться – ассоциаты асфальтенов в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов (смол), что и приводит к уменьшению температуры насыщения, процесс кристаллизации парафинов таких нефтей подавляется ассоциатами, и отложение парафина не происходит; при небольших значениях А/С наоборот, температура насыщения возрастает – асфальтены не оказывают воздействия на парафинообразование, парафин свободно выделяется из нефти [7].

При снижении температуры добываемой жидкости ниже температуры насыщения нефти парафином ($T_{нас}$), в процессе изобарического охлаждения парафин начинает выкристаллизовываться из нефти с образованием двухфазной системы (нефть+твёрдая фаза), то есть появляются первые кристаллы парафина [1]. На величину $T_{нас}$ существенное влияние оказывает содержание растворенного газа в пластовой нефти, чем оно выше, тем больше температура насыщения нефти парафином.

Шероховатость стенок металлических труб является очагом вихреобразования, разрыва слоя и замедляет скорость движения потока у стенки трубы, что служит причиной образования центров кристаллизации, способствует прилипанию кристаллов парафина к поверхности труб, блокированию их движения между выступами и впадинами поверхности. Когда значение шероховатости поверхности труб соизмеримо с размерами кристаллов парафина, процесс образования отложений замедляется [2].

С ростом скорости потока интенсивность отложений сначала возрастает, что обусловлено усилением турбулизации потока, образованием и отрывом пузырьков от металлической поверхности. Последующий рост скорости приводит к снижению запарафинивания, благодаря удержанию кристаллов парафина во взвешенном состоянии, отрыву уже образовавшейся части отложений и более медленному охлаждению потока [1].

Однозначного подхода к оценке влияния обводненности на интенсивность парафиноотложений на данный момент не существует. Считается, что при малом содержании воды в нефти и прочих равных условиях наблюдается некоторое повышение интенсивности отложений парафина, а затем с увеличением доли воды в потоке интенсивность должна снижаться за счет повышения температуры потока (теплоемкость воды в 1,6-1,8 раза больше нефти) и гидрофилизации металлической поверхности при контакте с водой [1]. Однако в случае образования устойчивых водонефтяных эмульсий, контакт свободной водной фазы с металлической поверхностью снижается, и вероятность запарафинивания возрастает.

Механические примеси, в виде сульфида железа, минеральных частиц породы, привнесенные с добываемым пластовым флюидом, могут выступать дополнительными центрами кристаллизации.

В целом формирование АСПО является сложным многофакторным процессом, однако основополагающая роль принадлежит химическому составу, уникальному для каждой нефти и определяющему ее поведение в тех или иных условиях.

2 Методы борьбы с парафиноотложениями

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям. Во-первых, по предупреждению (замедлению) образования отложений. К таким мероприятиям относятся [8]:

- применение гладких (защитных) покрытий;
- химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессоры, диспергаторы);
- физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей).

Второе направление – удаление АСПО. Это тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции); механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические (растворители и удалители) [9, 10].

Как показывает практика, наиболее эффективным является предупреждение отложения смолопарафиновых веществ, так как при этом достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа нефтепромыслового оборудования, снижаются затраты на добычу и перекачку нефти [11].

Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО, но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

Химические методы борьбы с АСПО

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер.

Химические методы предполагают закачку в транспортируемую продукцию ингибиторов парафиноотложений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений [12]. В основе действия соответствующих реагентов лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между нефтью и поверхностью металла трубы, между нефтью и дисперсной фазой [13].

В настоящее время ингибиторы АСПО условно разделяют на группы по предполагаемому механизму действия. Ниже приводится современная классификация химических реагентов, предотвращающих отложения асфальтеносмолопарафиновых веществ [14]:

1. Смачиватели – адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
2. Диспергаторы – воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию
3. Модификаторы – изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы
4. Депрессоры – А) адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению; Б) молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы.
5. Реагенты комплексного действия

Ингибирующие свойства проявляет весьма широкий набор соединений различной химической природы. Однако при всем их разнообразии можно выделить три общих признака.

Во-первых, все они, даже присадки неполимерного типа, обладают довольно значительной молекулярной массой (в диапазоне 500-10000), которая в несколько раз больше молекулярной массы наиболее тяжелых н- алканов нефтепродуктов и нефтей, обуславливающих их низкотемпературные свойства.

Во-вторых, макромолекула присадок, как правило, представляет собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами.

В-третьих, все вещества, даже неполимерного типа, полидисперсны по молекулярной массе и по составу. Иными словами, присадка не является индивидуальным веществом, а представляет собой смесь молекул различного состава и молекулярной массы.

В последнее время наметилась тенденция к разработке присадок комплексного действия, что достигается за счет создания композиции присадок с различным спектром действия. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Теплоизоляция

Для предотвращения парафинового отложения в трубопроводах трубопровода наиболее широко используется метод теплоизоляционных покрытий.

При движении в трубопроводе температура нефти постепенно снижается, одновременно с этим падает способность нефти быть растворителем для парафинов и асфальтеносмолистых веществ. При падении температуры до значения, соответствующего кристаллизации парафина, происходит выпадение твердых углеводородов и их оседание на внутренней поверхности трубы. По мере снижения температуры по длине трубопровода толщина отложений

увеличивается до наступления температуры массовой кристаллизации, после чего число отложений резко уменьшается [13].

Данный метод заключается в покрытии трубопровода слоем теплоизоляции за счет которой обеспечивается поддержание температурного режима транспорта на уровне – выше температуры начала кристаллизации парафина, как следствие сокращение тепловых потерь от нефти в окружающую среду, уменьшение вязкости и увеличение температуры перекачиваемой нефти.

3 Постановка задачи исследования

Цель:

Установить влияние компонентного состава нефтей Томской области на условия образования отложений парафинов.

Задачи:

- Исследовать низкотемпературные и реологические свойства нефтей.
- Определить температуры гелеобразования нефтей.
- Исследовать способы предотвращения осложнений, вызванных образованием отложений высокомолекулярных компонентов нефти:
 - Оценить влияние количества ингибитора на изменения свойств нефти (вязкость, температура застывания) и дисперсное состояние.
 - Подобрать теплоизоляцию для промыслового трубопровода.

Защищаемые положения:

1. Различие в значениях температуры застывания и вязкости исследуемых нефтей обусловлено разным содержанием смол и парафинов, температурой плавления парафинов.
2. Депрессорная присадка снижает вязкость и температуру застывания нефти.
3. Повышение температуры снижает агрегативную устойчивость Герасимовской нефти по отношению к образованию отложений.
4. Добавление присадки способствует уменьшению радиуса частиц Герасимовской нефти, как следствие повышается дисперсность и устойчивость нефти к образованию отложений.

4 Объект и методы исследования

4.1 Геологическая характеристика месторождений

4.4 Характеристика методов лабораторных исследований

При проведении лабораторных исследований используются приборы для измерения низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX-800 и SX-850, ротационный вискозиметр Брукфильда, вибрационный вискозиметр «Реокинетика».

4.4.1 Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX-800

Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов (ИНПН) SX-800 предназначен для определения температуры помутнения предельной температуры фильтруемости, а также температуры застывания. Метод определения температуры помутнения соответствует ГОСТ 5066-91, метод определения температуры застывания – ГОСТ 20287-91. Основные технические характеристики прибора приведены в таблице 6 [19].

Таблица 6 – Технические характеристики прибора

Объем пробы, мл	2,5
Диапазон температур, °С	от минус 60 до 5
Дискретность показаний, °С	0,1
Время измерения, мин	не более 60
Время паузы между измерениями, мин	не менее 5
Диапазон температур проточной воды, °С	от +30 до +5
Пределы допускаемой основной погрешности, не более, °С	±3
Предельная температура охлаждения, °С	минус 60

Устройство прибора

Основные составные части прибора: измерительный блок, комплект пробирок, датчик застывания.

На верхней панели прибора расположено отверстие для установки прибора с пробой в криостат. На задней панели прибора находятся выводы радиатора криостата и радиатора блока питания для подвода воды, сетевой разъем 220 В, а также клемма защитного заземления. Сетевой выключатель питания находится на правой боковой поверхности прибора, разъем для подключения датчика застывания находится на левой поверхности прибора (рисунок 5).

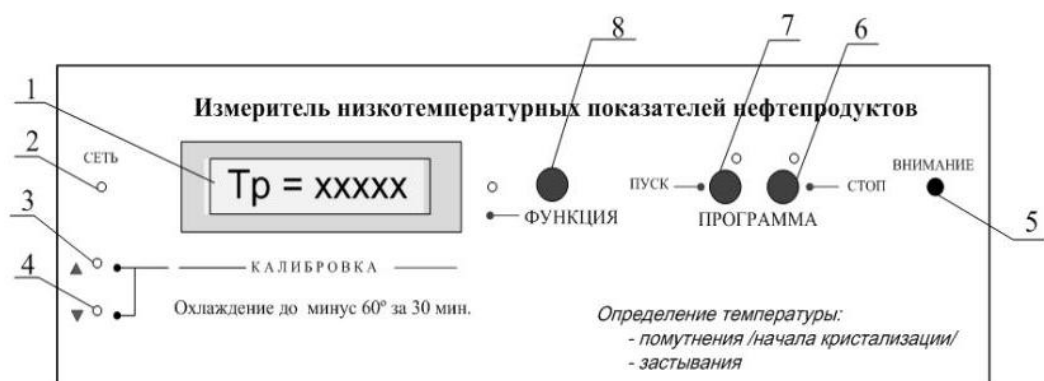


Рисунок 5 – Лицевая панель прибора SX-800 [19]

1 – экран цифрового индикатора (дисплея), 2 – индикатор питания, 3,4 – кнопки коррекции, 5 – сигнальный зуммер, 6 – кнопка и светодиод СТОП, 7 – кнопка и светодиод ПУСК, 8 – кнопка и светодиод ФУНКЦИЯ.

В общем корпусе собраны отдельные функциональные блоки прибора: импульсный источник питания, криостат, блок управления и отображения полученной информации.

Криостат собран на батарее Пельтье и предназначен для охлаждения пробы объемом 2,5 мл до температуры минус 60°C. Питание криостата регулируется широтно-импульсным способом для достижения плавного и равномерного охлаждения пробы [19].

Датчик застывания состоит из груза, электронного температурного датчика, электрического реле, навески груза, излучающего и приемного светодиодов, расположенных друг против друга. Основание датчика снабжено втулкой для плотной установки в пробирку с пробой. В верхней части датчика на торцевой поверхности находится кнопка принудительного сброса груза.

Пробирка с датчиком застывания, находящимся в поднятом состоянии, устанавливается в криостат прибора. Поднятый вверх груз перекрывает световой поток между светодиодами, расположенными в корпусе датчика застывания. Опускание груза на поверхность пробы происходит по команде от процессора прибора при достижении заданной температуры охлаждения. Если проба застыла, то световой поток перекрыт. По мере нагревания пробы начинается подвижка груза, световой поток открывается. Сигнал от приемного светодиода поступает на входной усилитель электронного блока управления.

Температура, при которой сигнал с датчика застывания максимальная, считается температурой застывания исследуемого образца.

Определение температуры застывания

Принцип действия прибора ИНПН основан на измерении температуры при которой груз помещенный на поверхность застывшей пробы, при следующем нагревании последней, начинает движение. Измерение и анализ результата измерения осуществляется электронным блоком управления в реальном масштабе времени.

Сущность метода заключается в предварительном охлаждении пробы со скоростью заданной микропроцессором, до температуры ниже предполагаемой температуры застывания на $5 \div 15$ °С. На поверхность охлажденного образца автоматически опускается груз. Криостат переходит в режим нагревания, скорость нагрева также контролируется микропроцессором. Перемещение груза контролируется парой светодиодов, расположенных в датчике застывания [19].

Температура пробы контролируется электронным температурным датчиком, закрепленным в датчике застывания и размещаемым в пробе. Температура застывания определяется в момент начала продвижения груза в пробе. В результате на дисплее прибора выводится значение температуры застывания.

4.4.2 Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX-850

Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX-850 является вискозиметром ротационного типа и предназначен для определения динамической вязкости нефтепродуктов в диапазоне температур в лабораторных и заводских условиях. Прибор состоит из электронного блока, криостата (холодильника) и датчика измерения динамической вязкости нефтепродуктов. Основные технические характеристики прибора приведены в таблице 7 [20].

Таблица 7 – Технические характеристики прибора

Объем пробы, мл	4,5
Диапазон измерения, сПз	250 – 14000
Погрешность измерения температуры, °С	1
Время паузы между исследованиями, мин	не менее 5
Диапазон температур проточной воды, °С	от +40 до +10
Предельная температура охлаждения, °С	минус 45
Предел допускаемой основной погрешности измерения динамической вязкости %, не более	4

На верхней панели прибора расположено отверстие для установки пробирки с пробой в криостат. На задней панели прибора находятся выводы радиатора криостата и радиатора блока питания для подвода воды, сетевой разъем 220 В, а также клемма защитного заземления. Сетевой выключатель питания находится на правой боковой поверхности прибора, разъем для подключения датчика вязкости находится на левой поверхности прибора (рисунок 6).

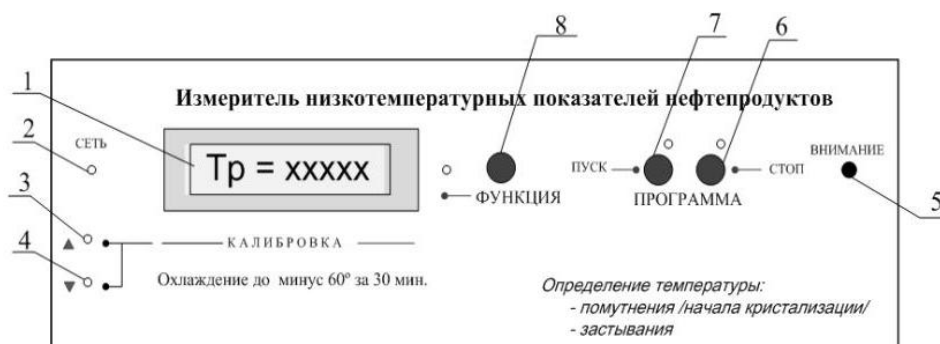


Рисунок 6 – Лицевая панель прибора SX-850 [20]

1 – экран цифрового индикатора (дисплея), 2 – индикатор питания, 3, 4 – кнопки коррекции, 5 – сигнальный зуммер, 6 – кнопка и светодиод СТОП, 7 – кнопка и светодиод ПУСК, 8 – кнопка и светодиод ФУНКЦИЯ.

В общем корпусе собраны отдельные функциональные блоки прибора: импульсный источник питания, криостат, блок управления и отображения полученной информации.

Криостат собран на батарее Пельтье и предназначен для охлаждения пробы объемом 4,5 мл до температуры минус 45 °С. Питание криостата регулируется широтно-импульсным способом для достижения плавного и равномерного охлаждения пробы [20].

Определение динамической вязкости

Настоящая методика распространяется на определение динамической вязкости нефтепродуктов. В методике учтены требования ГОСТ 1929-87, а также международных стандартов ASTM D2983, ASTM D4684, ASTM D5293.

Прибор имеет два режима работы: без охлаждения и с охлаждением. Первый режим предназначен для измерения вязкости без включения охлаждения. Нужная температура в криостате достигается подачей воды соответствующей температуры (но не выше $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$) в систему охлаждения прибора, либо пробирка с пробой и датчиком вязкости помещаются в термостат с требуемой температурой. Во втором режиме измерение вязкости происходит после охлаждения пробы до заданной температуры. В данном режиме измерение вязкости происходит при охлаждении пробы на каждые $3\text{ }^{\circ}\text{C}$, результат записывается в память прибора.

Датчик динамической вязкости представляет собой двигатель постоянного тока, число оборотов которого стабилизировано и равно 2400 об/мин. Вязкость (μ) пропорциональна крутящему моменту двигателя, который измеряется электронным блоком и отображается на дисплее прибора [20].

Измерение температуры осуществляется электронным датчиком, расположенным вблизи шпинделя датчика вязкости.

Для определения динамической вязкости нефтепродуктов применяются:

- прибор ИНПН;
- пробирка плоскодонная с внешним диаметром 18 мм, внутренним – 16 мм, высотой – 47 мм;
- датчик динамической вязкости.

В качестве охлаждающей жидкости применяется проточная водопроводная вода или другая жидкость с температурой не выше $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и скоростью подачи 2-5 л/мин.

4.4.3 Ротационный Вискозиметр Брукфильда DV-II+PRO

Вискозиметр Брукфильда DV-II+PRO предназначен для измерения вязкости жидкостей при данных условиях сдвига. Вязкость – это мера сопротивления жидкости течучести.

DV-II+PRO обеспечивает исключительную универсальность с точки зрения режимов управления, позволяя работать в традиционном автономном режиме, автоматическом режиме с помощью программ, загружаемых из ПК, или с полностью компьютерным управлением с использованием программного обеспечения Brookfield Rheocalc [21].

1. DV-II+PRO можно использовать в качестве традиционного вискозиметра Брукфильда для получения показаний вязкости при одной постоянной скорости при помощи удобной клавиатуры; нужно только выбрать шпиндель и скорость и считывать показания с дисплея.

2. Программное обеспечение Brookfield DVLoader можно использовать для программирования DV-II+PRO на управление всеми аспектами проведения испытаний и сбора данных без необходимости надзора оператора за работой прибора; нужно только запустить программу и обращаться к распечатанным данным с результатами измерений (принтер поставляется по требованию).

3. Программное обеспечение Brookfield Rheocalc выполняет все функции управления и сбора данных DV-II+PRO с компьютера, предоставляя также платформу для усовершенствованного процесса сбора и анализа данных .

В любом из этих режимов управления DV-II+PRO обеспечивает наилучшие результаты в измерениях вязкости и управлении [21].

Принцип работы вискозиметра DV-II+PRO основан на вращении шпинделя (погруженного в испытываемую жидкость) с приводом от калиброванной пружины. Вязкое сопротивление жидкости вращению шпинделя определяется по изменению скорости привода. Изменение скорости привода определяется с помощью датчика вращения. Диапазон измерений DV-II+ PRO (в сантипуазах или миллипаскалях на секунду) определяется скоростью

вращения шпинделя, размером и формой шпинделя, контейнером, в котором вращается шпиндель, и шириной диапазона крутящих моментов калиброванного привода. При использовании термостата возможно регулировать температуру измерения.

В модели вискозиметра LVDV-II+PRO крутящий момент пружины 673,7 дин-с или 0,0673 мН/м, скорости вращения от 0,01 до 200 об./мин.

Все единицы измерения отображаются согласно либо системы СГС, либо системы СИ [21].

1. Вязкость выводится или в сантипуазах (показано как "сР") или миллипаскалях на секунду (показано как "мПа·с") на дисплее вискозиметра.

2. Напряжение сдвига на дисплее вискозиметра отображается либо в дин/см² ("D/cm²"), либо в ньютон/м² ("N/m²").

3. Скорость сдвига отображается в единицах в секунду ("1/SEC").

4. Крутящий момент отображается на дисплее вискозиметра DV-II+PRO в динах на сантиметр или ньютон на метр ("% " в обоих случаях).

Основные составные части прибора:

- Вискозиметр DV-II+Pro (рисунок 7);
- Лабораторный штатив;
- Набор шпинделей LVDV-II+Pro;
- Термостат.



Рисунок 7 – Программируемый Вискозиметр Брукфильда DV-II+PRO [21]

1 – корпус вискозиметра, 2 – рама со шпинделем, 3 – температурный датчик RTD, 4 – индикаторное табло, 5 – настраиваемые параметры, 6 – автоматический диапазон пределов вязкости, 7 – кнопки прокрутки для удобного выбора скорости и шпинделя.

Точность по вязкости $\pm 1,0$ % полного диапазона шкалы. Повторяемость по вязкости $\pm 0,2$ %. Точность по температуре $\pm 1^\circ\text{C}$.

4.4.4 Вибрационный Вискозиметр

Визкозиметр “Реокинетика” (ИХН СО РАН), предназначен для контроля кинетики структурообразования, позволяет непрерывно регистрировать изменяющуюся в широком диапазоне вязкость жидкости, при минимальном разрушении образующейся структуры (рисунок 8) [22].

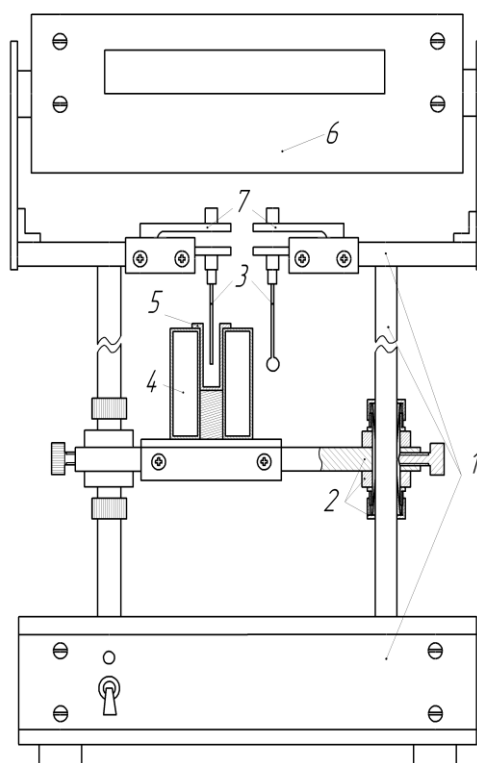


Рисунок 8 – Вибрационный вискозиметр «Реокинетика» [22]

1 – стенд-штатив, 2 – подвижная платформа, 3 – зонд, 4 – блок-термостат, 5 – измерительная ячейка, 6 – блок управления датчика, 7 – камертон

Вискозиметр оснащен ячейками 10, 12, и 15 мм. Образцы помещаются в ячейку, туда же погружается пробное тело-зонд, соединенное с датчиком. Аналоговые сигналы вязкости и температуры измерения регистрируются с помощью компьютера. Каждая из ячеек помещается в термостат-рубашку соответствующего размера. Перед каждым измерением фиксируются $U_{возд}$ (при колебании зонда в воздухе) и $U_{эт}$ (при колебании зонда в калибровочной жидкости). Далее каждый из образцов охлаждается до заданной температуры, непрерывно производится регистрация величины выходного сигнала вискозиметра (напряжение U_i). В результате исследований в программе «UniversalViscosiMeter.exe» выводится таблица значений и график изменения величины напряжения во времени (рисунок 9).

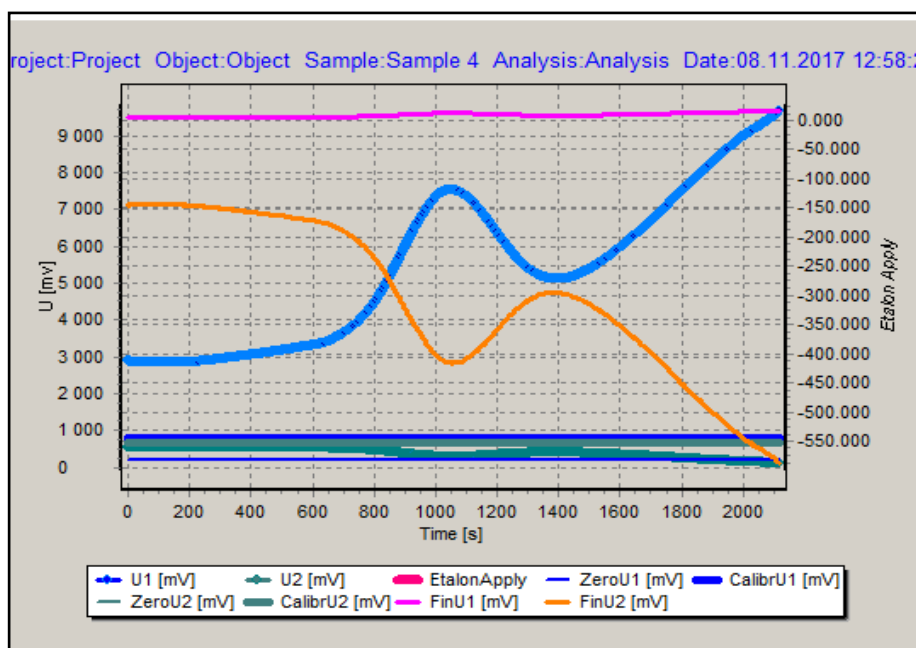


Рисунок 9 – График изменения величины напряжения с течением времени

Далее для каждого значения U_i по формуле (1) вычисляется относительное механическое сопротивление $Z_{отнi}$.

$$Z_{отн} = \frac{U - U_{возд}}{U_{эт} - U_{возд}} = \frac{\sqrt{\rho\eta}}{\rho_{эт}\eta_{эт}} \quad (1)$$

где $\rho_{эт}$ и $\eta_{эт}$ плотность и вязкость эталона соответственно; значения $U_{возд}$ и $U_{эт}$ соответствуют движению пробного тела на воздухе и в эталонной жидкости, записываются в начале каждого измерения.

Величина вязкости рассчитывается по формуле (2):

$$\eta = \frac{(Z_{отн} \cdot \rho_{эт}\eta_{эт})^2}{\rho} \quad (2)$$

В итоге строятся зависимости η от температуры для ячеек различных размеров.

Диапазон измеряемых значений вязкости от 1 мПа*с до потери текучести в процессе структурного застывания.

Погрешность определения начального значения $\sqrt{\rho\eta}$ ньютоновской жидкости в пределах 5 % [22].

4.5. Методика моделирования парафиновых отложений в программе Unisim Design

UniSim Design Suite – это интерактивная среда для моделирования технологических процессов, которая позволяет создавать статические и динамические модели, широко применяется для проектирования промышленных установок, контроля производственных показателей, повышения эффективности эксплуатации [23].

В программе имеется возможность моделировать отложения (парафинов, асфальтенов, гидратов, песка и др.), влияющие на гидравлическое сопротивление и теплопередачу внутри трубы или снаружи.

На закладке Отложения расположены следующие страницы – Метод, Свойства, Профили, Ограничения.

На странице Метод приводятся доступные методы расчета отложений. В программе имеется единственный метод расчета парафинистых отложений Profes Wax, однако при наличии зарегистрированных программ расчета отложений, разработанных другими фирмами, эти методы автоматически появятся в списке имеющихся.

Расчет парафинистых отложений производится методом Profes Wax – предполагается, что скорость отложения парафинов на стенках трубопроводов определяется только скоростью массопереноса по формуле (3).

$$m' = k(C_{\text{стен}} - C_{\text{ядр}})AM_w \quad (3)$$

где m' – скорость отложений (кг/сек); k – коэффициент массопереноса (моль/м²сек); $C_{\text{стен}}$ – концентрация парафинообразующих компонентов в пристеночном слое; $C_{\text{ядр}}$ – концентрация парафинообразующих компонентов в ядре потока; M_w – молекулярный вес парафинов; A – поверхность трубы.

Коэффициент массопереноса рассчитывается следующим образом (4):

$$Sh = 0,015 \cdot Re^{0,88} Sc^{\frac{1}{3}} \quad (4)$$

$$\text{где } Sc = \frac{\mu_l}{\rho_l D}; \quad Re = \frac{V_l \rho_l D_n}{\mu_l}; \quad Sh = \frac{k D_n}{c D}$$

D – коэффициент диффузии парафинов в нефти ($\text{м}^2/\text{сек}$); μ_1 – вязкость жидкости ($\text{кг}/\text{м}\cdot\text{сек}$); ρ_1 – плотность жидкости ($\text{кг}/\text{м}^3$); k – коэффициент массопереноса ($\text{моль}/\text{м}^2\text{сек}$); D_H – гидравлический радиус (м); V_1 – скорость жидкости ($\text{м}/\text{сек}$); c – мольная плотность жидкости.

Число Рейнольдса рассчитывается на основе скорости жидкости и гидравлического радиуса. Физические свойства принимаются для однофазной жидкости. Вязкость рассчитывается при температуре жидкости в пристеночном слое. Скорость образования осадка может меняться во времени. В результате расчета получается суммарная толщина осадка, образовавшегося за данный период [23].

На вкладке Методы также задается максимальное время для которого будет рассчитываться толщина осадка моделирования и время за которое рассчитывается приращение отложений.

В окне просмотра модели можно изменять принятые по умолчанию параметры модели задаются базовый состав потока, настройка модели (задается температура начала выпадения парафинов), параметры парафинов.

В закладке параметры парафинов автоматически или вручную указывается, какие из компонентов являются парафинообразующими. При этом используются следующие правила:

- парафинообразующими не могут быть неорганические компоненты и компоненты имеющие молекулярный вес меньше 140. Поля этих компонентов окрашены в серый цвет и не могут быть изменены.
- Углеводороды считаются парафинообразующими, в их полях автоматически устанавливается флажок, но его можно деактивировать.
- К этой же категории всегда относятся гипотетические компоненты.
- Другие органические компоненты могут быть непарафинообразующими. Флажок в их полях не установлен, но его можно поставить.

Кроме этого в нижней части окна просмотра модели имеется кнопка Настройка и флажок Расчет T образования отложений. Если этот флажок установлен, производится расчет начальной температуры образования

парафинов на каждом участке трубопровода. Кнопка Настройка предназначена для настройки алгоритма расчета, она становится активной, если задан достаточный для настройки объем информации.

На странице Свойства задаются плотность, теплопроводность и предел текучести осадка.

На странице Профиль выводятся результаты расчета в виде таблицы профиля отложений. Также на данной странице можно задать, необходимую для проведения вычислений, начальную оценку толщины осадка.

На странице Ограничения задаются максимальные значения следующих параметров: Максимальная толщина осадка; Сопротивление осадка; Объем отложений; Время расчета.

В результате моделирования можно: оценить профиль парафинового отложения по трубопроводу; определить толщину и объем парафинового отложения за требуемый период времени [23].

5 Результаты исследований и их обсуждение

5.1 Определение температуры гелеобразования на вибрационном вискозиметре «Реокинетика»

Лабораторные исследования на нефтях Герасимовского, Мирного, Мыльджинского, Ломового месторождений на вибрационном вискозиметре «Реокинетика».

На основании полученных результатов исследований по формуле (1) вычисляется относительное механическое сопротивление, по формуле (2) рассчитывается величина вязкости. Строятся зависимости динамической вязкости η от температуры для ячеек различных размеров (рисунок 10).

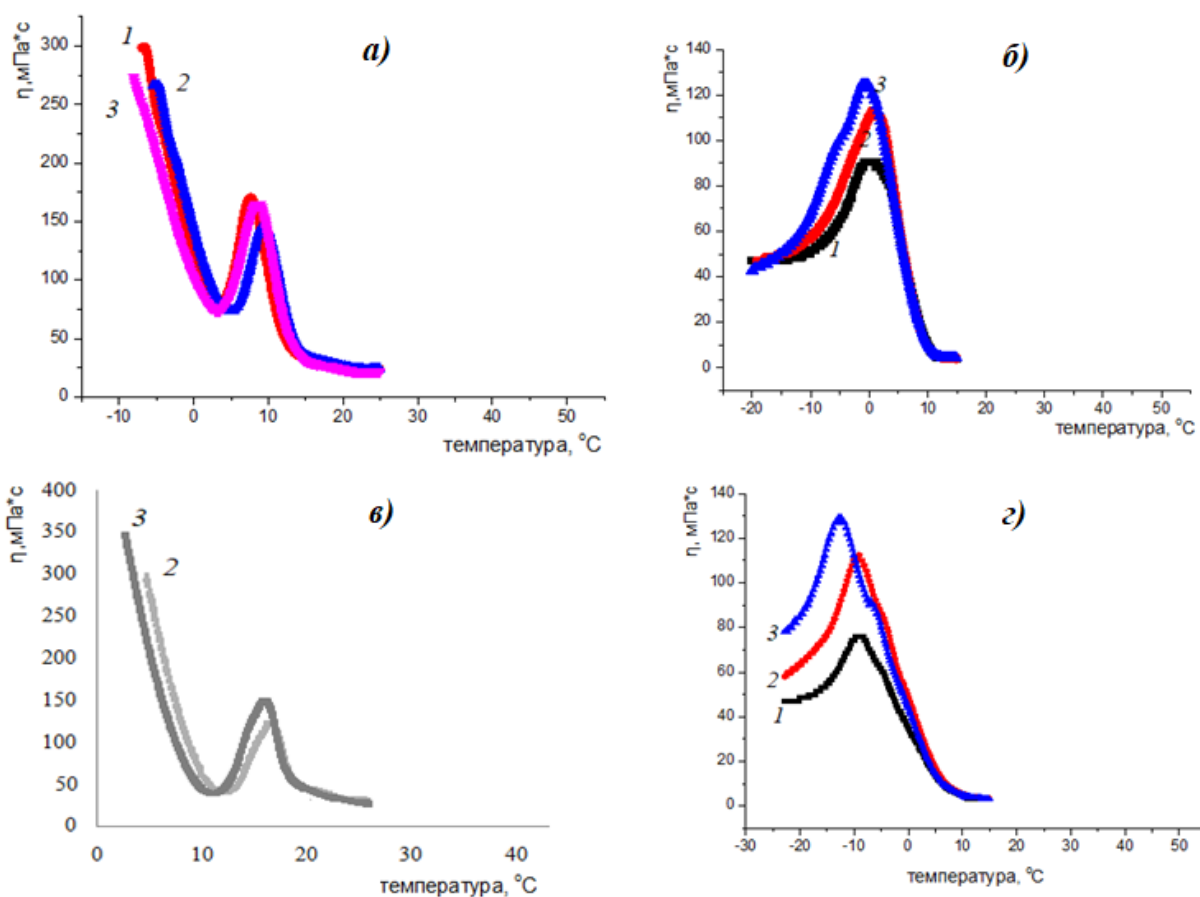


Рисунок 10 – Зависимость показателя динамической вязкости от температуры
а – нефть Герасимовского месторождения; б – нефть Мирного месторождения; в – нефть Мыльджинского месторождения; г – нефть Ломового месторождения
1 – измерение в ячейке с диаметром 10 мм; 2 – измерение в ячейке с диаметром 12 мм;
3 – измерение в ячейке с диаметром 15 мм

По графикам определяется температура гелеобразования – соответствует точке расхождения этих зависимостей. Значения приводятся в таблице 8.

Таблица 8 – Температура гелеобразования

	Герасимовская нефть	Мирная нефть	Ломовая нефть	Мыльджинская нефть
Температура гелеобразования, °С	+10	+3	–5	+15

Сопоставляя процентное содержание высокомолекулярных углеводородов и полученные значения температур гелеобразования можно отметить, закономерность – низкая температура гелеобразования обеспечивается небольшим содержанием парафина в нефти Ломового (XX %) и Мирного (XX %) месторождений. Несмотря на близкие значения содержания парафина, различие в температурах гелеобразования данных месторождений объясняется более высоким содержанием смол в Мирной нефти (XX %), тогда как в Ломовой – XX %.

При высоком содержании парафина в Герасимовской (XX %) и Мыльджинской (XX %) нефти получились значения температур гелеобразования +10°C и +15°C соответственно. Различие температур обусловлено более высоким процентным содержанием смол (XX %) и большей температурой плавления парафина (+54°C) в нефти Мыльджинского месторождения.

5.2 Определение температуры застывания на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX-800

Лабораторные исследования нефтей Герасимовского, Мирного и Ломового месторождений на ИНПН SX 800.

В Мыльджинской нефти высокое содержание смол, парафина и высокая температура плавления парафина приводят к высокой температуре застывания, вследствие этого нет возможности проведения исследования для данной нефти на ИНПН SX-800.

Результаты измерений занесены в таблицу 9.

Таблица 9 – Температура застывания

	Герасимовская нефть	Мирная нефть	Ломовая нефть	Мыльджинская нефть
Температура застывания, °C	+4	–15,6	–25,4	–

Наблюдается аналогичная зависимость значений температуры застывания от содержания в нефти высокомолекулярных углеводородов, как и в главе 5.1.

Согласно определениям, за температуру потери текучести (точка гелеобразования) принимают наиболее низкую температуру, при которой наблюдается движение нефтепродуктов в условиях испытания, за температуру застывания – при которой образец остается неподвижным. Соответственно значения температуры гелеобразования должны быть выше температуры застывания, это подтверждается результатами лабораторных исследований.

5.3 Определение динамической вязкости нефти на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX-850

Лабораторные исследования на нефтях Герасимовского, Мирного, Мыльджинского и Ломового месторождений на ИППН SX-850.

На основании полученных результатов измерений строится график зависимости показателя динамической вязкости от температуры (рисунок 11).

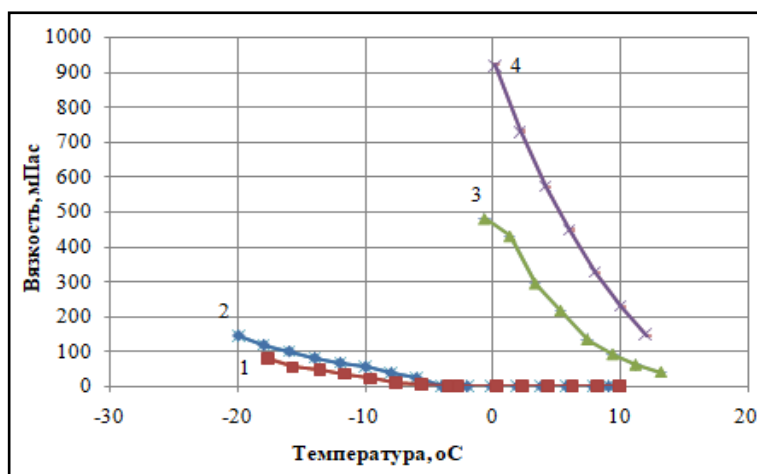


Рисунок 11 – Зависимость показателя динамической вязкости от температуры

1 – нефть Ломового месторождения, 2 – нефть Мирного месторождения,
3 – нефть Герасимовского месторождения, 4 – нефть Мыльджинского месторождения

1. При понижении температуры вязкость нефти увеличивается.
2. Вязкость Ломовой нефти изменяется в пределах от 1 мПа·с до 79 мПа·с при изменении температуры от +10°C до минус 17,7°C.
3. Вязкость Мирной нефти изменяется в пределах от 1 мПа·с до 146 мПа·с при изменении температуры от +10°C до минус 20°C.
4. Вязкость Герасимовской нефти изменяется в пределах от 39 мПа·с до 481 мПа·с при изменении температуры от +13,2°C до минус 0,7°C. Сопоставляя результаты текущих измерений со температурой застывания можно считать, что после +4°C Герасимовская нефть уже застыла.
5. Вязкость Мыльджинской нефти изменяется в пределах от 146 мПа·с до 921 мПа·с при изменении температуры от +12°C до +0,1°C. Учитывая высокие значения вязкости и ввиду отсутствия точного значения температуры застывания, можно предположить что данная нефть в исследуемых пределах температур уже застыла.
6. На графике кривые вязкостей Ломовой и Мирной нефти располагаются ниже остальных из-за небольшого содержания парафина в нефти XX % и XX % соответственно.

5.4 Определение динамической вязкости нефти на ротационном вискозиметре Брукфильда

Для лабораторных исследований на ротационном вискозиметре Брукфильда была выбрана нефть Герасимовского месторождения, в связи с высоким содержанием в ней парафинов – XX %, для возможности дальнейшей оценки радиуса частиц.

В результате проведенных исследований на монитор выводится таблица измеренных значений напряжения сдвига, скорости сдвига, температуры, динамической вязкости (приложение Б), на основании которых строятся графики зависимости напряжения от скорости сдвига (рисунок 12) и зависимости вязкости от скорости сдвига (рисунок 13).

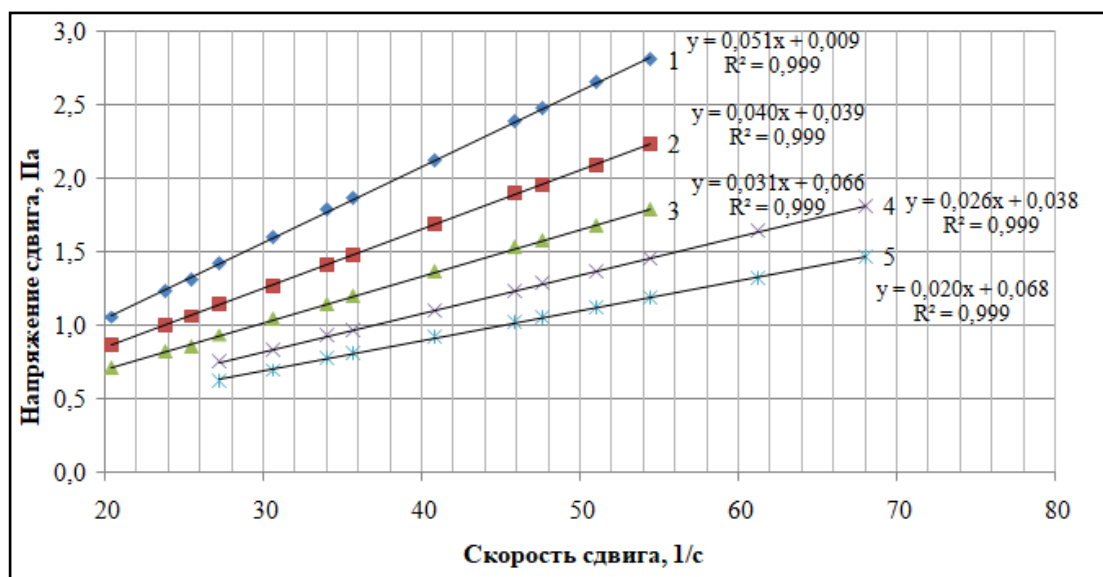


Рисунок 12 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига
 1 – при температуре 20°С, 2 – при температуре 25°С, 3 – при температуре 30°С,
 4 – при температуре 35°С, 5 – при температуре 40°С

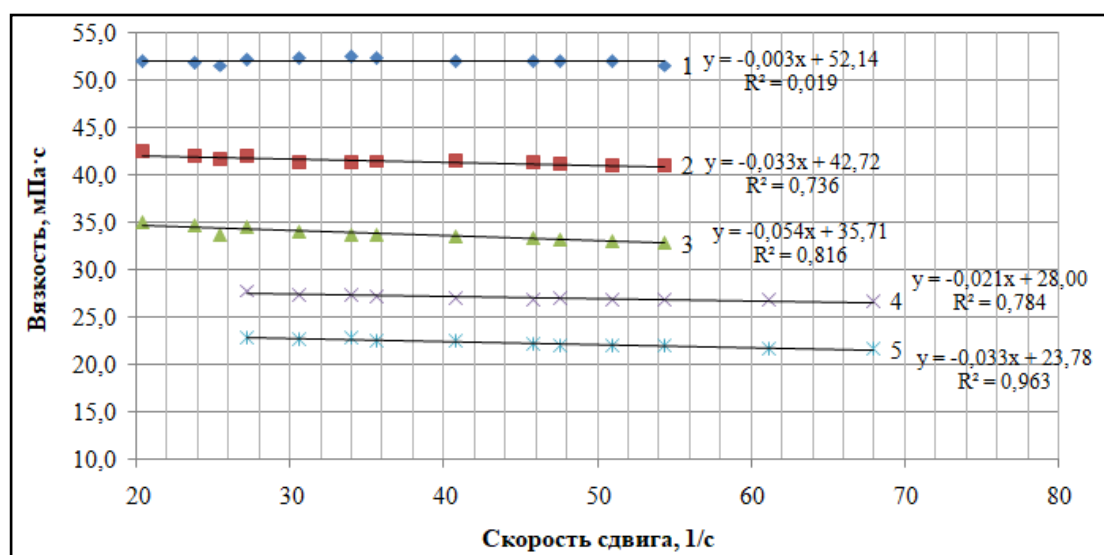


Рисунок 13 – Зависимость вязкости от скорости сдвига
 1 – при температуре 20°С, 2 – при температуре 25°С, 3 – при температуре 30°С,
 4 – при температуре 35°С, 5 – при температуре 40°С

Полные реологические кривые представленные на рисунках 12 и 13 свидетельствуют о неньютоновском поведении Герасимовской нефти во всем исследуемом интервале температур. Данное поведение характеризуется наличием дисперсных частиц в объеме нефти.

На рисунке 12 наблюдается, что чем выше температура при которой проводится исследование, тем ниже расположена кривая зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига. Аналогично и на рисунке 13 – самые

низкие значения вязкости получились при температуре 40°C. Уменьшение вязкости с увеличением скорости сдвига указывает на разрушение внутренней структуры нефти.

5.5 Расчет радиуса частиц исходной нефти

На основании результатов измерений на ротационном вискозиметре Брукфильда (приложение Б), производится расчет радиуса частиц по формуле (5) [24]:

$$r = \left[\frac{A}{\tau \cdot (16\pi \cdot \rho / 3kT)^{1/2}} \right]^{2/5} \quad (5)$$

где r – радиус частиц ССЕ, м; A – предэкспоненциальный множитель уравнения АФЭ, Па·с; τ – напряжение сдвига, задаваемое в ротационном приборе, Па; ρ – плотность жидкости, кг/м³; T – температура, К; k – постоянная Больцмана, Дж/К.

Для определения значений предэкспоненциального множителя A и энергии активации E_B строится зависимость $\ln\eta(1/T)$ на основании уравнения Аррениуса-Френкеля-Эйринга (АФЭ) для выбранных скоростей сдвига (6):

$$\eta = A \cdot \exp \left\{ \frac{E_B}{RT} \right\} \quad (6)$$

где A – предэкспоненциальный множитель, Па·с; E_B – энергия активации вязкого течения, Дж/моль; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); T – температура, К.

Расчет радиуса частиц представлен в приложении В. В результате расчета строится зависимость радиуса частиц от скорости сдвига (рисунок 14).

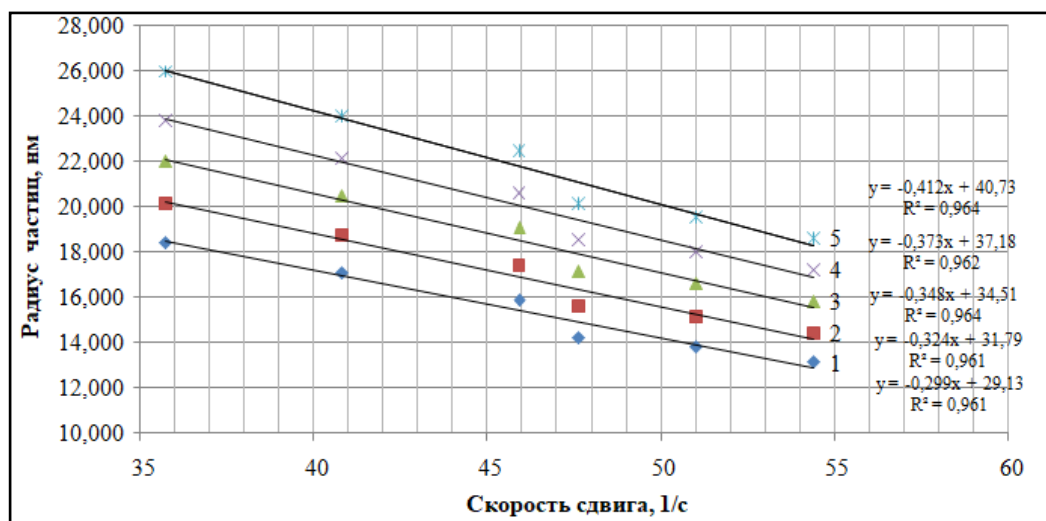


Рисунок 14 – Зависимость радиуса частиц от скорости сдвига
 1 – при температуре 20°С, 2 – при температуре 25°С, 3 – при температуре 30°С,
 4 – при температуре 35°С, 5 – при температуре 40°С

На приведенной выше зависимости радиуса частиц от скорости сдвига отмечается снижение радиуса частиц при увеличении скорости сдвига, это обусловлено разрушением структуры системы. Также наблюдается увеличение радиуса частиц с ростом температуры, данный факт подтверждается расчетной формулой 5.

5.6 Исследование влияния ингибитора

Для оценки влияния ингибитора проводятся лабораторные исследования на ИНПН SX-800, ИНПН SX-850, ротационном вискозиметре Брукфильда нефтей Герасимовского, Мирного, Мыльджинского, Ломового месторождений с добавлением ингибитора в дозировке 400 г/т и 800 г/т.

1. Результаты измерений на ИНПН SX-800 занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Температура застывания

		Герасимовская нефть	Мирная нефть	Ломовая нефть	Мыльджинская нефть
Температура застывания, °С	исходная нефть	+4	–15,6	–25,4	–
	присадка 400 г/т	+2,9	–18,4	–34,6	–
	присадка 800 г/т	–6,1	–30,5	–48,6	–

При добавлении присадки в концентрации 400 г/т отмечено незначительное изменение температур застывания. Добавление присадки в концентрации 800 г/т оказало весьма заметное положительное влияние на температуры застывания нефтей. Наибольшее влияние добавление присадки оказало на изменение температуры застывания Герасимовской нефти – снизилась в 2,5 раза. в среднем, понижение значений в 2 раза.

2. Результаты измерений на ИНПН SX-850 представлены на рисунках 15, 16.

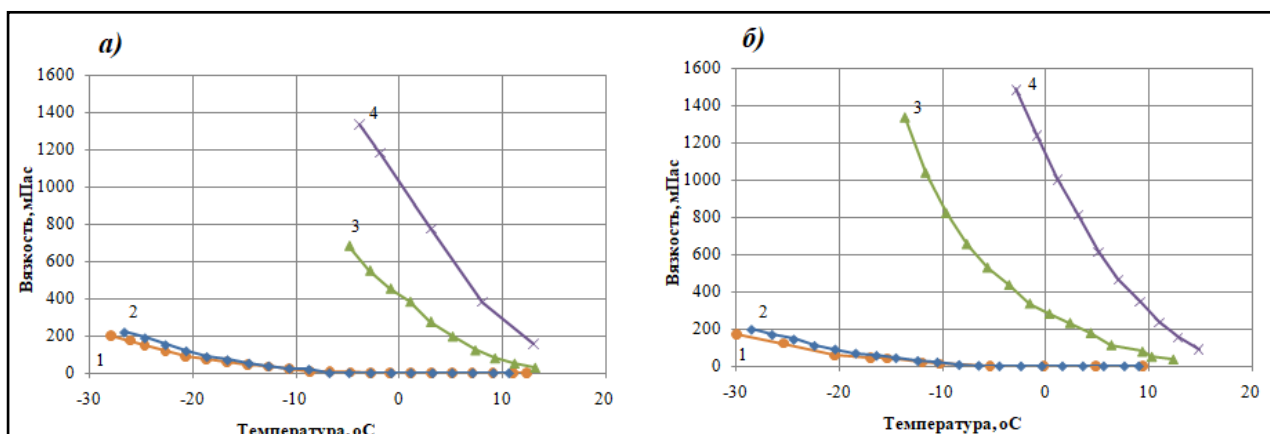


Рисунок 15 – Зависимость показателя динамической вязкости от температуры
а – добавление присадки в концентрации 400 г/т; *б* – добавление присадки в концентрации 800 г/т;
 1 – нефть Ломового месторождения, 2 – нефть Мирного месторождения,
 3 – нефть Герасимовского месторождения, 4 – нефть Мыльджинского месторождения

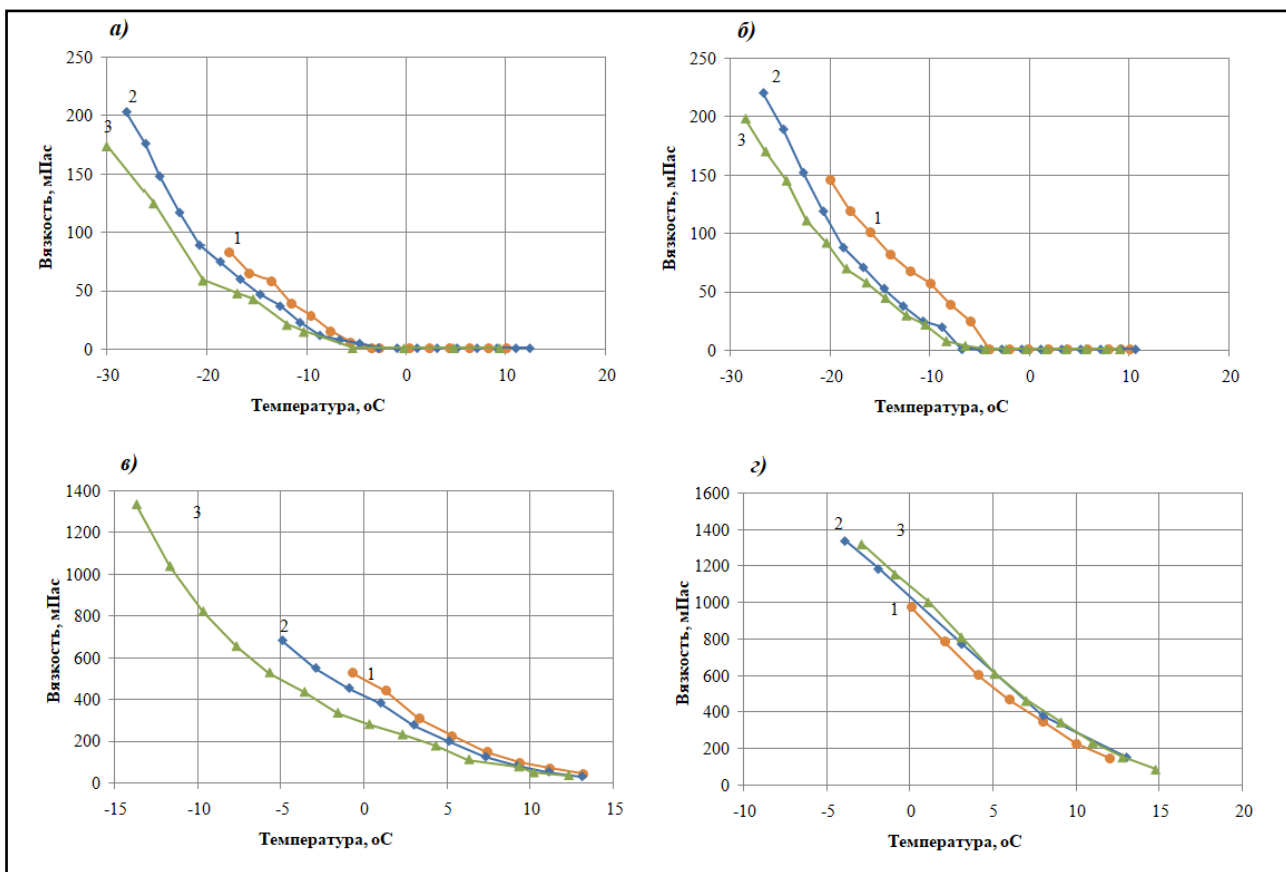


Рисунок 16 – Зависимость показателя динамической вязкости от температуры
а – нефть Ломового месторождения, б – нефть Мирного месторождения,
в – нефть Герасимовского месторождения, з – нефть Мыльджинского месторождения
1 – исходная нефть; 2 – добавление присадки в концентрации 400 г/т;
3 – добавление присадки в концентрации 800 г/т;

Аналогично результатам из главы 5.3 кривые вязкостей нефтей с низким содержанием парафина в нефти, располагаются ниже остальных рисунке 15.

Вследствие того, что нефть Мыльджинского месторождения в установленном диапазоне температур застыла, сложно оценить на ней эффективность присадки.

Анализируя зависимости на рисунке 16 можно оценить эффективность дозировки присадки, по ее влиянию на значения показателя динамической вязкости.

Влияние присадки в концентрации 400 г/т: уменьшение вязкости Ломовой нефти в 0,15 раз; уменьшение вязкости Мирной нефти в 0,1 раза; уменьшение вязкости Герасимовской нефти в 0,17 раз.

Влияние присадки в концентрации 800 г/т: уменьшение вязкости Ломовой нефти в 0,4 раза; уменьшение вязкости Мирной нефти в 0,2 раза; уменьшение вязкости Герасимовской нефти в 0,37 раз.

Большее влияние оказало добавление присадки в дозировке 800 г/т.

Введением присадки в нефть Мирного месторождения добились меньшего снижения вязкости чем у Герасимовской и Ломовой нефтей, вследствие высокого содержания смол в Мирной нефти – XX %.

3. По результатам измерений на ротационном вискозиметре Брукфильда (приложение Г) построены графики зависимости напряжения от скорости сдвига (рисунки 17, 19), график зависимости вязкости от скорости сдвига (рисунки 18, 20).

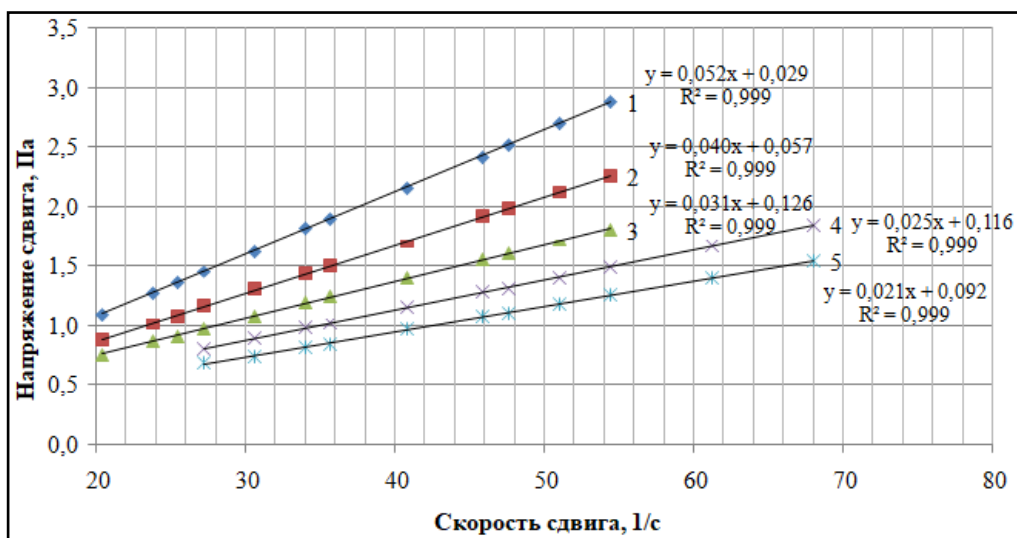


Рисунок 17 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига при добавлении присадки в концентрации 400 г/т

1 – при температуре 20°С; 2 – при температуре 25°С; 3 – при температуре 30°С;
4 – при температуре 35°С; 5 – при температуре 40°С

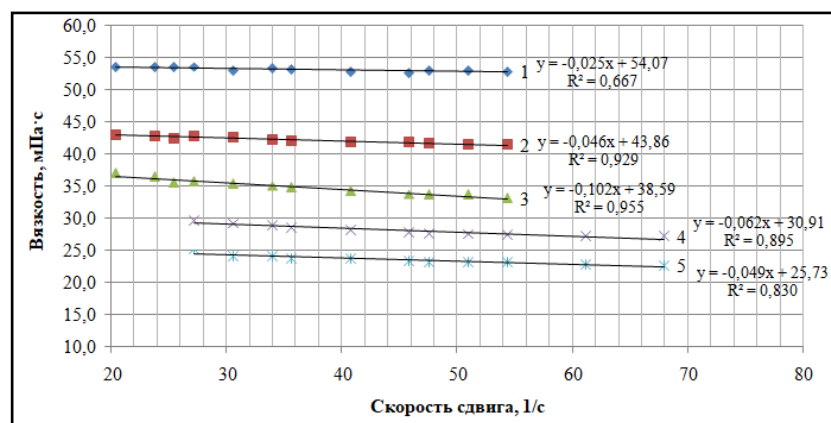


Рисунок 18 – Зависимость вязкости от скорости сдвига при добавлении присадки в концентрации 400 г/т

1 – при температуре 20°C; 2 – при температуре 25°C; 3 – при температуре 30°C; 4 – при температуре 35°C; 5 – при температуре 40°C

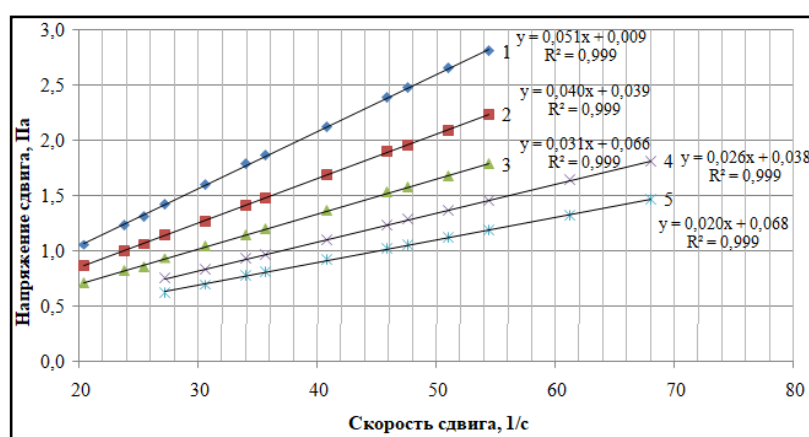


Рисунок 19 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига при добавлении присадки в концентрации 800 г/т

1 – при температуре 20°C; 2 – при температуре 25°C; 3 – при температуре 30°C; 4 – при температуре 35°C; 5 – при температуре 40°C

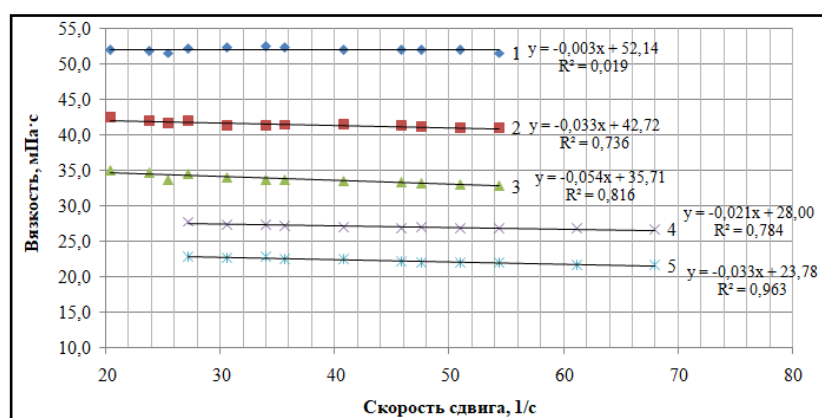


Рисунок 20 – Зависимость вязкости от скорости сдвига при добавлении присадки в концентрации 800 г/т

1 – при температуре 20°C; 2 – при температуре 25°C; 3 – при температуре 30°C; 4 – при температуре 35°C; 5 – при температуре 40°C

4. Расчет радиуса частиц производится на основании результатов измерений на ротационном вискозиметре Брукфильда (приложение Г) аналогично главе 5.5.

В результате расчет радиуса частиц (приложение Д) строятся графики зависимостей радиуса частиц от скорости сдвига (рисунки 21,22).

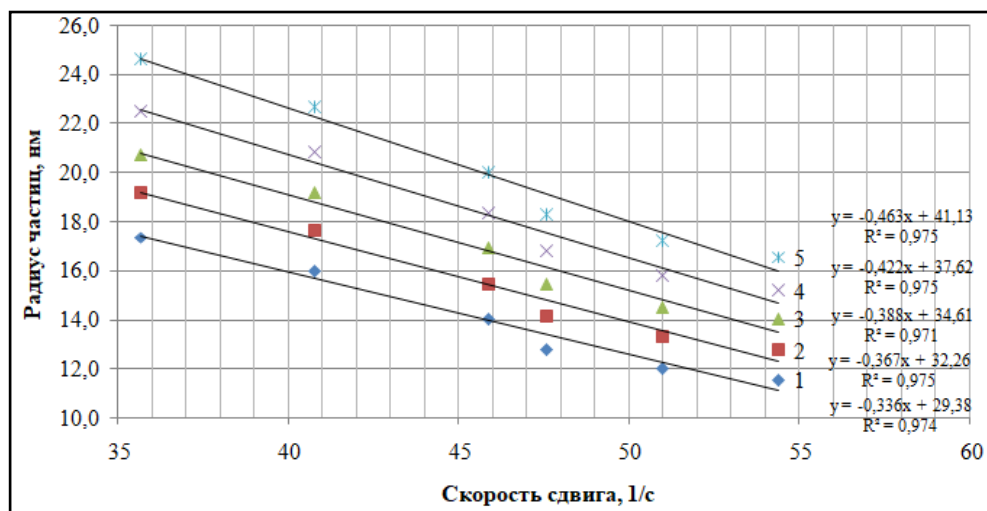


Рисунок 21 – Зависимость радиуса частиц от скорости сдвига при добавлении присадки в концентрации 400 г/т

1 – при температуре 20°С; 2 – при температуре 25°С; 3 – при температуре 30°С;
4 – при температуре 35°С; 5 – при температуре 40°С

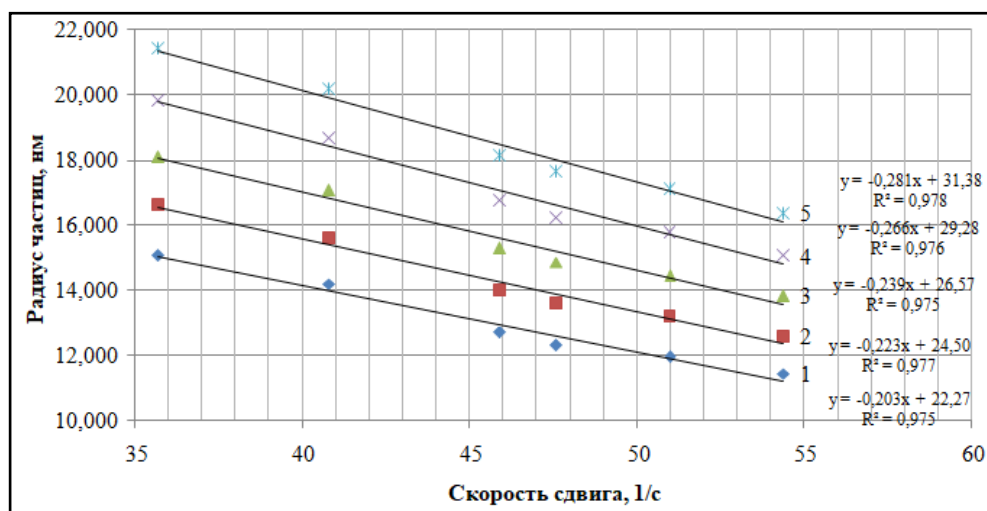


Рисунок 22 – Зависимость радиуса частиц от скорости сдвига при добавлении присадки в концентрации 800 г/т

1 – при температуре 20°С; 2 – при температуре 25°С; 3 – при температуре 30°С;
4 – при температуре 35°С; 5 – при температуре 40°С

5. Общие графики зависимостей вязкости от скорости сдвига и размера частиц от скорости сдвига приведены на рисунках 23 и 24.

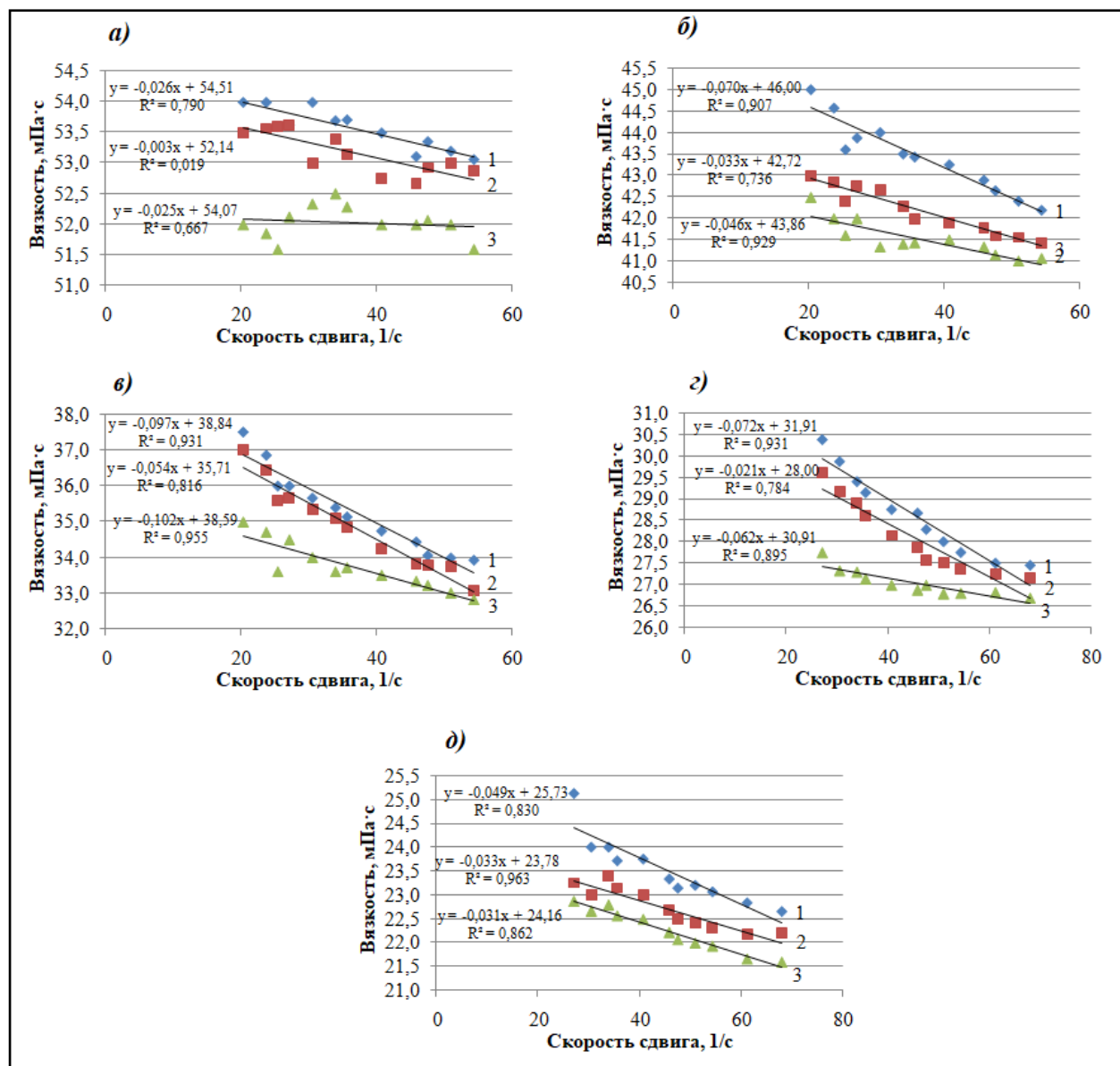


Рисунок 23 – Зависимость вязкости от скорости сдвига

а – при температуре 20°C; б – при температуре 25°C; в – при температуре 30°C;

г – при температуре 35°C; д – при температуре 40°C

1 – исходная проба; 2 – с добавлением присадки в концентрации 400 г/т;

3 – с добавлением присадки концентрации 800 г/т

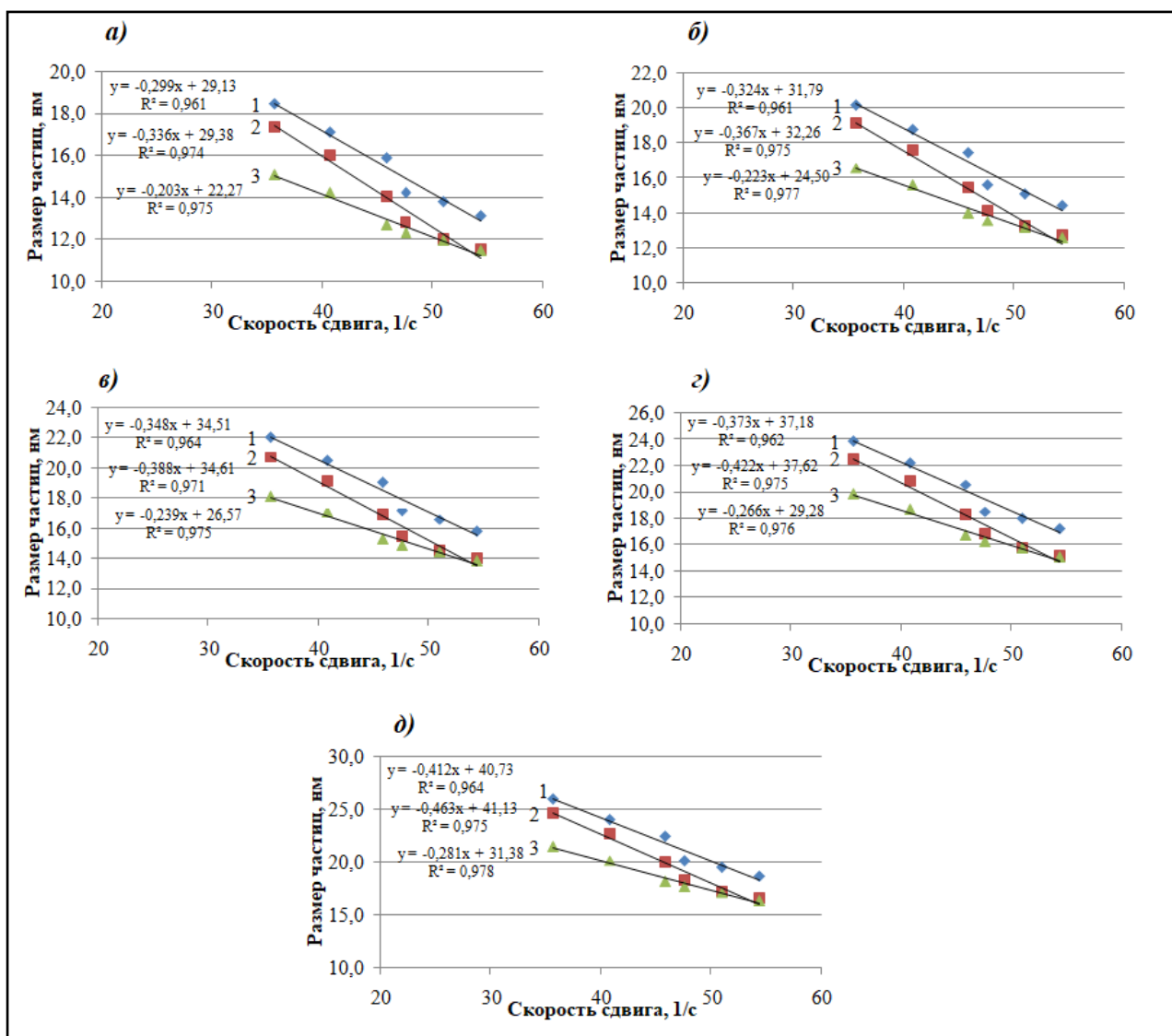


Рисунок 24 – Зависимость размера частиц от скорости сдвига
 а – при температуре 20°C; б – при температуре 25°C; в – при температуре 30°C;
 г – при температуре 35°C; д – при температуре 40°C
 1 – исходная проба; 2 – с добавлением присадки в концентрации 400 г/т;
 3 – с добавлением присадки концентрации 800 г/т

Анализируя результаты измерений можно отметить – увеличение концентрации присадки уменьшает значения напряжений сдвига и вязкости.

Добавление присадки способствует уменьшению радиуса частиц Герасимовской нефти при одной скорости сдвига, как следствие повышается дисперсность, устойчивость к образованию отложений.

Повышение температуры снижает агрегативную устойчивость Герасимовской нефти по отношению к образованию отложений, способствует росту радиуса частиц как в исходной нефти, так и при добавлении присадок.

5.7 Моделирование процесса отложения парафина в промышленном трубопроводе

Моделирование процесса отложения парафина при промышленном транспорте парафинистой нефти производится в программном обеспечении Unisim Design.

На рисунке 25 представлена технологическая схема транспорта нефти по промышленному трубопроводу.

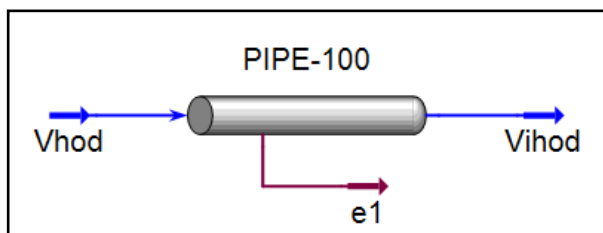


Рисунок 25 – Технологическая схема

Входящий поток задается по лабораторным данным (приложение Е) на вкладке Oil Manager (приложение Е) [25]. Параметры входящего потока: температура 20°C, давление 2 МПа, расход 700 т/сутки.

Во вкладке Design/Sizing задаются основные размерные параметры трубопровода (рисунок 26).

Length - Elevation Profile	
Segment	1
Fitting/Pipe	Pipe
Length/Number of Fitti	1,500e+004
Elevation Change [m]	0,0000
Outer Diameter [mm]	196,4
Inner Diameter [mm]	160,0
Wall Thickness [mm]	18,20
Material	Mild Steel
Increments	5

Buttons: Append, Insert, Multiple Add (1), Delete..., View..., Global...

☐ Transpose Table

Tabs: Design, Rating, Worksheet, Performance, Dynamics, Deposition, Cost

Рисунок 26 – Вкладка Design/Sizing

Во вкладке Design/Heat Transfer вносятся данные по теплопередаче, материалу трубопровода, условиям залегания и т.д. (рисунок 27).

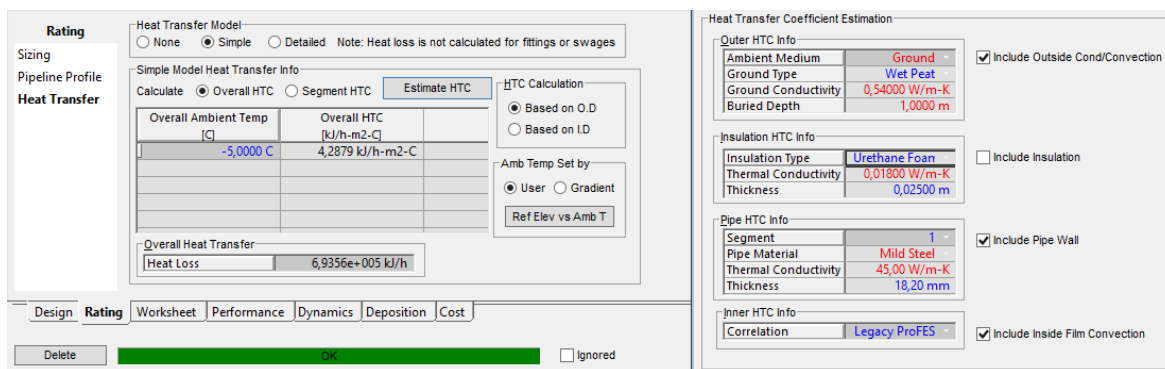


Рисунок 27 – Вкладка Design/Heat Transfer

Для начала моделирования процесса отложения парафина в трубопроводе, в свойствах трубопровода необходимо выбрать вкладку Deposition (рисунок 28).

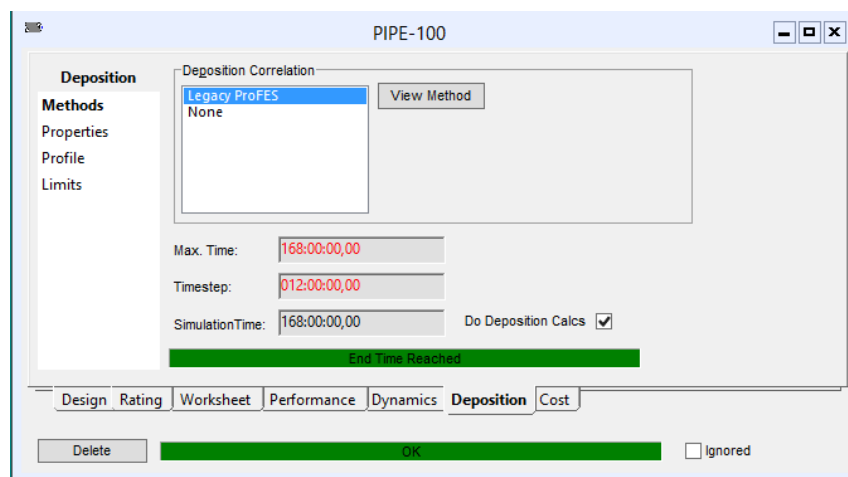


Рисунок 28 – Вкладка Deposition

Вкладка Методы (Methods):

- Deposition Correlation – Корреляция осаждения
- Max Time – максимальное время моделирования;
- Timestep – временной интервал моделирования;
- Simulation Time – фактическое суммарное время для моделирования.

В настройках корреляции осаждения (Deposition Correlation) Legacy ProFES является единственной стандартной корреляцией, для ее просмотра необходимо нажать кнопку View Method.

На вкладке Wax Data, из раскрывающегося списка Wax Model выбирается одна из следующих моделей: Chung, Pederson, Conoco и Unisim.

Также из списка доступных компонентов необходимо активировать значком Wax Former те компоненты, которые могут образовывать парафиновые отложения (рисунок 29).

Wax Data

Wax Model: UniSim

	Wax Former
Propane	☐
i-Butane	☐
n-Butane	☐
NBP[0]58*	☐
NBP[0]75*	☐
NBP[0]91*	☐
NBP[0]108*	☐
NBP[0]125*	☐
NBP[0]142*	☐
NBP[0]159*	☐
NBP[0]175*	☒
NBP[0]192*	☒
NBP[0]208*	☒
NBP[0]225*	☒
NBP[0]242*	☒
NBP[0]258*	☒
NBP[0]275*	☒
NBP[0]292*	☒
NBP[0]305*	☒
NBP[0]315*	☒
NBP[0]325*	☒
NBP[0]336*	☒
NBP[0]344*	☒
NBP[0]358*	☒
NBP[0]376*	☒
NBP[0]392*	☒
NBP[0]412*	☒
NBP[0]521*	☒

Wax Data Tuning Data Ref. Comp.

☒ Calculate wax formation temperature

Рисунок 29 – Вкладка Wax Data

Во вкладке Tuning Data в поле необходимо указать температуру начала кристаллизации парафина (Cloud point). Для выполнения расчетов требуется минимум одна пара точек данных (рисунок 30).

Tuning Data

Input: Calculated

Cloud Point: 10,00 10,0000

Temperature [C]	Wax Mass Pct [%]	Wax Mass Pct [%]
8,000	6,80	6,80
<empty>	<empty>	<empty>

Wax Data Tuning Data Ref. Comp.

☒ Calculate wax formation temperature

Рисунок 30 – Вкладка Tuning Data

Для просмотра компонентов нужно нажать на вкладку. Ref. Comp. В данном окне, при нажатии на кнопку Normalise – нормализуется сумма по количеству компонентов до единицы (рисунок 31).

	Mole Fraction
Propane	0,000127
i-Butane	0,000188
n-Butane	0,000388
NBP[0]58*	0,011943
NBP[0]75*	0,012064
NBP[0]91*	0,013148
NBP[0]108*	0,014629
NBP[0]125*	0,017820
NBP[0]142*	0,022905
NBP[0]159*	0,029941
NBP[0]175*	0,035441
NBP[0]192*	0,034420
NBP[0]208*	0,033465
NBP[0]225*	0,037248
NBP[0]242*	0,042521
NBP[0]258*	0,041792
NBP[0]275*	0,044023
NBP[0]292*	0,045784
NBP[0]305*	0,024147
NBP[0]315*	0,018483
NBP[0]325*	0,018092
NBP[0]336*	0,023780
NBP[0]344*	0,042484
NBP[0]358*	0,026826
NBP[0]376*	0,031119
NBP[0]392*	0,038039
NBP[0]412*	0,054785
NBP[0]521*	0,284400

Total: 1,000000

☒ Mole Fraction ☐ Mass Fraction

Normalize

Wax Data Tuning Data **Ref. Comp.**

☒ Calculate wax formation temperature

Рисунок 31 – Вкладка Ref. Comp.

Подбор времени межочистного периода трубопровода осуществляется до тех пор, пока выполняется условие – толщина отложений не превышает 10 % от диаметра трубопровода (рисунок 32).

Deposition Correlation: Legacy Prof ES, None, View Method

Max. Time: 702:00:00,00

Timestep: 010:00:00,00

SimulationTime: 702:00:00,00 Do Deposition Calcs ☒

End Time Reached

Design Rating Worksheet Performance Dynamics **Deposition** Cost

Delete OK

Deposition Correlation: Legacy Prof ES, None, View Method

Max. Time: 703:00:00,00

Timestep: 010:00:00,00

SimulationTime: 703:00:00,00 Do Deposition Calcs ☒

End Time Reached

Design Rating Worksheet Performance Dynamics **Deposition** Cost

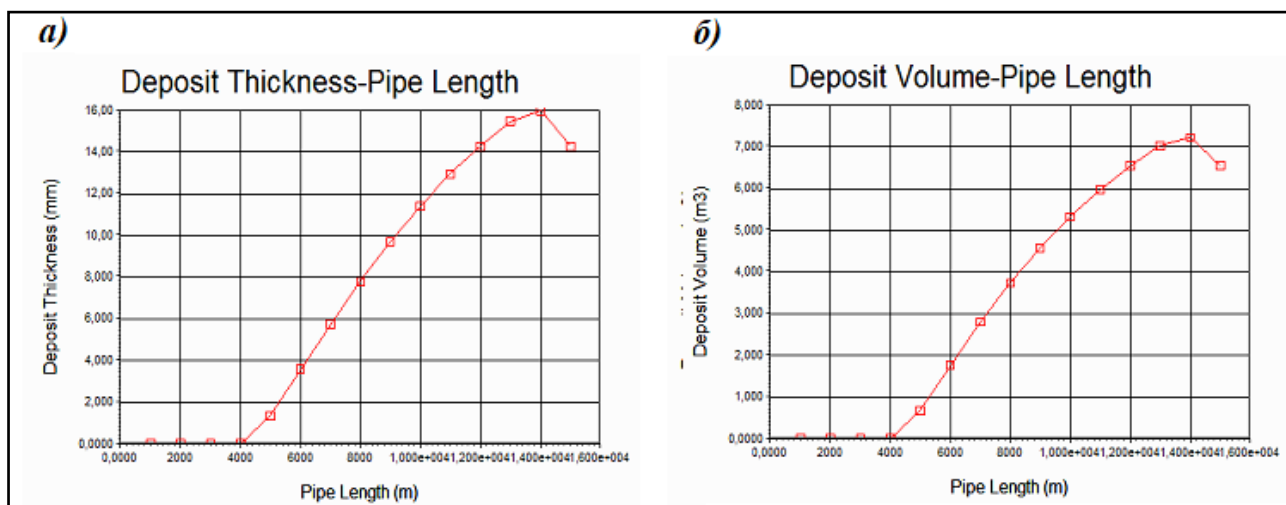
Delete Deposition thickness > 10%% diameter

Рисунок 32 – Подбор времени межочистного периода трубопровода

В результате расчета в таблице Deposition Profile отображены следующие показатели: Длина; Расчетная толщина отложения; Объем отложения; Скорость осаждения; Температура отложения; Температура флюида (рисунок 33).

[illegible]

Также приведенные в таблице показатели можно вывести в графическом виде (рисунок 34).



Общий объем отложений по трубопроводу за 702 часа равен 52,23 м³.

5.8 Нанесение изоляции – способ предотвращения образования отложений парафинов

63

В программе Unisim Design данная функция реализована во Вкладке Design/Heat Transfer пункт Insulation HTC (рисунок 35).

Рисунок 35 – Вкладка Design/Heat Transfer пункт Include Insulation

Производится изоляции трубопровода смоделированного в пункте 5.7. Устанавливается галочка в пункте Include Insulation, выбирается материал изоляции и его толщина.

Для сравнительной оценки эффективности проводится исследование осаждения парафинов при применении различных изоляционных слоев, толщина слоя 25 мм (рисунок 36).

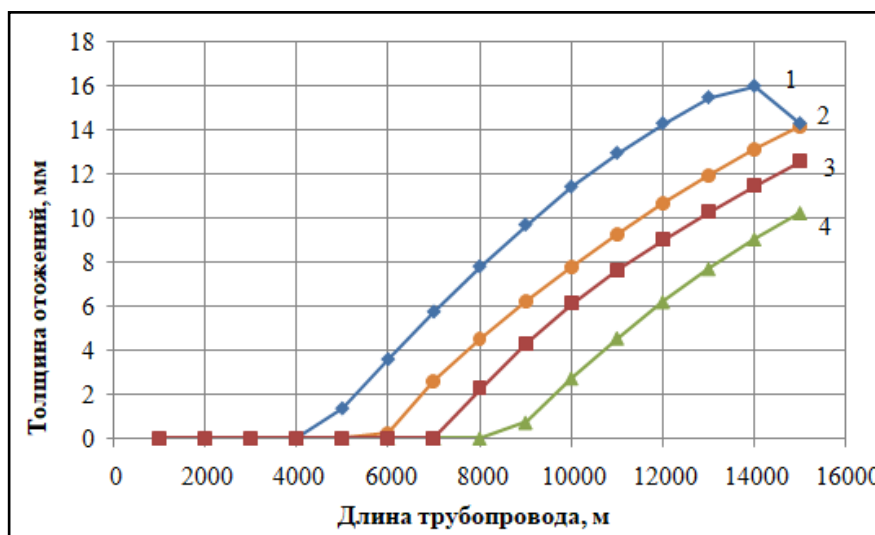


Рисунок 36 – Распределение парафинового отложения в трубопроводе

1 – без применения изоляции; 2 – изоляция PVC Foam 25 мм;
3 – изоляция Polystyrene Foam 25 мм; 4 – изоляция Urethane Foam 25 мм

Максимальное снижение отложений наблюдается при покрытии трубопровода изоляцией из Urethane Foam. Для оценки влияния толщины

нанесения изоляции моделируется ситуация с изоляцией трубопровода материалом UrethaneFoam толщиной покрытия 0,025 м (рисунок 37) и 0,05 м (рисунок 38).

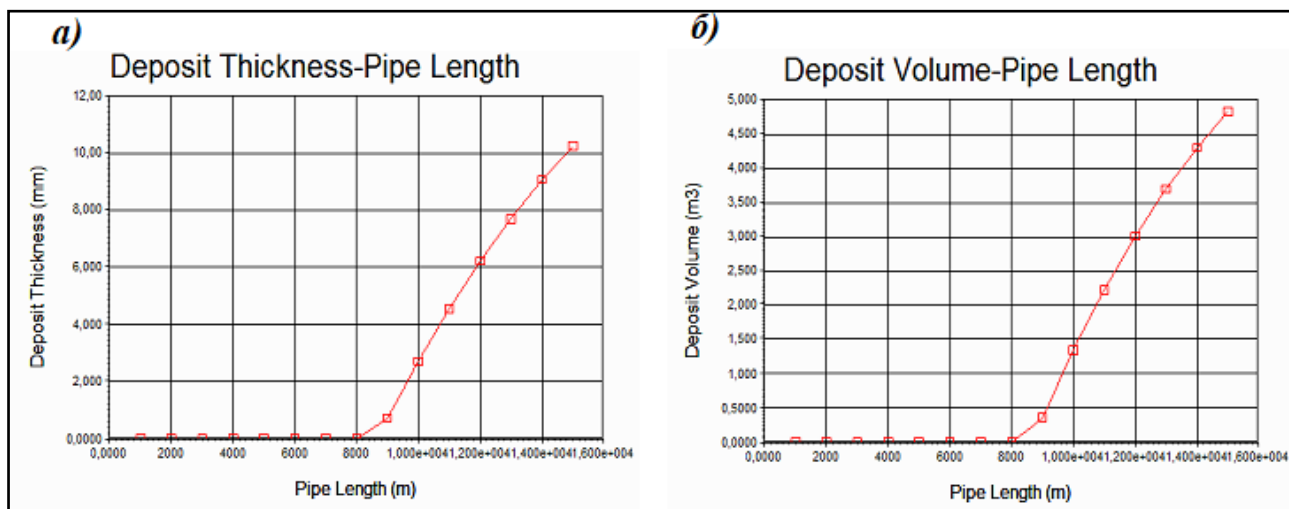


Рисунок 37 – Зависимость толщины (а) и объема (б) отложений по длине трубопровода с применением изоляции Urethane Foam 0,025 м

Общий объем отложений по трубопроводу с изоляцией 25 мм за 702 часа равен 19,75 м³.

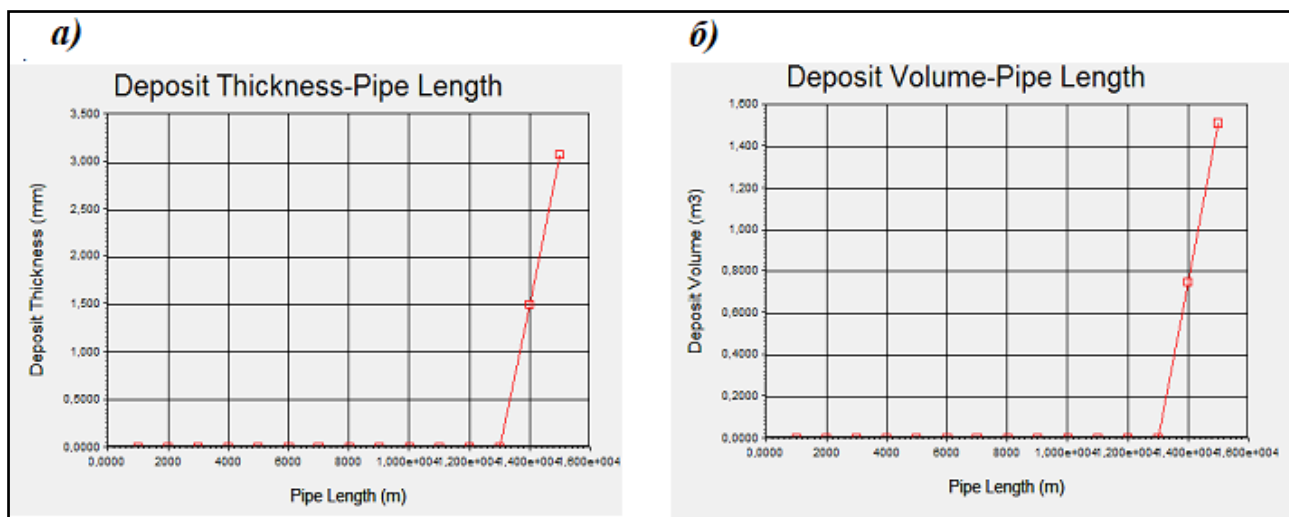


Рисунок 38 – Зависимость толщины (а) и объема (б) отложений по длине трубопровода с применением изоляции Urethane Foam 0,05 м

Общий объем отложений по трубопроводу с изоляцией 50 мм за 702 часа равен 2,27 м³.

На рисунке 39 представлены зависимости изменения температуры и толщины отложений по длине трубопровода в случае, без применения изоляции и с толщиной изоляции 25 мм и 50 мм.

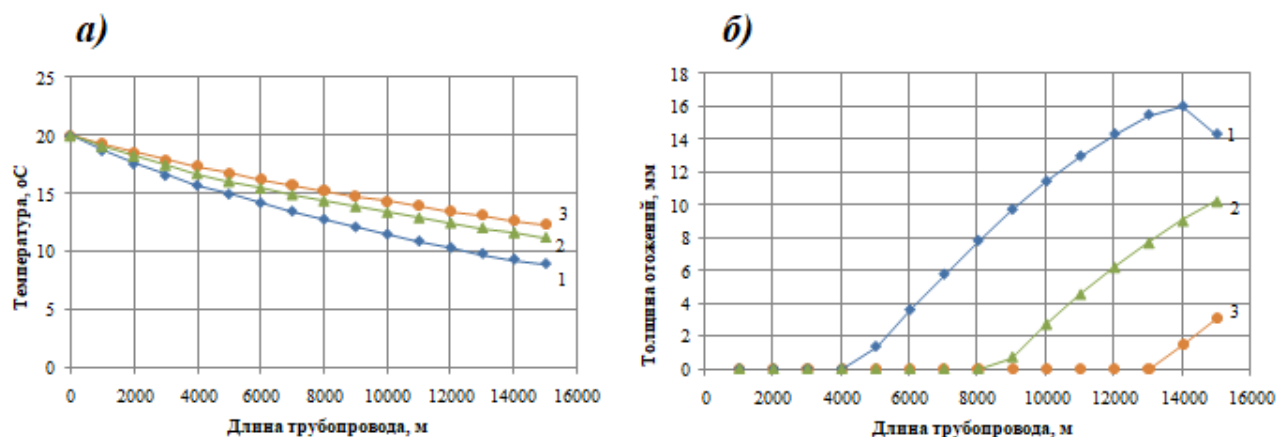


Рисунок 39 – Зависимость изменения температуры (а) и толщины (б) отложений по длине трубопровода
1 – без применения изоляции; 2 – изоляция 25 мм; 3 – изоляция 50 мм

Анализируя полученные зависимости на рисунке 39, наблюдается незначительный перепад температур по длине трубопровода и смещение места начала образования отложений к концу трубопровода при применении изоляции толщиной 50 мм.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Шароновой Алёне Евгеньевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Единый социальный налог, составленный в зависимости от ставки налога по законодательству от фонда оплаты труда, страховые взносы.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование целесообразности использования метода изоляции для защиты трубопровода.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности применения метода изоляции для защиты трубопровода.

Перечень графического материала:

Основные показатели экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Шаронова Алена Евгеньевна		

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В магистерской диссертации рассматриваются методы предотвращения потерь подготовленной нефти при промысловом трубопроводном транспорте в результате образования парафиновых отложений в трубопроводе. Одним из возможных способов является изоляция трубопровода, например, пенополиуретаном. Для оценки экономической эффективности применения данного метода для предотвращения образования парафиновых отложений на межпромысловом трубопроводе Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения, необходимо рассчитать затраты на выполнение изоляционных работ.

6.1 Основные фонды

Расчет средней стоимости необходимого оборудования для проведения изоляционных работ представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Оборудование для проведения изоляционных работ

№	Наименование	Стоимость 1 шт, руб,	Стоимость при изоляции толщиной 25 мм	Стоимость при изоляции толщиной 50 мм
1	Стоимость оборудования ПЕНА-20П20УМ	180000	540000	540000
2	Компрессор К-25М	25000	150000	150000
3	Грунтовка асмольная ТУ 2312-021-16802026-2000	180000	360000	360000
4	Система ППУ-17	90500	1991000	3982000
Итого			3041000	5032000

Время на выполнение изоляционных работ бригадой из 3 изолировщиков 3 разряда, 3 изолировщиков 4 разряда и дефектоскописта 2 разряда, согласно ЕНиР Единым нормам и расценкам на строительные и монтажные ремонтно-строительные работы от 5.12.1986 N43/512/29-50, представлено в таблице 12.

Таблица 12 – Время на выполнение изоляционных работ

Операция	Время, ч	Время, дни
Подготовка изоляционных материалов	24	1
Сушка и подогрев изолируемой поверхности	72	3
Очистка трубопровода, нанесение грунтовки	168	7
Нанесение изоляционного покрытия	1080	45
Нанесение защитного покрытия	96	4
Итого по выполнению изоляционных работ	1440	60
Контроль качества покрытий	360	15
Итого:	1800	75

Расчет амортизационных отчислений, представленный в таблице 13, проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

Таблица 13 – Амортизационные отчисления для изоляционного оборудования

Наименование	Стоимость, при изоляции толщиной 20 мм, руб,	Стоимость, при изоляции толщиной 50 мм, руб,	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 2 месяца при 20 мм, рублей	Сумма амортизации за 2 месяца при 50 мм, рублей
Стоимость оборудования ПЕНА-20П20УМ	540000	540000	4 группа	20 %	108000	108000
Компрессор К-25М	150000	150000	4 группа	20 %	30000	30000
Грунтовка асольная ТУ 2312-021-16802026-2000	360000	360000	9 группа	3,3 %	11880	11880
Система ППУ-17	1991000	3982000	9 группа	3,3 %	65703	131406
Итого, руб,					215583	281286

Амортизационные отчисления при изоляции трубопровода пенополиуретаном толщиной 25 мм составили 215583 рублей, а при толщине изоляции 50 мм – 281286 рублей.

6.2 Затраты на материалы

6.2.1 Затраты на материалы при нанесении изоляции толщиной 25 мм

Необходимые вычисления для выполнения работ по нанесению теплоизоляции из ППУ на трубопровод диаметром 196 мм толщиной 25 мм, протяженность трубопровода 15 км:

1. Объем изоляции в м^3 , приходящийся на метр длины трубопровода:

$$V = \pi \cdot (d_n - h_{\text{из}}) \cdot h_{\text{из}} = 260,359 \text{ м}^3,$$

где d_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

$h_{\text{из}}$ – толщина изоляции, мм,

2. Максимально возможные потери сырья при напылении: безвозвратные потери – 10 %, потери вследствие переуплотнения – 20 %, Реальный выход с 1 тонны сырья:

$$\Pi = 0,8 \cdot \left(0,9 \cdot \frac{1000}{35}\right) = 20,5 \text{ м}^3,$$

3. Реальная плотность ППУ на трубе:

$$\rho_{\text{ППУ}} = \frac{\rho}{\Pi} = \frac{900}{20,5} = 43,9 \text{ кг/м}^3,$$

4. Необходимое количество сырья:

$$n = \frac{V}{\Pi} = \frac{260,359}{20,5} = 12,7 \approx 13 \text{ тонн},$$

5. Стоимость напыления ППУ составляет 14500 руб, за 1 м^3 , учитывая сложность работ, вводится повышающий коэффициент, в данном случае используется величина 20 %, Таким образом, сумма договора по изоляции трубопровода составит:

$$S = C_{\text{нап}} \cdot k_{\text{п}} \cdot V = 14500 \cdot 1,2 \cdot 260,359 = 4530246,6 \text{ руб},$$

6.2.2 Затраты на материалы при нанесении изоляции толщиной 50 мм

Необходимые вычисления для выполнения работ по нанесению теплоизоляции из ППУ на трубопровод диаметром 196 мм толщиной 50 мм, протяженность трубопровода 15 км:

1. Объем изоляции в м³ приходящийся на метр длины трубопровода:

$$V = \pi \cdot (d_n - h_{из}) \cdot h_{из} = 579,624 \text{ м}^3,$$

где d_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

$h_{из}$ – толщина изоляции, мм,

2. Максимально возможные потери сырья при напылении: безвозвратные потери – 10 %, потери вследствие переуплотнения – 20 %, Реальный выход с 1 тонны сырья:

$$\Pi = 0,8 \cdot \left(0,9 \cdot \frac{1000}{35} \right) = 20,5 \text{ м}^3,$$

3. Реальная плотность ППУ на трубе:

$$\rho_{\text{ППУ}} = \frac{\rho}{\Pi} = \frac{900}{20,5} = 43,9 \text{ кг/м}^3,$$

4. Необходимое количество сырья:

$$n = \frac{V}{\Pi} = \frac{579,624}{20,5} = 28,3 \approx 29 \text{ тонн},$$

5. Стоимость напыления ППУ составляет 14500 руб, за 1 м³, учитывая сложность работ, вводится повышающий коэффициент, в данном случае используется величина 20 %, Таким образом, сумма договора по изоляции трубопровода составит:

$$S = C_{\text{нап}} \cdot k_{\Pi} \cdot V = 14500 \cdot 1,2 \cdot 579,624 = 10085457,6 \text{ руб},$$

6.3 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 14 – Расчет заработной платы работников

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч,	Тарифный фонд ЗП, руб,	Сев, и рай, коэф, 50%+50%	Заработная плата с учетом надбавок, руб, на 1 рабочего	Заработная плата с учетом надбавок, руб,
изолировщик	3	3	97	1440	139680	139680	279360	838080
изолировщик	4	3	118	1440	169920	169920	339840	1019520
дефектоскопист	2	1	222	360	79920	79920	159840	–
Итого		7			389520	389520	779040	1857600

Согласно данным расчета из таблицы 13 для проведения изоляционных работ на оплату труда работникам необходимо 1857600 рублей.

Согласно приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 25.12.12 N 625н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска», страховой тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний с 01.01.2006 г. для 3 класса экономической деятельности на услуги, связанные с добычей нефти и газа, составляет 0,4 %.

Таблица 15 – Расчет страховых взносов

Профессия	Количество	Заработная плата с учетом надбавок, руб,	Пенсионный фонд, 22 %	Фонд медицинского страхования, 5,1 %	Фонд социального страхования 2,9 %	Страхование от несчастных случаев и производственных заболеваний, 0,4 %
Изолировщик 3 разряда	3	838080	184377,6	42742,08	24304,32	3352,32
Изолировщик 4 разряда	3	1019520	224294,4	51995,52	29566,08	4078,08
Дефектоскопист	1	159840	35164,8	8151,84	4635,36	639,36
Итого, руб			443836,8	102889,44	58505,76	8070,48
Общая сумма, руб	613302,48					

Общая сумма страховых взносов на 7 работников составила 613302,48 рублей. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 2470902,48 рублей.

6.4 Затраты на проведение изоляционных работ

На основании вышеперечисленных расчетов определяется общая сумма затрат на проведение изоляционных работ представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на проведение изоляционных работ

Состав затрат	Сумма затрат при изоляции толщиной 25 мм, руб,	Сумма затрат при изоляции толщиной 50 мм, руб
Амортизационные отчисления	215583	281286
Затраты на материалы	4530246,6	10085457,6
Оплата труда	2470902,48	2470902,48
Страховые взносы	1124812,16	1124812,16
Накладные расходы (10 %)	834154,4	1396245,8
Всего затрат:	9175698,64	15358704,04

6.5 Расчет снижения издержек от потери нефти при транспортировке

Как было обозначено выше, целью проведения изоляционных работ являлось увеличение количества сдаваемой нефти за счет уменьшения количества отложений.

6.5.1 Расчет снижения издержек при изолировании трубопровода ППУ

В таблице 17 представлены значения объема отложений в трубопроводе за месяц эксплуатации при условии, что температура потока нефти равна 20°C.

Таблица 17 – Объем отложений в трубопроводе через 4 месяца

Система	Объем отложений за месяц, м ³
Неизолированный трубопровод	52,23
Трубопровод с изоляцией ППУ, толщиной 25 мм	19,75
Трубопровод с изоляцией ППУ, толщиной 50 мм	2,27

1. Объем осадка, который выпадает в неизолированном трубопроводе за 1 год:

$$V = 52,23 \cdot 12 = 626,8 \text{ м}^3,$$

2. Объем осадка, который выпадает в трубопроводе при применении изоляции толщиной 25 мм за 1 год:

$$V = 19,75 \cdot 12 = 237 \text{ м}^3,$$

3. Сокращение объема отложений, вследствие применения изоляции толщиной 25 мм, скомпенсировано количеством нефти в объеме (за 1 год):

$$V = 626,8 - 237 = 389,8 \text{ м}^3,$$

$$m_{\text{нефти}} = V \cdot \rho = 389,8 \cdot 890 = 346922 \text{ кг/год} \approx 346 \text{ т/год},$$

Доход от компенсированной нефти за 1 год составляет:

$$Д = 346 \cdot 14000 = 4844000 \text{ рублей},$$

4. Объем осадка, который выпадает в трубопроводе при применении изоляции толщиной 50 мм за 1 год:

$$V = 2,27 \cdot 12 = 27,2 \text{ м}^3,$$

3. Сокращение объема отложений, вследствие применения изоляции толщиной 50 мм, скомпенсировано количеством нефти в объеме (за 1 год):

$$V = 626,8 - 27,2 = 599,6 \text{ м}^3,$$

$$m_{\text{нефти}} = V \cdot \rho = 599,6 \cdot 890 = 533644 \text{ кг/год} \approx 533,6 \text{ т/год},$$

4. Доход от компенсированной нефти за 1 год составляет:

$$Д = 533,6 \cdot 14000 = 7470400 \text{ рублей},$$

Заключение

Согласно проведенным расчетам можно сделать следующие выводы:

Общая сумма затрат на проведение изоляционных работ при толщине изоляции 25 мм составит 13952224,46 рублей, при толщине 50 мм – 24405600,06 рублей.

Для проведения изоляционных работ потребуется бригада из 12 изолировщиков 3 и 4 разряда, а также дефектоскопист 2 разряда. Заработная плата изолировщика 3 разряда за 1 месяц составит 139680 рублей,

изолировщика 4 разряда – 169920 рублей, дефектоскописта 2 разряда за 15 дней – 159840 рублей.

Применение изоляции из пенополиуретана толщиной 25 мм обеспечивает сокращение объема отложений, увеличивая количество перекачиваемой нефти на 346 т/год. доход за 1 год этом случае составит 4844000 рублей. Применение изоляции из пенополиуретана толщиной 50 мм обеспечивает сокращение объема отложений, увеличивая количество перекачиваемой нефти на 533,6 т/год, доход за 1 год этом случае составит 7470400 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Шароновой Алене Евгеньевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	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	Объект исследования: нефть, лабораторные исследования нефти и ее реологические свойства в результате влияния ингибиторов парафинообразования. Область применения: нефтегазоконденсатное месторождение Томской области.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	8.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства 8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя
2. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 1.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	8.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования 8.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований 8.2.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов
3. Экологическая безопасность:	8.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду 8.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду 8.3.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	8.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований 8.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Шаронова Алена Евгеньевна		

7 Социальная ответственность

Во время своей трудовой деятельности человек подвергается воздействию вредных производственных факторов, специфика и количество которых зависит от характера труда. Для предупреждения ухудшения здоровья работника от такого неблагоприятного воздействия на каждом конкретном предприятии или учреждении предусмотрен ряд мер по обеспечению безопасности и экологичности трудовой деятельности.

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы.

Объектом исследования данной работы является нефть, лабораторные исследования нефти с различных месторождений, ее низкотемпературных и реологических свойств, влияние ингибитора парафиноотложений на свойства данных нефтей.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства.

Согласно ТК РФ, N 197-ФЗ, каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя [26].

На должность инженера-исследователя допускаются лица старше 18 лет, имеющие высшее профессиональное (техническое) образование, без предъявления требований к стажу работы или среднее профессиональное (техническое) образование и стаж работы в профессиональной деятельности не менее 3 лет.

Работа, выполняемая в химической лаборатории неизбежно связана с вредными и (или) опасными условиями труда, следовательно к ней не допускаются лица моложе 18 лет и беременные женщины.

Также работникам лаборатории бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства.

Для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать: при 36-часовой рабочей неделе – 8 часов; при 30-часовой рабочей неделе и менее – 6 часов.

Отраслевым (межотраслевым) соглашением и коллективным договором, а также при наличии письменного согласия работника, оформленного путем заключения отдельного соглашения к трудовому договору, может быть предусмотрено увеличение максимально допустимой продолжительности ежедневной работы (смены) при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени: при 36-часовой рабочей неделе – до 12 часов; при 30-часовой рабочей неделе и менее – до 8 часов [26].

7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Химическая лаборатория должна соответствовать санитарным нормам СНиП 535-81 и иметь следующие изолированные помещения:

1. аналитический зал (помещение для выполнения работ по подготовке проб к анализу и его проведения);
2. весовая (комната для размещения аналитических и технических весов);
3. гидробиологическая (специально оборудованное помещение для гидробиологического и токсикологического анализа);
4. дистилляторная (изолированное помещение для установки приборов и оборудования с целью получения дистиллированной воды).
5. приборная (помещение для содержания лабораторных приборов и выполнения измерений);
6. ртутная (комната, предназначенная для работ с ртутью, ее соединениями и приборами с ртутным заполнением);
7. термическая (помещение для проведения работ с повышенными температурами);
8. моечная (помещение для мойки лабораторной посуды, должно быть оборудовано специальными столами с вытяжными шкафами для удаления вредных, сильно пахнущих веществ, а также для промывания посуды кислотами и хромовой смесью);
9. инженерная – комната для обработки результатов анализов и хранения документации;
10. складские помещения – не менее двух изолированных сухих помещений для хранения запаса химических реактивов, материалов и инвентаря, оборудованные в соответствии с правилами их хранения и складирования [27].

Все помещения лаборатории должны соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83:

- В каждом рабочем помещении должны быть в наличии пожарные краны (не менее одного на этаж), огнетушители и песок, при необходимости специальные средства пожаротушения.

- В помещении лаборатории на видном месте должен быть вывешен план эвакуации сотрудников в случае возникновения пожара.

- Организована из числа сотрудников группа, ответственная за противопожарные мероприятия.

- Все сотрудники лаборатории должны быть обучены правилам обращения с огне- и взрывоопасными веществами, газовыми приборами, а также должны уметь обращаться с противогазом, огнетушителем и другими средствами пожаротушения, имеющимися в лаборатории.

- В помещениях лаборатории и в непосредственной близости от них (в коридорах, под лестницами) запрещается хранить горючие материалы и устанавливать предметы, загромождающие проходы и доступ к средствам пожаротушения.

- Курение в помещениях лаборатории строго запрещается.

- Запрещается установка нагревательных электроприборов без разрешения начальства. При их установке необходимо соблюсти все необходимые требования.

- Запрещена эксплуатация неисправных электроприборов.

- После окончания работы необходимо отключить электроэнергию, газ и воду во всех помещениях.

Все помещения лаборатории должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79:

- Все электрооборудование с напряжением свыше 36В, а также оборудование и механизмы, которые могут оказаться под напряжением, должны быть надежно заземлены.

- Для отключения электросетей на вводах должны быть рубильники или другие доступные устройства. Отключение всей сети, за исключением дежурного освещения производится общим рубильником.

- В случае перерыва в подаче электроэнергии электроприборы должны быть немедленно выключены.

Основные правила безопасного хранения химических реактивов:

- Лабораторные запасы реактивов должны храниться в специально оборудованных, хорошо вентилируемых, сухих помещениях (складах) согласно разработанной в лаборатории схеме размещения реактивов.

- Соблюдение порядка совместного хранения пожаро- и взрывоопасных веществ.

- Запрещено расфасовывать сыпучие вещества на складе.

- На всех склянках с реактивами должны быть этикетки с указанием названия, квалификации и срока годности.

- Реактивы, которые нельзя хранить в стеклянной таре, помещают в тару из материалов, устойчивых к действию данного реактива.

- Реактивы, разлагающиеся или изменяющие свои свойства под действием света хранят в склянках из темного или желтого стекла.

- Гигроскопические вещества и вещества, окисляющиеся при соприкосновении с воздухом, должны храниться в герметичной таре. Для герметизации пробок используют парафин.

- Отработанные реактивы необходимо сливать в отдельные склянки для последующей переработки или передачи в организации, занимающихся утилизацией химических веществ [27].

7.2 Профессиональная социальная безопасность.

Все опасные и вредные производственные факторы отображены в таблице 18 [28].

Таблица 18 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа в химической лаборатории	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Электрический ток Движущиеся механизмы	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
Эксперимент с нефтью и нефтепродуктами	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу		ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
Работа на приборах с движущимися элементами	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ СП 52.13330.2016

7.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Вредные вещества

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности (опасность устанавливается в зависимости от ПДК (ПДУ), средней смертельной дозы и зон острого и хронического действия):

- 1-й – вещества чрезвычайно опасные;
- 2-й – вещества высокоопасные;
- 3-й – вещества умеренно опасные;
- 4-й – вещества малоопасные.

По характеру воздействия на организм различают:

- Общетоксические (синильная кислота, ртуть, сероводород) вызывают расстройства нервной системы, мышечные функции, нарушают структуру пигментов, влияют на кроветворные органы;
- Раздражающие (хлор, аммиак, кислоты, щелочи) действуют на слизистые оболочки дыхательных путей;

- Сенсибилизирующие (азотокрасители, антибиотики) повышают чувствительность организма к химическим веществам и приводят к аллергическим заболеваниям;
- Канцерогенные (ароматические углеводы, асбест, бензопирен) вызывают развитие всех видов раковых заболеваний;
- Мутагенные (свинец) вызывает изменение в генетике человека;
- Влияющее на репродуктивную функцию (борная кислота, аммиак) вызывают возникновение врожденных пороков развития и отклонений у потомства [29].

В лаборатории при проведении экспериментальных исследований приходится осуществляется работа со следующие вредными веществами: нефть и нефтепродукты, растворители, ингибиторы и присадки парафиноотложений.

7.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум исследуется при наличии на рабочем месте источников шума. В химической лаборатории источниками шума являются вытяжной шкаф, лабораторная мешалка для жидкостей, привод термостата.

Допустимые уровни шума для рабочего места приведены в таблице 19 [30].

Таблица 19 – Предельно допустимые уровни звукового давления.

№ пп	Вид трудовой деятельности(рабочее место)	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	Научная деятельность	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная

освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета по методическим указаниям.

Свод правил СП 52.13330.2016 "Естественное и искусственное освещение" устанавливает нормы естественного, искусственного и совмещенного освещения зданий и сооружений [31].

Таблица 20 – Нормы освещенности

Вид помещения	Норма освещенности согласно СНиП, Лк
научно-исследовательские учреждения	
Аналитическая лаборатория.	500
Лаборатории: органической и неорганической химии, термические, физические, спектрографические, стило метрические, фотометрические, микроскопные, рентгеноструктурного анализа, механические и радиоизмерительные, электронных устройств, препараторские.	400
учреждения высшего специального образования	
Аудитории, учебные кабинеты, лаборатории техникумов и высших учебных заведений.	400
Лаборатории при учебных кабинетах.	400

Механические опасности

Любой объект, который может причинить человеку травму в результате контакта самого объекта (или его частей) с человеком, несет в себе механическую опасность (движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования). Опасная зона – это пространство, в котором возможно действие на работника вредных и (или) опасных производственных факторов [32].

Электробезопасность

Электрический ток является основным источником обеспечивающим работу лабораторного оборудования.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативных документов, обсуждаются и определяются требования к электрооборудованию, анализируется текущее состояние, выбираются и обосновываются категории помещения по степени опасности поражения электрическим током и т.д [33].

Для обеспечения безопасности людей от поражения электрическим током металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводимое оборудование должны быть заземлены или занулены в соответствии с правилами ПУЭ.

7.2.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

1. Вредные вещества при контакте с организмом человека могут вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья [29].

Индивидуальными средствами защиты от воздействия вредных веществ являются: спецодежда (защитная одежда); спецобувь; головные уборы; перчатки и рукавицы; фартуки и пр.; противогазы и респираторы; защитные очки; защитные пасты и мази для предупреждения профессиональных заболеваний кожи. Противогазы служат для защиты от вредных паров и газов, а респираторы предназначены, главным образом, для защиты от пыли.

К коллективным средствам защиты относятся – вентиляция, очистка, кондиционирование воздуха; локализация вредных веществ; устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне: создание специальных ограждений вблизи опасных зон, вывеска предупредительных знаков, допуск к опасным объектам только определенным группам лиц.

2. Повышенный шум вредно отражается на здоровье и работоспособности людей. Человек, работая при шуме, привыкает к нему, но продолжительное действие повышенного шума вызывает общее утомление, может привести к ухудшению слуха, а иногда и к глухоте, нарушается процесс пищеварения, происходят изменения объема внутренних органов.

Наряду с внедрением мероприятий по звукоизоляции источников шума (защитных экранов, кожухов, звукопоглощающих покрытий, изоляции, амортизации), в необходимых случаях персоналу рекомендуется применять индивидуальные средства защиты органов слуха (наушники, вкладыши, шлемы) при уровне звука, превышающем 80дБА по СанПиН 2.2.2.3359-16 [30].

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры, защитные очки.

4. К индивидуальным средствам защиты от механических опасностей можно отнести: средства защиты рук, ног, головы, глаз, а также защиты от падения с высоты и другие предохранительные средства.

К коллективным средствам защиты, относятся: обеспечение недоступности опасной зоны и уменьшение опасности при помощи специальных приспособлений – оградительные устройства, предохранительные устройства ограничения, шпонки, мембраны, блокировочные и т.д.

5. Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности. Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения [33]. Назначение дополнительных электрозащитных средств – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться.

7.3 Экологическая безопасность.

7.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Объектом исследования является добытая нефть с месторождений.

Источниками возможного выделения в атмосферу загрязняющих веществ при добыче, сборе и внутрипромысловом транспорте нефти являются: устьевая противовыбросовая арматура скважин, свечи, нефтесборные сети, технологическое оборудование, межпромысловые трубопроводы.

Основными источниками загрязнения атмосферы при эксплуатации нефтяных месторождений, является оборудование основного технологического процесса. На месторождениях выбросы вредных веществ от объектов промысла создают повышенные концентрации загрязняющих веществ на площадке промысла, на территории технологических установок и в непосредственной близости от них.

При освоении месторождения негативное воздействие на водные объекты возможно при строительстве автодорог, устройстве подводных переходов, строительстве и эксплуатации площадных объектов и скважин.

Существенным фактором воздействия на водоемы может стать загрязнение вод чужеродными веществами, используемыми на технологических объектах. Наиболее вероятными загрязнителями на месторождении являются компоненты буровых растворов, нефтепродукты, реагенты, ингибиторы и другие химические вещества.

Непосредственное воздействие на качество поверхностных вод при бурении скважин, строительстве и эксплуатации объектов обустройства месторождений могут оказывать:

- перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока;
- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;
- прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

Негативное воздействие на земли при разработке и эксплуатации месторождения оказывается при изъятии земель под объекты промысла, механическим нарушением почв, при строительстве объектов и химическим загрязнением земель при авариях. На землях краткосрочного пользования происходит сведение древесных насаждений (трансформация растительных сообществ), нарушение почвенного покрова. На землях долгосрочного пользования происходит уничтожение растительных сообществ и почвенного покрова. Восстановление их возможно только после ликвидации объектов.

При освоении нефтегазоконденсатных месторождений воздействие на земли происходит в результате:

- изъятия земель из существующей структуры землепользования при размещении объектов обустройства;
- подтоплении земель в результате нарушения режима поверхностного стока;
- загрязнении почв технологическими жидкостями и отходами производства и потребления.

7.3.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Основными источниками загрязнения атмосферы и гидросферы в лаборатории являются пробы нефти, нефтепродуктов, химические реагенты (растворители, ингибиторы, присадки). Использование данных вредных веществ, их нагрев и испарение предполагает повышение концентрации их содержания в воздухе рабочей зоны.

7.3.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

- Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;

- сбросом газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачкой нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

На случай опасного превышения давления в технологических аппаратах и трубопроводах они оснащаются автоматическими системами управления клапанами и задвижками, которые обеспечивают отключение отдельных установок и участков трубопроводов в предаварийных ситуациях.

Защита атмосферного воздуха в пределах рабочей зоны лаборатории реализована путем использованием вытяжного шкафа и вентиляции.

- Охрана водоемов от загрязнения

В целях обеспечения экологической безопасности и предотвращения загрязнения охраны окружающей среды на месторождениях стоки очищаются на специально построенных канализационных очистных сооружениях до установленных нормативов, и закачиваться в поглощающие скважины. В качестве поглощающих используются специально построенные для закачки стоков скважины.

На основании ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше» рекомендован общий комплекс мероприятий по предотвращению загрязнения водоемов и подземных вод на объектах месторождения [34]:

- размещение объектов с учетом водоохраных зон;
- обеспечение полной герметизации оборудования и трубопроводов;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- сбор и отвод поверхностных и грунтовых вод, исключая их сток по траншеям трубопроводов;
- устройство водопропускных сооружений;

- повышенный запас прочности трубопроводов в местах пересечения ими водотоков;

- отвод воды, используемой для очистки и испытания трубопроводов, в специально подготовленные водоемы, не связанные с системой местных водотоков.

Минимизация негативного воздействия на гидросферу в лаборатории осуществляется посредством сбора слива отработанных проб и последующей их сдачей в специальный пункт сбора.

- Мероприятия по предупреждению загрязнения почвы

В целях охраны и рационального использования земель при освоении месторождения предусматривается:

- строительство скважин группами («кустами») на общих технологических площадках и прокладка трубопроводов, ЛЭП и автодорог в едином коридоре коммуникаций;

- использование в технологическом процессе объектов, расположенных за пределами лицензионного участка и обслуживающих одновременно два и более промысла (установки подготовки нефти и газа, вертолетные площадки, вахтовые поселки и т.д.);

- снятие плодородного слоя почв перед строительством объектов на отводимых участках и использование его для рекультивации земель по окончании строительства;

- строительство водопропускных сооружений;

- создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (кустовые площадки, шламовые амбары, склады ГСМ).

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

На объектах нефтяной отрасли в последнее время часто случаются чрезвычайные ситуации, в результате которых происходит разлив нефти, вследствие негерметичности основных частей оборудования, либо прорыва трубопровода [35]. Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;
- Износ и негерметичность уплотнительных соединений.

Также наиболее вероятным и разрушительным видом ЧС являются пожар или взрыв. Одной из особенностей пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов и легковоспламеняющихся веществ, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатацией и обеспечением средствами пожаротушения. К техническим мерам относят – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня,

автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров.

7.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Более подробно вопрос безопасности в чрезвычайных ситуациях освещен в ГОСТ Р 22.0.07-95. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров».[36]

Ликвидация чрезвычайных ситуаций осуществляется силами и средствами организации. Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим.
- Необходимо отсечь аварийный участок и приступить к ликвидации аварии.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

Все объекты, которые связаны с транспортировкой нефтепродуктов должны быть оборудованы защитными устройствами, которые отключат питание при пожаре, повышении давления и уровня загазованности, а также системами контроля и учета нефтепродуктов, системами наблюдения, сигнализации и пожаротушения [37].

Таким образом, в работе освещены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности рабочей зоны. Приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы воздействия на человека. Для того чтобы избежать негативного воздействия необходим контроль за его источниками, соблюдение основных правил, использование средств индивидуальной защиты.

Уделено внимание негативному воздействию на окружающую среду, создаваемого объектом исследования, приведены мероприятия по минимизация данного негативного воздействия.

Отдельным пунктом рассмотрена безопасность в чрезвычайных ситуациях. Сотрудники должны быть ознакомлены с правилами безопасности и поведения в ЧС, должны быть назначены ответственные лица, отвечающие за безопасность. На объектах должны быть составлены и утверждены планы ликвидации возможных аварий.

Заключение

Объектами исследования являлись парафинистые, смолистые и малосернистые нефти Герасимовского, Ломового, Мирного и Мыльджинского месторождений. По содержанию высокомолекулярных компонентов (смолисто-асфальтеновых веществ) имеют незначительную разницу: Герасимовская нефть (А – XX %; С – XX %; П – XX %); Ломовая нефть (А – XX %; С – XX %; П – XX %); Мирная нефть (А – XX %; С – XX %; П – XX %); Мыльджинская нефть (А – XX %; С – XX %; П – XX %).

Исследования низкотемпературных и реологических свойств нефтей проводились на приборах: вибрационный вискозиметр «Реокинетика», ИНПН SX-800, ИНПН SX-850, ротационный вискозиметр Брукфильда.

На вибрационном вискозиметре «Реокинетика» были определены температуры гелеобразования каждой нефти, которые хорошо коррелируют с температурами застывания, определенными на приборе ИНПН SX-800.

Различие в значениях показателей вязкости, температуры гелеобразования и температуры застывания исследованных нефтей обусловлено разным содержанием смол, парафинов и температуры плавления парафина.

Высокое содержание смол, парафинов и большая температура плавления парафина приводят к высокой температуре застывания нефти.

Эффективность применения депрессорной присадки оценивается по ее влиянию на показатель динамической вязкости и температуру застывания: применение присадки в концентрации 800 г/т позволило понизить температуру застывания нефтей в два раза. Меньше всего введение присадки повлияло на вязкость нефти Мирного месторождения, вследствие высокого содержания в ней смол – XX %. Вязкость других нефтей снизилась в 0,4 раза.

Большое значение для устойчивости системы против выпадения АСПВ в осадок имеет радиус дисперсных частиц в нефти и ее температура. Поэтому было исследовано влияние температуры на реологические свойства Герасимовской нефти с помощью ротационного вискозиметра Брукфильда.

Полученные данные позволили рассчитать радиус частиц в данной нефти. Установлено что изменение температуры от 20°C до 40°C соответствует увеличению радиуса от 13,1 до 18,5 мм и от 18,4 до 26 мм соответственно. Повышение температуры нефти снижает агрегативную устойчивость Герасимовской нефти по отношению к образованию отложений, вследствие повышения радиуса частиц.

Повышение температуры системы оказывает два вида влияния на систему. С одной стороны, повышение температуры способствует разрыву межмолекулярных связей. С другой стороны, при повышении температуры система получает дополнительную энергию, усиливается броуновское движение частиц, снижается вязкость дисперсионной среды и возрастает эффективность столкновений дисперсных частиц, приводящих к их слиянию, то есть к увеличению радиуса.

Увеличение скорости сдвига приводит к снижению радиуса частиц. Добавление присадки также уменьшает радиус частиц в Герасимовской нефти при одной скорости сдвига и как следствие повышается дисперсность системы и устойчивость к образованию отложений АСПВ. Например, для диапазона скорости сдвига от 35,7 до 54,4 1/с радиус будет уменьшаться с 26 до 13 мм. Добавление 400 г/т диспергирующей присадки для того же диапазона скоростей сдвига изменяет радиус частиц от 24,5 до 11,5 мм.

Большое значение низкотемпературные и реологические свойства имеют для промыслового транспорта нефти. Поэтому в работе исследовали возможность (условия) образования отложений в условиях промыслового трубопровода в переходный период года при температуре окружающей среды (влажный грунт) 0°C. Моделирующая схема, созданная в программном комплексе Unisim Design, в сочетании с лабораторными данными по составу нефти и низкотемпературным свойствам позволила исследовать процесс образования отложений в трубопроводе и оценить эффективность применения теплоизоляции трубопровода при промышленном транспорте исследуемой высокопарафинистой нефти Герасимовского месторождения. Максимальная

толщина отложений при отсутствии изоляции за месяц эксплуатации при расходе 700 т/сутки достигает 16 мм, объем отложений – 52,23 м³, что соответствует межочистному периоду.

Применение изоляции из пенополиуретана приводит к сдвигу интервала отложений к более дальним участкам трубопровода. Объем парафиновых отложений в трубопроводе сокращается в 2,6 раз при толщине изоляции 25 мм, в 26 раз при толщине изоляции 50 мм.

Применение изоляции из пенополиуретана толщиной 50 мм практически полностью предотвращает выпадение парафиновых отложений в промышленном трубопроводе, обеспечивает сокращение объема отложений, увеличивая количество перекачиваемой нефти на 533,6 т/год, доход за 1 год этом случае составит 7470400 рублей.

Список публикаций

№ п.п	Наименование работы, её вид	Форма работы	Выходные данные	Объём, стр.	Соавторы
1	Исследование нефтей Томской области с использованием вибрационного вискозиметра "Реокинетика", <i>доклад</i>	Печатный	XXII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», ТПУ, Томск, 2 – 7 апреля 2018 г.	2	Кожевников И. С.
2	Определение текучести технологических жидкостей методом двойного резонанса <i>доклад</i>	Печатный	X Международной конференции "Химия нефти и газа", Томск, Институт химии нефти СО РАН, 1 – 5 октября 2018 г.	1	Богословский А.В. Кожевников, И. С. Шишмина Л.В.
3	Влияние ингибитора на низкотемпературные и реологические свойства высокопарафинистой нефти <i>Тезисы</i>	В печати	VIII Всероссийская научно-практическая конференция "Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа", Томск, Институт химии нефти СО РАН	1	Шишмина Л.В.

Список использованных источников

1. Иванова Л.В. Асфальтеносмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1. – С. 268-284.
2. Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтеносмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии): Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Москва, 2016. – 196 с.
3. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними // М.: Недра, 1970. – 192 с.
4. Учет особенностей образования асфальтеносмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / М.Ш. Каюмов, В.П. Тронов, И.А. Гуськов, А.А. Липаев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №3. – С. 48-49.
5. Коробов Г.Ю. Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтеносмолопарафиновых отложений / Г.Ю. Коробов, М.К. Рогачев // Нефтегазовое дело. – 2015. – №3. – С. 162-173.
6. Мисник В.В. Методика прогнозирования глубины образования асфальтеносмолопарафиновых отложений в скважинах / В.В. Мисник, Р.М. Галикеев // Нефтегазовое дело. – 2011. – №6. – С. 345-349.
7. Фарляева Ф.Ф. Асфальтеносмолопарафинистые отложения их свойства, причины и условия образования / Ф.Ф. Фарляева, А.Р. Филиппова, Е.Ф. Трапезников // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2015. – №3. – С. 101-106.
8. Sousa A.L. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells / A.L. Sousa, H.A. Matos, L.P. Guerreiro // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 2. – P. 1-17.
9. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» / Н.Г. Хохлов, Р.Р. Вагапов,

З.М. Шагитов, А.С. Мустафин. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №1. – С. 110-111.

10. Bimuratkyzy K. Production system design and strategies to mitigate wax and asphaltene deposition / K. Bimuratkyzy, B. Sagindykov // PonteInternational Scientific Researches Journal. – 2016. – Vol. 72. – P.222-237.

11. Thota S.T. Mitigation of wax in oil pipelines / S.T. Thota, C.C. Onyeonuna //International Journal of Engineering Research and Reviews. – 2016. Vol. 4. – P. 39-47.

12. Глущенко В.Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальтеносмолопарафиновых отложений / В.Н. Глущенко, И.А. Юрпалов, Л.М. Шипигузов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №5. – С. 84-87.

13. Акрамов Т.Ф. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Т.Ф. Акрамов, Н.Р. Яркеева // Нефтегазовое дело. – 2017. – №4. – С. 67-72.

14. Марков А.В. Проблемы борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями на современном этапе на примере нефтяных месторождений Татарстана и Удмуртии / А.В. Марков, А.А. Липаев // Нефтяная провинция. – 2016. – №2. – С. 98-105.

15. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

16. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения.

17. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Ломового нефтяного месторождения.

18. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Мирного нефтяного месторождения.

19. Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX-800. Руководство пользователя. – 11 с.

20. Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов SX-850. Руководство пользователя. – 11 с.

21. Программируемый вискозиметр Брукфильда модель DV-II+ Pro. Инструкция по эксплуатации. – 28 с.
22. Вискозиметр «Реокинетика». Руководство пользователя. – 24 с.
23. Honeywell Unisim Design. Руководство пользователя. – Honeywell, 2016. URL: [http:// www.honeywellprocess.com](http://www.honeywellprocess.com)
24. Состав и структура высоковязких нефтей различных месторождений / В.Н. Манжай, С.Г. Кулышкина, Л.В. Чеканцева, И.Г. Яценко // Нефть и газ. – 2018. – №1. – С. 112-118.
25. Шишмина Л.В. Технологическое моделирование процессов и аппаратов сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин в среде моделирующей программы HYSYS : методические указания / Л.В. Шишмина, О.В. Носова. – Томск : Изд-во ТПУ, 2015. – 90 с.
26. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
27. ПНД Ф 12.13.1-03. Методические рекомендации. Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях (общие положения). / Министерство природных ресурсов РФ. – М., 2003 – 29 с.
28. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2016. – 16 с.
29. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2007. – 7 с.
30. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 8 с.
31. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. – М.: Стандартинформ, 2017. – 108 с.
32. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защитные». – М.: Стандартинформ, 2006. – 4 с.

33. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.

34. ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше». – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 5 с.

35. Место нефтепродуктов в современном мире [Электронный ресурс]. URL: <http://diplomba.ru/work/131609> (дата обращения 29.04.19)

36. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 10 с.

37. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Приложение А
(справочное)

Methods of struggle against paraffin deposits

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Шаронова Алена Евгеньевна		

Консультант ИШПР ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.		

Консультант – лингвист ИШПР ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	к.пед.н.		

Introduction

Many types of crude oil around the world contain dissolved waxes that can precipitate and deposit under the appropriate environmental conditions, leading to decrease production rates, the equipment blockages, production shut down and creating other problems. Therefore, the wax deposition must be mitigated in the first place and must be removed when it has already been deposited. Wax deposition in crude oil production systems can be reduced or prevented by one or a combination of the mitigation methods such as the chemical, mechanical and thermal mitigation methods.

A.1 Paraffin wax mitigation and the prevention techniques

Some common wax mitigation/prevention techniques are [8]:

- Optimized pipeline sizing and layout.
- Insulating the line to prevent heat loss and maintain flowing temperatures above the WAT.
- Injection of the paraffin inhibitors, dispersants or solvents. The inhibitors need to be injected above the WAT to be effective. The solvents can be used on the existing wax deposits and dispersants when it is not possible to inject above the WAT.
- Controlled production of the wax deposits by carefully monitoring the wax layer thickness.
- Use of the non-metallic pipe linings and coatings to reduce the frictional drag and thereby reduce the effects of a shear dispersion and molecular diffusion.
- Selection and use of a suitable pig design and periodic pigging of the line.

Coating materials

By investigating the mechanisms by which waxes adhere to the walls, it is possible to sort out which materials make adhesion unfavorable. The usage of the coating materials prevents the precipitated waxes from adhering to the tubing frontier surfaces. Such coating materials are the wax-repellent surfaces and, depending on its effectiveness, can greatly reduce the use of inhibitors or the frequency of mechanical removal.

To design wax-preventing coatings, the operational borehole conditions should be considered. The coating material should be resistant to multiphase flow (oil, water, gas, sand) and the flowing simulation must consider the material friction coefficient and the diminution of the inner diameter due to the increment of the coating surface.

Furthermore, to endure long-term operability, the coating material should also be chemically inert, anti-abrasive, anti-corrosive and resistant to other deposits.

Heat-proofing materials

When wax deposition prevention depends on keeping the flow temperature above one certain threshold, either with or without downhole heating, insulating the tubing becomes a necessity. One particular case occurs when insulation materials are installed in contact with the flow. In such cases, the selected material can provide insulation and coating, yielding a double action against wax deposition.

A wide range of the organic and inorganic materials are available for thermal insulation. However, only a few are suited for application in the wells, considering the mechanical and chemical resistance requirements, significant access, installation and maintenance limitations and cost-effectiveness, considering the great lengths involved.

Since the thermal insulation goal is to reduce heat transfer between inside and outside, the fundamental material requirement is a low thermal conductivity. In these circumstances, the plastic materials are the most adequate. Among those, polyurethane and isocyanurate are commonly used. Nevertheless, chemical industries are continuously providing solutions with increased efficiency and cost-effectiveness, such as ethylene tetrafluoroethylene (ETFE) plastic pipe coating [10].

A.2 Paraffin wax remediation techniques

The success rate of the remediation techniques depends on the wax composition and the type of crude oil in the reservoir. In many cases, a combination of two or more treatment methods has been used to remove and reduce the wax depositions more efficiently. The wax remediation techniques are divided into three categories, namely: thermal, chemical and mechanical techniques.

The primary paraffin wax blockage remediation techniques common in the oil and gas industry are as follows:

- Mechanical removal by using progressive pigging programs to remove accumulated deposits while ensuring that the use of an overly-aggressive pig will not result in the pig becoming stuck behind the wax accumulation.
- The addition of heat to melt the wax by the injection of hot oil, steam or hot water or the use of electrical heating to melt the wax deposits. When using this strategy it should be noted that the wax disappearance temperature (WDT) is typically higher than the WAT.
- Usage of solvents and dispersants, such as diesel, xylene or kerosene to dissolve the deposit.

Thermal techniques

Wax precipitation is highly temperature dependent. Thermal methods can be applied to eliminate the problem. Thermal methods include heat retention, active heating and use of the suitable exothermic chemical reactions. Thermal insulation, bottom whole heaters, hot oil circulation, steam circulation and on demand ‘intervention’ heating are appropriate for deep waters.

The insulation is needed to keep the steady state flow temperature 30°C above WAT over the field lifetime. On the other hand, it was reported that wax deposition can occur above the dead oil WAT in some systems. Therefore it was suggested keep the system temperature greater than 90 C above the dead oil cloud point. Because at the same pressure WDT is always higher than WAT, and the average temperature difference is about 9.40 C. Pipeline insulation can include an external insulation coating or pipe-in-pipe flow lines and risers for the ultra-deep-water system. Plugs may be melted if an electrical pipe heating is installed.

The basic principle involves passing a huge quantity of electric current through the pipeline wall to generate heat. It is the most appealing and reliable option for underground field operation of transport flow lines. The pipe to be heated is an active conductor in a single phase electric circuit with a single core power cable that acts as a forward conductor. Power is supplied from the platform through two riser

cables. One of the two single-core riser cables are connected to the near end of the pipe, and the other to the forward piggyback cable connected to the far end of the pipe. This implies that each pipeline's end is connected to the two cables, creating a closed circuit. As current is added, an ionic force is encountered and thus, the energy loss heats up the pipeline in this process. The direct heating method is generally designed in a manner that the temperature of the produced fluid is kept above WAT (20°C) during shutdowns, as well as increasing its temperature from ambient temperature (6°C) within a specified period. Thus, during a steady state flow, continuous heating may not be required.

Chemical techniques

The chemical additives are the best solution for wax deposition in pipelines. To remove wax deposition chemically, solvents may be used to treat deposition in production strings and also may be applied to remediate formation damage. Chemical inhibitors have been used to reduce or prevent wax deposition in crude oil production. These inhibitors can be divided into four types: pour point depressants (PPD), crystal modifiers, dispersants and solvents

Solvent treatments of wax and asphaltene depositions are often the most successful remediation methods but are also costlier. Wax solvents help to resolve the precipitated wax to ease the transport of crude oil to the surface. Normally the solvents are applied in frequent batch treatments or continuously. Aliphatic and aromatic solvents are the main groups of solvents used in the oilfields. The aliphatic solvents are straight or ring formed hydrocarbons (diesel, kerosene are mostly used), while the aromatic solvents are compounds containing a carbon ring with delocalized electron double bonding, such as xylene and toluene. Mixing xylene or toluene together with an aliphatic solvent has shown to increase the wax removal efficiency. The addition of surfactants can also serve to enhance the performance of the solvent by increasing the dispersion action on the waxes. Other solvents have shown such as benzene, chlorinated hydrocarbons, and carbon disulfide have shown a good level of success. However, many of these solvents are not environmental friendly. Many also

possess dangerous risks related to low flash points, such as the aromatic solvents, and corrosion problems, as seen with chlorinated hydrocarbons.

Dispersants are a type of surfactant that acts to disperse the wax crystals into the produced oil or water, thereby preventing wax deposition and effect positively on the viscosity and gel strength. Dispersants break up deposited wax into smaller particles capable of being carried in the oil stream. To remediate deposited wax, dispersants can be used continuously or in batch treatments. They generally have a very low pour point making their use suitable for cold climates. These chemicals are used in low concentrations and can be formulated in both aqueous and hydrocarbon solutions, making them relatively safe and inexpensive. Surfactants are a general class of chemicals that are most often used to clean vessels, tanks, pipes, machinery or any place where wax may deposit. Surfactants or dispersants can also be used in combination with hot oil and water treatments [11].

Detergents are the class of the surface active agents that work in the presence of water to water – wet paraffin particles, formation, tubing and flow lines. These formulas break up deposits and prevent them from reaggregation back together further downstream in the system.

Crystal Modifiers. These polymers interfere with the crystal growth and agglomeration processes and therefore inhibit the deposition of paraffin. In addition to paraffin inhibition, they also have a tendency to change the rheological properties of the oil by reducing the pour point, viscosity and yield value of the crude. Crystal Modifiers selection methods are pouring point test, record viscosity vs. temperature, cold finger test, and yield stress value.

Paraffin inhibitors can reduce significant volumes of wax deposition. The effectiveness of the paraffin treatment is dependent on the crude oil composition, inhibitor chemistry, inhibitor dose rate, and the production conditions being treated. Both pressure and temperature can impact the stability of paraffin inhibitor formulations.

The inhibition mechanism of the paraffin inhibitor is the prevention of wax incorporation into the deposit by weakening the deposit. Then shear forces in the

flow can remove weakened wax deposit. It should be noted, that paraffin inhibitors do not provide 100 % inhibition. Therefore, depending on the inhibition levels, some additional methods of remediating wax deposition may still be needed. These methods are usually pigging for flow lines and wire line cutting for wells. When used in conjunction with paraffin inhibitors, the frequency of pigging or wire line operations can be reduced. Also, the pigging and wire line cutting operations may potentially be performed easier since properly selected paraffin inhibitors produce weaker deposits. Hence, with paraffin inhibitor use, the danger of blocking a flow line with a stuck pig can potentially be decreased - both by reducing pigging frequencies and by making softer deposits [8].

To ensure that the chemicals meet field/operator requirements, various qualification tests are performed to qualify a product. Above mentioned a cold finger test is also used to screen for paraffin inhibitors [10].

The chemicals are most effectively applied as early in the production stream as possible. A bad logistics result in the improper addition of a chemical under less than optimal condition, for instance, adding chemicals after the deposition „spot“ may prevent deposition downstream, but the source of the problem goes untreated. So, a chemical injection must be robust.

Mechanical techniques

These techniques include manual stripping, pigging, mechanical vibrations, etc. Mechanical stripping is probably the oldest method known for the removal of heavy hydrocarbon deposits [11].

Mechanically, Scrapers and cutters are used extensively to remove wax deposits from tubing because they can be economical and result in minimal formation damage. The mechanical removal method includes running scrappers in the borehole and pigging in pipelines at an intervention frequency. It is done by mechanically scraping the tubing. Pigging technology is well established, it is most suitable for foams, waxy crude arteries and wax deposit removal. The traditional answer to the problem of wax deposition has been to mechanically clean the pipeline using a pig. A pig is an effectively moving piston driven through the pipe by a pressure differential.

Pigs are generally designed to push any loose material through the pipeline and to apply a mechanical force between the pig and the pipe wall to remove debris. In the North Sea, this technique is widely used for pipelines with high wax content. Pigging frequencies may range from 2-3 days to 3-4 months.

A very important factor for efficient wax pigging is that the pig has small bypass holes that allows the liquid to be 'flushed' through due to the pressure drop across the pig. Before the remediation operation, a pigging program must identify type and numbers of pigs. The use of a non-suitable pig can, in the worst-case scenario lead to full pipeline blockage. As the pig enters the pipeline, it removes the wax deposit on the pipe wall and pushes the wax forward. As the pigging length increase, the volume of wax in front of the pig also increases. Pigs can also be molded in polyurethane foams of various densities. This type of pig is usually bullet shaped and, if a more aggressive cleaning operation is required, bristles or studs can be molded into a hard gel coat. Very hard deposits such as hard wax and scale require a very aggressive tool; usually a metal-bodied pig with tooling attached with brushes, ploughs, scrapers and pin-wheels to increase the efficiency [11].

Thermo-chemical packages

The thermo-chemical packages method utilizes the heat released from an exothermic reaction to melt the wax deposits in down hole or in flow lines. NGS (Nitrogen Generating System) or SGN (expressed in Portuguese as 'SistemaGerador de Nitrogenio') introduced by Petrobras in 1992, is a thermo-chemical cleaning method. This utilizes the localized mixing of two chemicals to produce an exothermic, effervescent reaction that removes deposits. Two nitrogen salt-containing aqueous solutions are mixed in the affected area of the pipeline to produce Nitrogen gas and heat. The NGS process combines thermal, chemical, and mechanical effects by controlling the nitrogen gas generation to comprise the reversible fluidity of wax/paraffin deposits. Petrobras pioneered the use of an exothermic chemical reaction between ammonium chloride and sodium nitrite in an acidic pH to generate heat to melt wax deposits. The Brazilian national oil company successfully removed many blockages by using the NGS. The greatest setback of this technology is that

only those areas near the chemical injection point could be treated because the exothermic reaction would terminate before the chemicals could reach far areas. To overcome this issue, Halliburton developed SureTherm, which controls the onset of the exothermic chemical reaction and generates heat after a calculated delay time. By delaying the exothermic reaction, sufficient time is available for pumping the chemicals into a flow line to a specified location where the generated heat can be used to melt the wax deposits. The maximum temperatures achievable and the target temperatures employed are dependent upon and controlled by two factors, they are pipeline pressure and the concentration of the reactants used. SureTherm can be used online (with production) or offline (flow line shutdown) and has been successfully used once in a field trial for one of Halliburton's clients in West Africa. The SureTherm treatment generated sufficient heat to remove the wax deposits in the pipeline; the time-delay mechanism worked as expected; and the reaction took place in the wax deposition area [10].

Microbes are routinely used for oil spill remediation. In Venezuela and Alaska, microbes were successfully used to clean out wellbores. Based on the reported results of these tests, it is conceivable to assume that this method would be successful for paraffin removal from flow lines.

Any of the methods can be employed after careful consideration of the operating conditions of the well or field; to achieve the efficient results. With sustainability in view, environmentally friendly techniques will be preferred.

The best economic choice is to apply a chemical paraffin inhibitor or glass/plastic coating or lining of tubing.

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результат измерений исходной нефти на ротационном вискозиметре Брукфильда

Температура 293 К (20°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
53,988	0,053988	11,014	1,1014	20,4
53,988	0,053988	12,849	1,2849	23,8
53,589	0,053589	13,665	1,3665	25,5
53,614	0,053614	14,583	1,4583	27,2
53,988	0,053988	16,520	1,6520	30,6
53,689	0,053689	18,254	1,8254	34
53,703	0,053703	19,172	1,9172	35,7
53,489	0,053489	21,823	2,1823	40,8
53,100	0,053100	24,373	2,4373	45,9
53,346	0,053346	25,393	2,5393	47,6
53,189	0,053189	27,126	2,7126	51
Температура 298 К (25°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
45,490	0,045490	9,2800	0,9280	20,4
44,990	0,044990	10,7077	1,0708	23,8
43,991	0,043991	11,2176	1,1218	25,5
43,866	0,043866	11,9315	1,1931	27,2
43,991	0,043991	13,4611	1,3461	30,6
43,491	0,043491	14,7868	1,4787	34
43,419	0,043419	15,5007	1,5501	35,7
42,741	0,042741	17,4383	1,7438	40,8
42,658	0,042658	19,5798	1,9580	45,9
42,634	0,042634	20,2937	2,0294	47,6
42,591	0,042591	21,7214	2,1721	51
Температура 303 К (30°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
37,492	0,037492	7,648	0,7648	20,4
36,849	0,036849	8,770	0,8770	23,8
35,992	0,035992	9,178	0,9178	25,5
35,992	0,035992	9,790	0,9790	27,2
35,659	0,035659	10,912	1,0912	30,6
35,392	0,035392	12,033	1,2033	34
35,135	0,035135	12,543	1,2543	35,7
34,743	0,034743	14,175	1,4175	40,8
34,437	0,034437	15,807	1,5807	45,9
34,064	0,034064	16,215	1,6215	47,6
33,993	0,033993	17,336	1,7336	51

Продолжение таблицы Б.1

Температура 308 К (35°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
30,369	0,030369	8,260	0,8260	27,2
29,860	0,029860	9,137	0,9137	30,6
29,394	0,029394	9,994	0,9994	34
29,137	0,029137	10,402	1,0402	35,7
28,744	0,028744	11,727	1,1727	40,8
28,661	0,028661	13,155	1,3155	45,9
28,280	0,028280	13,461	1,3461	47,6
27,994	0,027994	14,277	1,4277	51
27,744	0,027744	15,093	1,5093	54,4
27,494	0,027494	16,826	1,6826	61,2
27,444	0,027444	18,662	1,8662	68
Температура 313 К (40°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
25,120	0,025120	6,833	0,6833	27,2
23,995	0,023995	7,342	0,7342	30,6
23,995	0,023995	8,158	0,8158	34
23,709	0,023709	8,464	0,8464	35,7
23,745	0,023745	9,688	0,9688	40,8
23,328	0,023328	10,708	1,0708	45,9
23,138	0,023138	11,014	1,1014	47,6
23,195	0,023195	11,829	1,1829	51
23,058	0,023058	12,543	1,2543	54,4
22,828	0,022828	13,971	1,3971	61,2
22,645	0,022645	15,399	1,5399	68

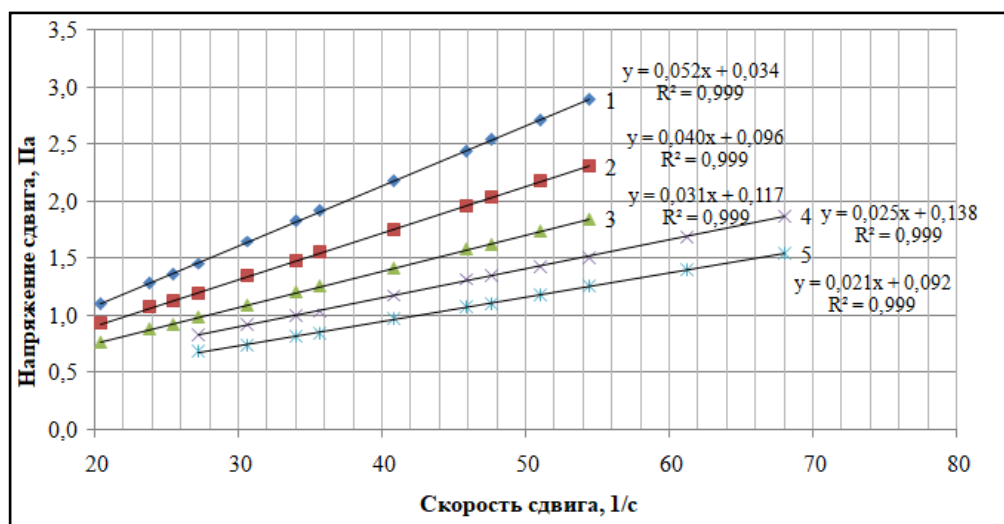


Рисунок Б.1 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига
 1 – при температуре 20°C, 2 – при температуре 25°C, 3 – при температуре 30°C,
 4 – при температуре 35°C, 5 – при температуре 40°C

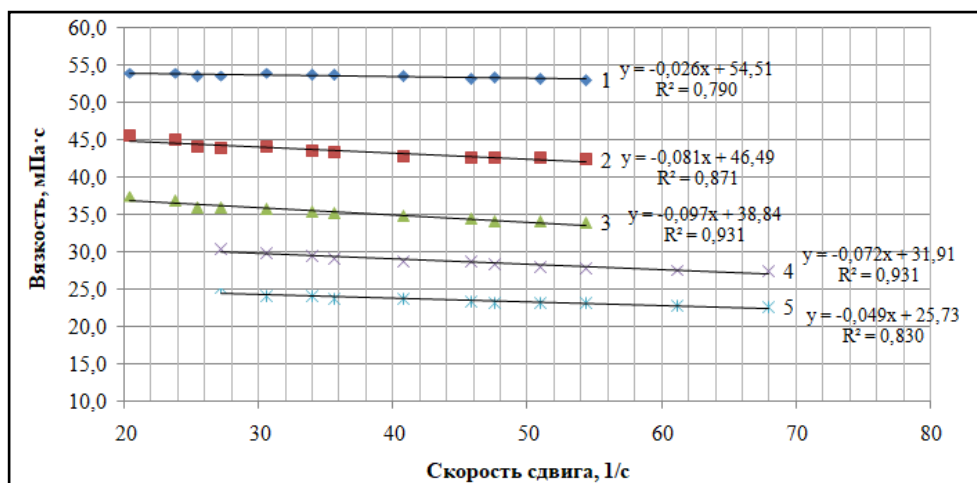


Рисунок Б.2 – Зависимость вязкости от скорости сдвига
 1 – при температуре 20°C, 2 – при температуре 25°C, 3 – при температуре 30°C,
 4 – при температуре 35°C, 5 – при температуре 40°C

Приложение В

Расчет радиуса частиц исходной нефти

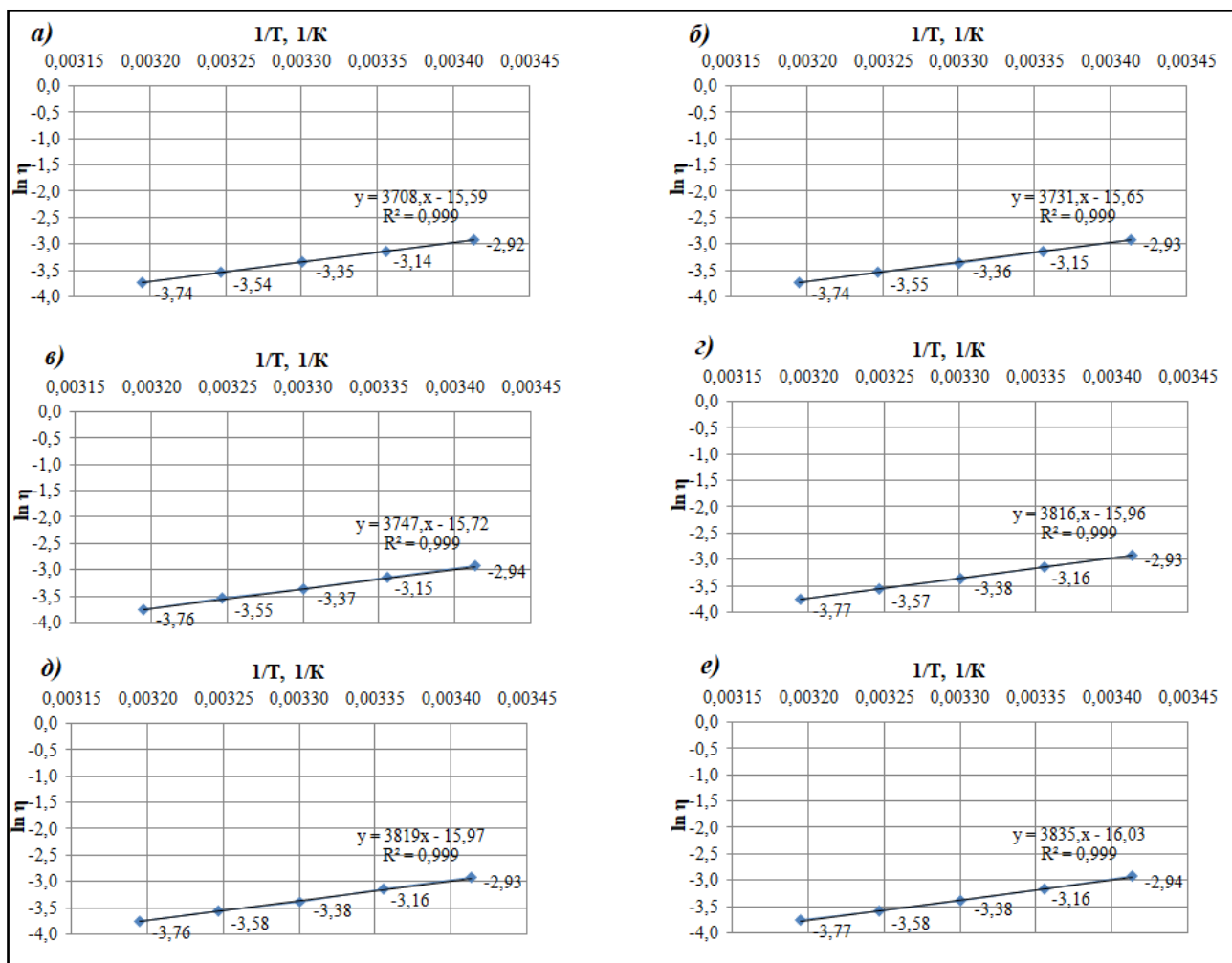


Рисунок В.1 – Зависимости $\ln \eta(1/T)$ для выбранных скоростей сдвига
 а – скорость сдвига 35,7 1/с; б – скорость сдвига 40,8 1/с, в – скорость сдвига 45,9 1/с,
 г – скорость сдвига 47,6 1/с, д – скорость сдвига 51 1/с; е – скорость сдвига 54,4 1/с

Таблица В.1 – Значения предэкспоненциального множителя А и энергии активации вязкого течения Ев

А, Па·с	Ев, Дж/моль
$1,70 \cdot 10^{-7}$	30813,48
$1,60 \cdot 10^{-7}$	31004,61
$1,49 \cdot 10^{-7}$	31137,57
$1,17 \cdot 10^{-7}$	31710,96
$1,16 \cdot 10^{-7}$	31735,89
$1,09 \cdot 10^{-7}$	31868,85

Таблица В.2 – Результат расчета радиуса частиц

Температура 293 К (20°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
53,703	0,053703	19,172	1,9172	35,7	$1,70 \cdot 10^{-7}$	30813,48	890	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,84 \cdot 10^{-8}$	18,422
53,489	0,053489	21,823	2,1823	40,8	$1,60 \cdot 10^{-7}$	31004,61	890	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,71 \cdot 10^{-8}$	17,077
53,100	0,053100	24,373	2,4373	45,9	$1,49 \cdot 10^{-7}$	31137,57	890	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,59 \cdot 10^{-8}$	15,887
53,346	0,053346	25,393	2,5393	47,6	$1,17 \cdot 10^{-7}$	31710,96	890	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,42 \cdot 10^{-8}$	14,198
53,189	0,053189	27,126	2,7126	51,0	$1,16 \cdot 10^{-7}$	31735,89	890	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,38 \cdot 10^{-8}$	13,773
53,051	0,053051	28,860	2,8860	54,4	$1,09 \cdot 10^{-7}$	31868,85	890	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,31 \cdot 10^{-8}$	13,117
Температура 298 К (25°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
43,419	0,043419	15,501	1,5501	35,7	$1,70 \cdot 10^{-7}$	30813,48	886	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,01 \cdot 10^{-8}$	20,140
42,741	0,042741	17,438	1,7438	40,8	$1,60 \cdot 10^{-7}$	31004,61	886	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,88 \cdot 10^{-8}$	18,758
42,658	0,042658	19,580	1,9580	45,9	$1,49 \cdot 10^{-7}$	31137,57	886	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,74 \cdot 10^{-8}$	17,414
42,634	0,042634	20,294	2,0294	47,6	$1,17 \cdot 10^{-7}$	31710,96	886	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,56 \cdot 10^{-8}$	15,595
42,591	0,042591	21,721	2,1721	51,0	$1,16 \cdot 10^{-7}$	31735,89	886	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,51 \cdot 10^{-8}$	15,116
42,366	0,042366	23,047	2,3047	54,4	$1,09 \cdot 10^{-7}$	31868,85	886	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,44 \cdot 10^{-8}$	14,412
Температура 303 К (30°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
35,135	0,035135	12,543	1,2543	35,7	$1,70 \cdot 10^{-7}$	30813,48	883	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,20 \cdot 10^{-8}$	22,010
34,743	0,034743	14,175	1,4175	40,8	$1,60 \cdot 10^{-7}$	31004,61	883	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,05 \cdot 10^{-8}$	20,463
34,437	0,034437	15,807	1,5807	45,9	$1,49 \cdot 10^{-7}$	31137,57	883	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,90 \cdot 10^{-8}$	19,049
34,064	0,034064	16,215	1,6215	47,6	$1,17 \cdot 10^{-7}$	31710,96	883	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,71 \cdot 10^{-8}$	17,130
33,993	0,033993	17,336	1,7336	51,0	$1,16 \cdot 10^{-7}$	31735,89	883	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,66 \cdot 10^{-8}$	16,611
33,930	0,033930	18,458	1,8458	54,4	$1,09 \cdot 10^{-7}$	31868,85	883	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,58 \cdot 10^{-8}$	15,815
Температура 308 К (35°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
29,137	0,029137	10,402	1,0402	35,7	$1,70 \cdot 10^{-7}$	30813,48	879	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,38 \cdot 10^{-8}$	23,819
28,744	0,028744	11,727	1,1727	40,8	$1,60 \cdot 10^{-7}$	31004,61	879	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,22 \cdot 10^{-8}$	22,164
28,661	0,028661	13,155	1,3155	45,9	$1,49 \cdot 10^{-7}$	31137,57	879	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,06 \cdot 10^{-8}$	20,584
28,280	0,028280	13,461	1,3461	47,6	$1,17 \cdot 10^{-7}$	31710,96	879	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,85 \cdot 10^{-8}$	18,529
27,994	0,027994	14,277	1,4277	51,0	$1,16 \cdot 10^{-7}$	31735,89	879	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,80 \cdot 10^{-8}$	18,026
27,744	0,027744	15,093	1,5093	54,4	$1,09 \cdot 10^{-7}$	31868,85	879	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,72 \cdot 10^{-8}$	17,211
Температура 313 К (40°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
23,709	0,023709	8,464	0,8464	35,7	$1,70 \cdot 10^{-7}$	30813,48	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,60 \cdot 10^{-8}$	25,969
23,745	0,023745	9,688	0,9688	40,8	$1,60 \cdot 10^{-7}$	31004,61	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,40 \cdot 10^{-8}$	24,020
23,328	0,023328	10,708	1,0708	45,9	$1,49 \cdot 10^{-7}$	31137,57	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,24 \cdot 10^{-8}$	22,440
23,138	0,023138	11,014	1,1014	47,6	$1,17 \cdot 10^{-7}$	31710,96	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,02 \cdot 10^{-8}$	20,158
23,195	0,023195	11,829	1,1829	51,0	$1,16 \cdot 10^{-7}$	31735,89	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,95 \cdot 10^{-8}$	19,512
23,058	0,023058	12,543	1,2543	54,4	$1,09 \cdot 10^{-7}$	31868,85	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,86 \cdot 10^{-8}$	18,608

Приложение Г

Результаты измерений нефти в присутствии присадки на ротационном вискозиметре Брукфильда

Таблица Г.1 – Результат измерений нефти Герасимовского месторождения при добавлении присадки в концентрации 400 г/т на ротационном вискозиметре Брукфильда

Температура 293 К (20°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
53,489	0,053489	10,912	1,0912	20,4
53,560	0,053560	12,747	1,2747	23,8
53,589	0,053589	13,665	1,3665	25,5
53,614	0,053614	14,583	1,4583	27,2
52,989	0,052989	16,215	1,6215	30,6
53,389	0,053389	18,152	1,8152	34
53,132	0,053132	18,968	1,8968	35,7
52,739	0,052739	21,517	2,1517	40,8
52,655	0,052655	24,169	2,4169	45,9
52,917	0,052917	25,189	2,5189	47,6
52,989	0,052989	27,024	2,7024	51
Температура 298 К (25°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
42,991	0,042991	8,770	0,8770	20,4
42,848	0,042848	10,198	1,0198	23,8
42,391	0,042391	10,810	1,0810	25,5
42,741	0,042741	11,626	1,1626	27,2
42,658	0,042658	13,053	1,3053	30,6
42,291	0,042291	14,379	1,4379	34
41,991	0,041991	14,991	1,4991	35,7
41,891	0,041891	17,092	1,7092	40,8
41,769	0,041769	19,172	1,9172	45,9
41,591	0,041591	19,797	1,9797	47,6
41,563	0,041563	21,197	2,1197	51

Продолжение таблицы Г.1

Температура 303 К (30°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
36,992	0,036992	7,546	0,7546	20,4
36,421	0,036421	8,668	0,8668	23,8
35,592	0,035592	9,076	0,9076	25,5
35,659	0,035659	9,699	0,9699	27,2
35,317	0,035317	10,807	1,0807	30,6
35,093	0,035093	11,931	1,1931	34
34,850	0,034850	12,441	1,2441	35,7
34,243	0,034243	13,971	1,3971	40,8
33,793	0,033793	15,511	1,5511	45,9
33,771	0,033771	16,075	1,6075	47,6
33,743	0,033743	17,209	1,7209	51
Температура 308 К (35°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
29,619	0,029619	8,056	0,8056	27,2
29,160	0,029160	8,923	0,8923	30,6
28,909	0,028909	9,829	0,9829	34
28,594	0,028594	10,208	1,0208	35,7
28,144	0,028144	11,483	1,1483	40,8
27,851	0,027851	12,784	1,2784	45,9
27,572	0,027572	13,124	1,3124	47,6
27,494	0,027494	14,022	1,4022	51
27,357	0,027357	14,882	1,4882	54,4
27,228	0,027228	16,663	1,6663	61,2
27,144	0,027144	18,458	1,8458	68
Температура 313 К (40°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
23,245	0,023245	6,323	0,6323	27,2
22,995	0,022995	7,036	0,7036	30,6
23,395	0,023395	7,954	0,7954	34
23,138	0,023138	8,260	0,8260	35,7
22,995	0,022995	9,382	0,9382	40,8
22,662	0,022662	10,402	1,0402	45,9
22,495	0,022495	10,708	1,0708	47,6
22,395	0,022395	11,422	1,1422	51
22,308	0,022308	12,135	1,2135	54,4
22,162	0,022162	13,563	1,3563	61,2
22,195	0,022195	15,093	1,5093	68

Таблица Г.2 – Результат измерений нефти Герасимовского месторождения при добавлении присадки в концентрации 800 г/т на ротационном вискозиметре Брукфильда

Температура 293 К (20°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
51,989	0,051989	10,606	1,0606	20,4
51,846	0,051846	12,339	1,2339	23,8
51,589	0,051589	13,155	1,3155	25,5
52,114	0,052114	14,175	1,4175	27,2
52,322	0,052322	16,011	1,6011	30,6
52,489	0,052489	17,846	1,7846	34
52,275	0,052275	18,662	1,8662	35,7
51,989	0,051989	21,211	2,1211	40,8
51,989	0,051989	23,863	2,3863	45,9
52,060	0,052060	24,781	2,4781	47,6
51,989	0,051989	26,514	2,6514	51
51,589	0,051589	28,064	2,8064	54,4
Температура 298 К (25°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
42,491	0,042491	8,668	0,8668	20,4
41,991	0,041991	9,994	0,9994	23,8
41,591	0,041591	10,606	1,0606	25,5
41,991	0,041991	11,422	1,1422	27,2
41,325	0,041325	12,645	1,2645	30,6
41,391	0,041391	14,073	1,4073	34
41,420	0,041420	14,787	1,4787	35,7
41,491	0,041491	16,928	1,6928	40,8
41,325	0,041325	18,968	1,8968	45,9
41,134	0,041134	19,580	1,9580	47,6
40,991	0,040991	20,906	2,0906	51
41,054	0,041054	22,333	2,2333	54,4

Продолжение таблицы Г.2

Температура 303 К (30°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
34,993	0,034993	7,138	0,7138	20,4
34,707	0,034707	8,260	0,8260	23,8
33,593	0,033593	8,566	0,8566	25,5
34,493	0,034493	9,382	0,9382	27,2
33,993	0,033993	10,402	1,0402	30,6
33,593	0,033593	11,422	1,1422	34
33,707	0,033707	12,033	1,2033	35,7
33,493	0,033493	13,665	1,3665	40,8
33,326	0,033326	15,297	1,5297	45,9
33,207	0,033207	15,807	1,5807	47,6
32,993	0,032993	16,826	1,6826	51
32,806	0,032806	17,846	1,7846	54,4
Температура 308 К (35°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
27,744	0,027744	7,546	0,7546	27,2
27,328	0,027328	8,362	0,8362	30,6
27,294	0,027294	9,280	0,9280	34
27,137	0,027137	9,688	0,9688	35,7
26,994	0,026994	11,014	1,1014	40,8
26,883	0,026883	12,339	1,2339	45,9
26,994	0,026994	12,849	1,2849	47,6
26,794	0,026794	13,665	1,3665	51
26,807	0,026807	14,583	1,4583	54,4
26,828	0,026828	16,418	1,6418	61,2
26,694	0,026694	18,152	1,8152	68
Температура 313 К (40°C)				
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с
22,870	0,022870	6,221	0,6221	27,2
22,662	0,022662	6,935	0,6935	30,6
22,795	0,022795	7,750	0,7750	34
22,567	0,022567	8,056	0,8056	35,7
22,495	0,022495	9,178	0,9178	40,8
22,217	0,022217	10,198	1,0198	45,9
22,067	0,022067	10,504	1,0504	47,6
21,995	0,021995	11,218	1,1218	51
21,933	0,021933	11,931	1,1931	54,4
21,662	0,021662	13,257	1,3257	61,2
21,595	0,021595	14,685	1,4685	68

Приложение Д

Расчет радиуса частиц нефти в присутствии присадок

1. Герасимовская нефть при добавлении присадки в концентрации 400 г/т

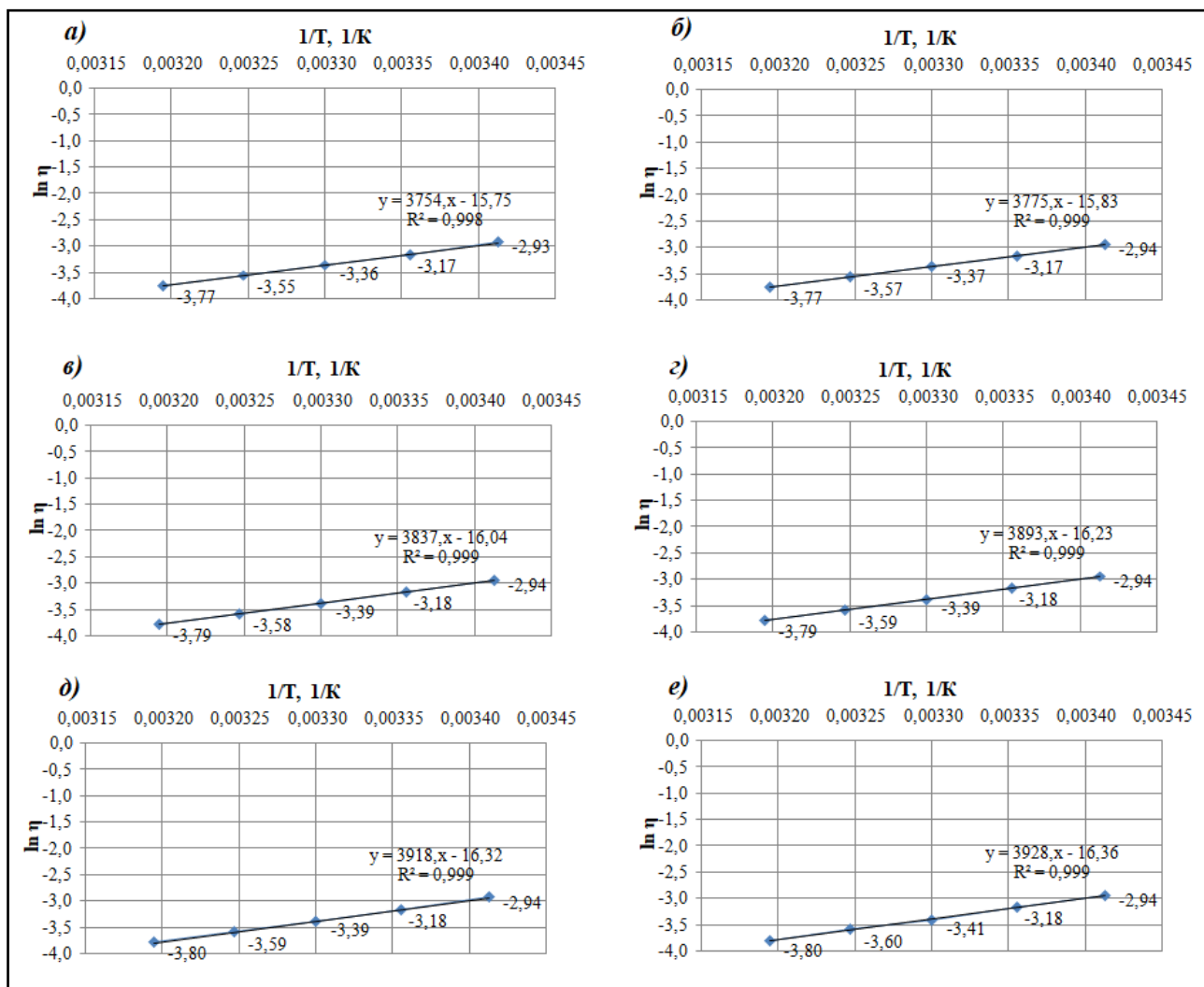


Рисунок Д.1 – Зависимости $\ln \eta(1/T)$ для выбранных скоростей сдвига
 а – скорость сдвига 35,7 1/с; б – скорость сдвига 40,8 1/с, в – скорость сдвига 45,9 1/с,
 г – скорость сдвига 47,6 1/с, д – скорость сдвига 51 1/с; е – скорость сдвига 54,4 1/с

Таблица Д.1 – Значения предэкспоненциального множителя А и энергии активации вязкого течения Ев

А, Па·с	Ев, Дж/моль
$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74
$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25
$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47
$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83
$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58
$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68

Таблица Д.2 – Резултат расчета радиуса частиц

Температура 293 К (20°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
53,132	0,053132	18,968	1,8968	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,74 \cdot 10^{-8}$	17,354
52,739	0,052739	21,517	2,1517	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,60 \cdot 10^{-8}$	15,981
52,655	0,052655	24,169	2,4169	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,40 \cdot 10^{-8}$	14,026
52,917	0,052917	25,189	2,5189	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,28 \cdot 10^{-8}$	12,786
52,989	0,052989	27,024	2,7024	51	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,20 \cdot 10^{-8}$	11,992
52,864	0,052864	28,758	2,8758	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,15 \cdot 10^{-8}$	11,512
Температура 298 К (25°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
41,991	0,041991	14,991	1,4991	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,91 \cdot 10^{-8}$	19,146
41,891	0,041891	17,092	1,7092	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,76 \cdot 10^{-8}$	17,595
41,769	0,041769	19,172	1,9172	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,55 \cdot 10^{-8}$	15,451
41,591	0,041591	19,797	1,9797	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,41 \cdot 10^{-8}$	14,138
41,563	0,041563	21,197	2,1197	51,0	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,33 \cdot 10^{-8}$	13,270
41,429	0,041429	22,537	2,2537	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,27 \cdot 10^{-8}$	12,743
Температура 303 К (30°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
34,850	0,034850	12,441	1,2441	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,07 \cdot 10^{-8}$	20,713
34,243	0,034243	13,971	1,3971	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,92 \cdot 10^{-8}$	19,152
33,793	0,033793	15,511	1,5511	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,69 \cdot 10^{-8}$	16,887
33,771	0,033771	16,075	1,6075	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,54 \cdot 10^{-8}$	15,430
33,743	0,033743	17,209	1,7209	51,0	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,45 \cdot 10^{-8}$	14,484
33,064	0,033064	17,987	1,7987	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,40 \cdot 10^{-8}$	14,004
Температура 308 К (35°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
28,594	0,028594	10,208	1,0208	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,25 \cdot 10^{-8}$	22,511
28,144	0,028144	11,483	1,1483	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,08 \cdot 10^{-8}$	20,799
27,851	0,027851	12,784	1,2784	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,83 \cdot 10^{-8}$	18,320
27,572	0,027572	13,124	1,3124	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,68 \cdot 10^{-8}$	16,802
27,494	0,027494	14,022	1,4022	51,0	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,58 \cdot 10^{-8}$	15,784
27,357	0,027357	14,882	1,4882	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,52 \cdot 10^{-8}$	15,168
Температура 313 К (40°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	r	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
23,138	0,023138	8,260	0,8260	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,46 \cdot 10^{-8}$	24,598
22,995	0,022995	9,382	0,9382	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,26 \cdot 10^{-8}$	22,640
22,662	0,022662	10,402	1,0402	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,00 \cdot 10^{-8}$	19,975
22,495	0,022495	10,708	1,0708	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,83 \cdot 10^{-8}$	18,299
22,395	0,022395	11,422	1,1422	51,0	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,72 \cdot 10^{-8}$	17,202
22,308	0,022308	12,135	1,2135	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,65 \cdot 10^{-8}$	16,524

2. Герасимовская нефть при добавлении присадки в концентрации 800 г/т

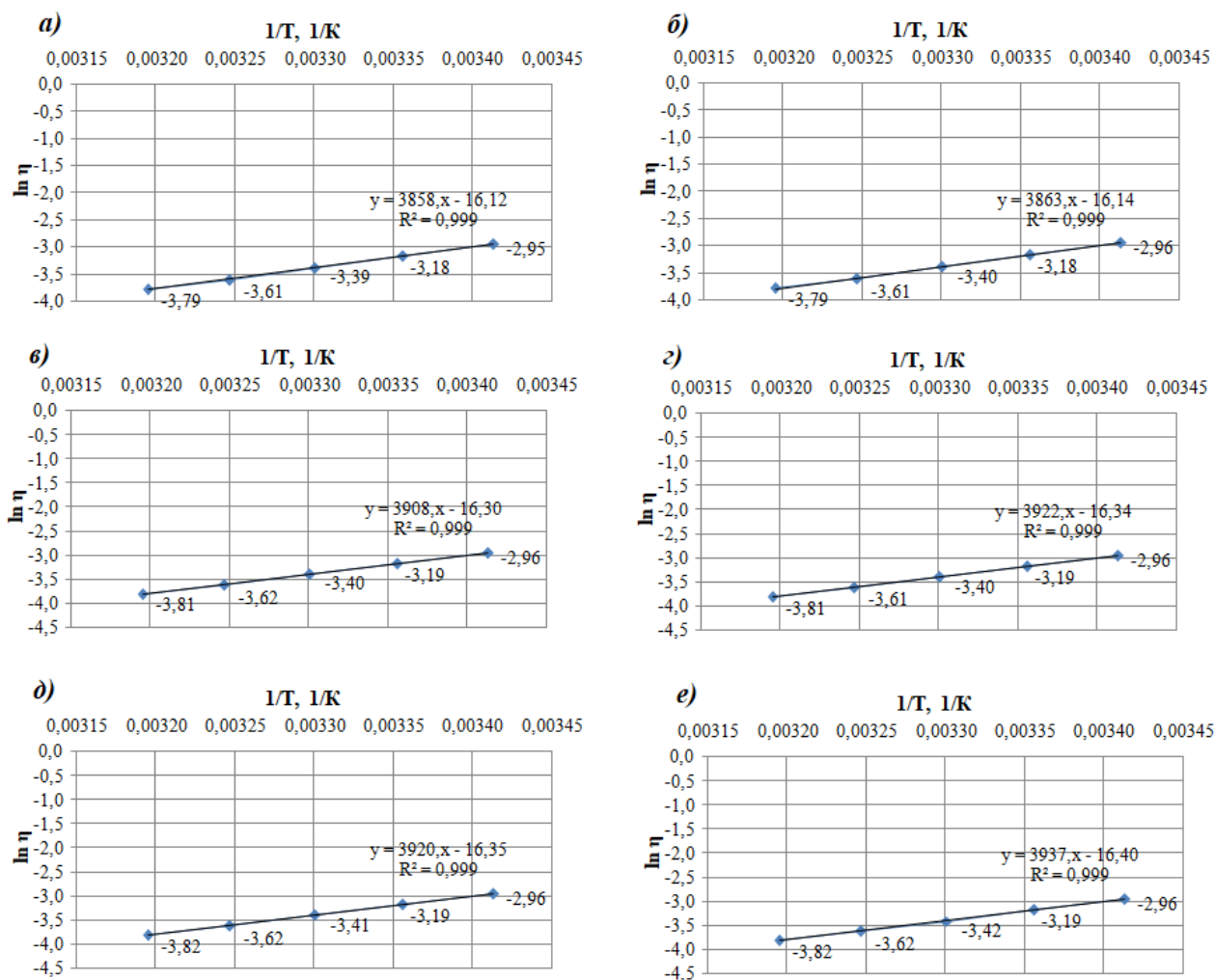


Рисунок Д.3 – Зависимости $\ln \eta(1/T)$ для выбранных скоростей сдвига
 а – скорость сдвига 35,7 1/с; б – скорость сдвига 40,8 1/с, в – скорость сдвига 45,9 1/с,
 г – скорость сдвига 47,6 1/с, д – скорость сдвига 51 1/с; е – скорость сдвига 54,4 1/с

Таблица Д.3 – Значения предэкспоненциального множителя А и энергии активации вязкого течения Ев

А, Па·с	Ев, Дж/моль
$9,98 \cdot 10^{-8}$	32059,98
$9,78 \cdot 10^{-8}$	32101,53
$8,34 \cdot 10^{-8}$	32475,48
$8,01 \cdot 10^{-8}$	32591,82
$7,93 \cdot 10^{-8}$	32575,20
$7,54 \cdot 10^{-8}$	32716,47

Таблица Д.4 – Результат расчета радиуса частиц

Температура 293 К (20°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	г	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
52,275	0,052275	18,662	1,8662	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,51 \cdot 10^{-8}$	15,064
51,989	0,051989	21,211	2,1211	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,42 \cdot 10^{-8}$	14,198
51,989	0,051989	23,863	2,3863	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,27 \cdot 10^{-8}$	12,705
52,060	0,052060	24,781	2,4781	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,23 \cdot 10^{-8}$	12,316
51,989	0,051989	26,514	2,6514	51	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,19 \cdot 10^{-8}$	11,939
51,589	0,051589	28,064	2,8064	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	889,8	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,14 \cdot 10^{-8}$	11,440
Температура 298 К (25°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	г	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
41,420	0,041420	14,787	1,4787	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,66 \cdot 10^{-8}$	16,603
41,491	0,041491	16,928	1,6928	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,56 \cdot 10^{-8}$	15,603
41,325	0,041325	18,968	1,8968	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,40 \cdot 10^{-8}$	13,985
41,134	0,041134	19,580	1,9580	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,36 \cdot 10^{-8}$	13,589
40,991	0,040991	20,906	2,0906	51,0	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,32 \cdot 10^{-8}$	13,185
41,054	0,041054	22,333	2,2333	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	886,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,26 \cdot 10^{-8}$	12,587
Температура 303 К (30°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	г	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
33,707	0,033707	12,033	1,2033	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,81 \cdot 10^{-8}$	18,104
33,493	0,033493	13,665	1,3665	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,71 \cdot 10^{-8}$	17,069
33,326	0,033326	15,297	1,5297	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,53 \cdot 10^{-8}$	15,304
33,207	0,033207	15,807	1,5807	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,49 \cdot 10^{-8}$	14,865
32,993	0,032993	16,826	1,6826	51,0	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,44 \cdot 10^{-8}$	14,440
32,806	0,032806	17,846	1,7846	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	882,9	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,38 \cdot 10^{-8}$	13,825
Температура 308 К (35°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	г	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
27,137	0,027137	9,688	0,9688	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,98 \cdot 10^{-8}$	19,824
26,994	0,026994	11,014	1,1014	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,87 \cdot 10^{-8}$	18,683
26,883	0,026883	12,339	1,2339	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,67 \cdot 10^{-8}$	16,746
26,994	0,026994	12,849	1,2849	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,62 \cdot 10^{-8}$	16,215
26,794	0,026794	13,665	1,3665	51,0	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,58 \cdot 10^{-8}$	15,758
26,807	0,026807	14,583	1,4583	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	879,4	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,50 \cdot 10^{-8}$	15,049
Температура 313 К (40°C)										
Viscosity		Shear Stress		Shear Rate	A	Ев	ρ	k	г	
сПз	Пас	Д/см ²	Па	1/с	Па·с	Дж/моль	кг/м ³	Дж/К	м	нм
22,567	0,022567	8,056	0,8056	35,7	$1,44 \cdot 10^{-7}$	31195,74	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,14 \cdot 10^{-8}$	21,427
22,495	0,022495	9,178	0,9178	40,8	$1,33 \cdot 10^{-7}$	31370,25	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$2,02 \cdot 10^{-8}$	20,177
22,217	0,022217	10,198	1,0198	45,9	$1,08 \cdot 10^{-7}$	31885,47	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,81 \cdot 10^{-8}$	18,145
22,067	0,022067	10,504	1,0504	47,6	$8,94 \cdot 10^{-8}$	32350,83	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,76 \cdot 10^{-8}$	17,647
21,995	0,021995	11,218	1,1218	51,0	$8,17 \cdot 10^{-8}$	32558,58	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,71 \cdot 10^{-8}$	17,120
21,933	0,021933	11,931	1,1931	54,4	$7,85 \cdot 10^{-8}$	32641,68	876	$1,38 \cdot 10^{-23}$	$1,64 \cdot 10^{-8}$	16,372