

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ А (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276:665.6.035.6(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Пономарева Ульяна Вячеславовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2022 г.

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<p>Применение фундаментальных знаний</p>	<p>ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания</p>	<p>И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов</p>
		<p>И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования</p>
<p>Техническое проектирование</p>	<p>ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений</p>	<p>И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы</p>
		<p>И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные</p>
		<p>И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам</p>
		<p>И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и</p>

		пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной

	технологии	безопасности И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах</p> <p>добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				газа
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазового промышленного оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Пономаревой Ульяне Вячеславовне

Тема работы:

Анализ реологических свойств аномальной нефти на примере месторождения А (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 09.03.2022 №68-66/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о реологии нефти 2. Способы снижения вязкости тяжёлой нефти 3. Влияние деэмульгатора на реологические свойства аномальной нефти 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.т.н., доцент, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
Реология нефти
Технология подготовки нефти на месторождении А
Влияние деэмульгатора на реологические свойства аномальной нефти месторождения А
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Пономарева Ульяна Вячеславовна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 97 с., 26 рис., 37 табл., 24 источников.

Ключевые слова: реология, деэмульгатор, аномальная нефть, энергия активации вязкого течения, радиус частиц.

Объектом исследования являются реологические свойства нефти месторождения А.

Цель работы – изучение реологических характеристик аномальной нефти в определённом диапазоне температур и с различными дозировками деэмульгатора.

В процессе исследования изучалось воздействие деэмульгатора на вязкость водонефтяной эмульсии при различных температурах, проводился расчет энергии активации вязкого течения и радиусов частиц нефти.

В результате исследования была выявлена наиболее эффективная дозировка деэмульгатора и температура, при которых вязкость принимает наименьшие значения.

Область применения: месторождение А (Томская область).

Потенциальная экономическая эффективность связана с уменьшением расхода деэмульгатора.

Данные исследования имеют практическое значение для предприятия, ведущего добычу нефти на месторождении А.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БКНС – блочная кустовая насосная станция

ВВН – высоковязкая нефть

В/М – эмульсия типа «вода в масле»

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ДНС – дожимная насосная станция

КСУ – концевая сепарационная установка

М/В – эмульсия типа «масло в воде»

НВП – насос внутренней перекачки

НВС – насос внешней откачки

НГС – нефтегазовый сепаратор

ПАВ – поверхностно-активные вещества

СППК – спускной пружинный предохранительный клапан

ССЕ – сложная структурная единица

УДХ – установка дозирования химреагентов

УПН – установка подготовки нефти

УПСВ – установка предварительного сброса воды

ФВД – факел высокого давления

ФНД – факел низкого давления

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	19
1 РЕОЛОГИЯ НЕФТИ	19
1.1 Общие сведения о вязкости нефти	19
1.2 Реологические свойства нефти	21
1.3 Реология тяжёлой нефти	24
1.4 Способы снижения вязкости тяжёлой нефти	28
2 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ А.....	35
2.1 Описание технологического процесса.....	35
2.2 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов и готовой продукции	21
3 ВЛИЯНИЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ А.....	46
3.1 Описание и процесс исследования.....	46
3.2 Результаты измерения вязкости нефти.....	49
3.3 Определение энергии активации вязкого течения и радиусов частиц нефти.....	53
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	60
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	60
4.1.2 SWOT-анализ	60
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	65

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	60
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	60
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	60
4.3 Бюджет научно технического исследования (НТИ)	71
4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	71
4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования.....	72
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	73
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды.....	74
4.3.5 Накладные расходы	75
4.3.6 Формирование бюджета НИР.....	75
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования Формирование бюджета НИР	76
4.5 Выводы по разделу	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	60
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	83
5.2 Производственная безопасность	84
5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	85
5.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	89
5.3 Экологическая безопасность	91
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
ЗАКЛЮЧЕНИЯ.....	94
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	95

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день, в связи с неуклонным истощением запасов легких, маловязких нефтей, все большее значение приобретает необходимость введения в разработку месторождений трудноизвлекаемых запасов, таких как высоковязкие нефти и природные битумы.

В Российской Федерации более 70 % высоковязких нефтей приурочены к 5 регионам: Пермская область (более 31 %), Татарстан (12,8 %), Самарская область (9,7 %), Башкортостан (8,6 %) и Тюменская область (8,3 %) [1].

Эксплуатация месторождений высоковязких нефтей (ВВН) значительно отличается от эксплуатации месторождений легкой нефти и перенос традиционных технологий разработки месторождений на объекты ВВН, как правило, не дает положительных результатов. Таким образом, необходимы новые подходы в области разработки технологий добычи ВВН [2].

Вязкость является одним из важнейших параметров жидкостей и газов, учёт которого необходим при добыче, транспорте и переработке нефти, газа, газоконденсата. Вязкость зависит от соотношения фаз, скорости течения, степени дисперсности и многих других факторов. Изучением сопротивления перемещению и деформации вещества занимается наука – реология, методы которой получают широкое распространение, как в исследовательской деятельности, так и на производстве при решении технологических задач.

Целью данной работы является изучение реологических характеристик аномальной нефти в определённом диапазоне температур и с различными дозировками деэмульгатора.

Объектом исследования является нефть месторождения А Томской области.

Предметом исследования является выявление наиболее эффективной температуры и дозировки деэмульгатора для снижения вязкости нефти месторождения А.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. провести обзорный анализ способов снижения вязкости тяжёлой нефти;
2. изучить воздействие деэмульгатора на реологические свойства высоковязкой нефти в лабораторных условиях;
3. на основе полученных данных выбрать оптимальную температуру и наиболее эффективную концентрацию деэмульгатора.

1 РЕОЛОГИЯ НЕФТИ

Нефть представляет собой сложную систему, состоящую из компонентов с разным составом и свойствами. В составе нефти преобладают углерод и водород. Кроме них заметное место занимают кислород, сера и азот. Углерод находится в количестве от 83 до 87 %, водород составляет 12 – 14 %. Содержание серы, кислорода и азота в нефти, каждого в отдельности, не превышает 2 % (хотя есть примеры и более высокого содержания серы) [3]. Состав нефти полностью определяет её физико-химические свойства.

В нефтях содержатся в малых количествах минеральные вещества, вода и механические примеси, которые в свою очередь оказывают влияние на реологию данной нефти.

1.1 Общие сведения о вязкости нефти

Вязкость определяется как мера сопротивления течению. Её основными количественными характеристиками являются динамический коэффициент вязкости (η) и кинематический коэффициент вязкости (ν). Данные коэффициенты связаны соотношением (1.1):

$$\nu = \eta / \rho, \quad (1.1)$$

где ρ – плотность среды.

В физической системе единиц (СГС) динамический коэффициент вязкости выражают в пуазах (П), равных $1 \text{ П} = 1 \text{ г}/(\text{см} \cdot \text{с})$. Обычно пользуются в сто раз меньшей единицей – сантипуазом (сП), которой соответствует динамическая вязкость воды при $20,2 \text{ }^\circ\text{C}$ и нормальном давлении.

В Международной системе (СИ) единицей динамической вязкости является Паскаль-секунда, равная 10^3 сантипуаз:

$$1 \text{ Па} \cdot \text{с} = 1 \text{ Н} \cdot \frac{\text{с}}{\text{м}^2} = 1 \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}) = 10 \text{ П}.$$

Коэффициент кинематической вязкости выражается в см²/с, м²/с; величину, равную 1 см²/с, называют стоксом (Ст), а в сто раз меньшую – сантистоксом.

Динамический и кинематический коэффициенты вязкости, как жидкостей, так и газов, в значительной мере зависят от температуры. При этом, как правило, вязкость жидкостей убывает с возрастанием температуры, в то время как вязкость газов обычно увеличивается [4].

Первичная классификация нефтей делит их на легкие (или традиционные), тяжелые, сверхтяжелые и битумы (к которым добавляют нефтеносные пески). Количественная мера этой градации – показатель плотности по API (American Petroleum Institute), который вычисляется по формуле (1.2) [2]:

$$API = \frac{141,5}{\gamma} - 131,5, \quad (1.2)$$

где плотность γ , входящая в эту формулу, измеряется при 60 °F (15,6 °C).

К легким нефтям относят продукты с API > 22,3. Тяжелые нефти характеризуются значениями 10 < API < 22,3; для сверхтяжелых API < 10 и эти значения соответствуют средам тяжелее воды.

Классификация нефти по вязкости представлена в таблице 1.1 [5].

Таблица 1.1 – Классификация нефти по вязкости

Нефть незначительной вязкости	$\mu < 1$ мПа·с
Маловязкая нефть	$1 \text{ мПа}\cdot\text{с} < \mu < 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$
Нефть повышенной вязкости	$5 \text{ мПа}\cdot\text{с} < \mu < 25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$
Высоковязкая нефть	$25 \text{ мПа}\cdot\text{с} < \mu < 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$
Сверхвязкая нефть (СВН)	$\mu > 30$ мПа·с

Вязкость нефти зависит от содержания в ней газообразных, жидких и твердых веществ, а также от степени дисперсности последних, по которым нефть относят к коллоидным системам. Дисперсную фазу этой системы составляют твердые компоненты, а дисперсионную среду – жидкие углеводороды с растворенными в них газами. При большой концентрации в

нефти твердой дисперсной фазы нефть обладает четко выраженными свойствами коллоидных растворов.

Известно, что подобные аномалии вязкости обусловлены образованием в жидкости структуры из твердых частиц (механических примесей) или высокомолекулярных веществ, таких как смолистоасфальтовых веществ (САВ), парафина, органических поверхностно-активных веществ (ПАВ), металлопорфириновых комплексов.

Причиной аномалии вязкости нефтей с большим содержанием САВ может быть образование объемной структурной сетки из частиц асфальтенов, смол, парафинов [2].

Таблица 1.2 – Характеристики пластовых нефтей различной вязкости [6]

Вязкость, Па·с	Плотность, г/см ³	Содержание, %		
		масел	смол	асфальтенов
0,03–0,1	0,838–0,929	66,2–99,0	0,2–26,0	0,1–8,7
0,10–0,5	0,882–0,955	35,7–85,7	9,8–60,0	0,4–11,3
более 0,5	0,924–0,998	22,4–87,8	11,5–72,0	0,4–14,3

Высоковязкие нефти не имеют строгого количественного определения. Это касается как нижней, так и верхней границ величин вязкости, которые определяются главным образом с технологических позиций. К высоковязким относят нефти с $\mu_n \geq 0,03$ Па·с в пластовых условиях [5].

Тяжелые нефти и природные битумы характеризуются как негативное для традиционной нефтепереработки сырье в основном за счет повышенного содержания асфальтенов, смол, гетероатомных сера-, азот-, кислородсодержащих соединений.

1.2 Реологические свойства нефти

Реология – это наука о деформациях и течении материальных систем. Термин «реология» («реос» – течение; «логос» – учение) появился в середине 30-х годов XX века. Реология изучает механические свойства систем по

проявлению деформации под действием внешних напряжений. Методы реологии широко используют для исследования молекулярных структур и для описания вязких свойств различных систем [4].

Реологическими свойствами, определение которых позволяет описывать процесс течения систем, являются вязкость, напряжение сдвига и скорость сдвига [4].

Рассмотрим схему течения жидкости между двумя плоскостями (рисунок 1.1). Течение в слое жидкости вызывает деформирующее усилие F , приложенное к площади S , которая находится на границе раздела верхней плоскости и жидкости под ней.

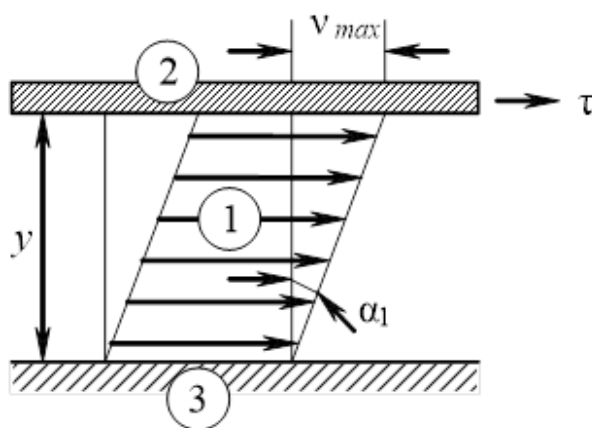


Рисунок 1.1 – Течение между двумя параллельными плоскостями

1 – система, подвергаемая сдвигу; 2 – движущаяся плоскость с площадью A ; 3 – неподвижная плоскость

Основной закон вискозиметрии (1.3), описывающий течение идеальной жидкости, сформулировал Исаак Ньютон:

$$\tau = \eta \cdot \dot{\gamma}, \quad (1.3)$$

где τ – напряжение сдвига, Па;

η – коэффициент вязкости, Па·с;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, сек⁻¹.

Напряжение сдвига τ равно силе F , приложенной к площади S , являющейся поверхностью раздела фаз между пластиной прибора, передающего усилие, и жидкостью, приводящей к течению в жидком слое (1.4):

$$\tau = F/S, \quad (1.4)$$

где F – деформирующее усилие, Н;

S – площадь поверхности, м².

Если для жидкости выполняется закон Ньютона, то есть при увеличении напряжения сдвига скорость сдвига увеличивается пропорционально и наоборот, то такие жидкости называются «ньютоновскими» (рисунок 1.2). А если увеличение напряжение сдвига вызывает непропорциональное увеличение скорости сдвига и наоборот, то такие жидкости называются «неньютоновскими» (рисунок 1.3).

Для отображения результатов, характеризующих поведение жидкости при течении, изображается графическая зависимость $\tau = f(\dot{\gamma})$, которая называется «кривой течения». А зависимость $\eta = f(\dot{\gamma})$ называется «реологической кривой». Данные зависимости представлены на рисунке 1.2.

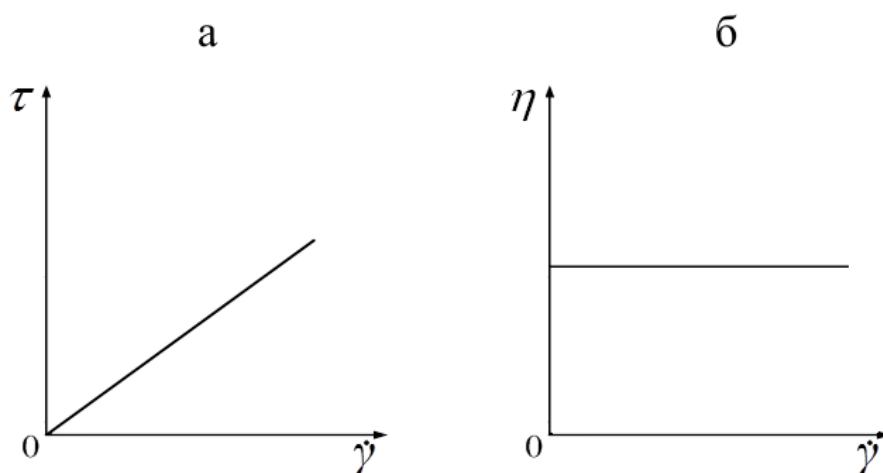


Рисунок 1.2 – Кривая течения (а) и реологическая кривая (б) ньютоновской жидкости

Среди «неньютоновских» жидкостей можно выделить несколько типов. Если при увеличении скорости сдвига вязкость жидкости уменьшается, то такая жидкость называется псевдопластической (например, высокосмолистые нефти или растворы полимеров). Если вязкость жидкости увеличивается при увеличении скорости сдвига, то такая жидкость называется дилатантной (например, цементный раствор). Если жидкость имеет определённый предел

текучести, то есть до некоторого значения приложенного напряжения сдвига система не течет, а после его превышения начинает необратимо деформироваться, то она называется вязкопластичным телом или бингамовским пластиком.

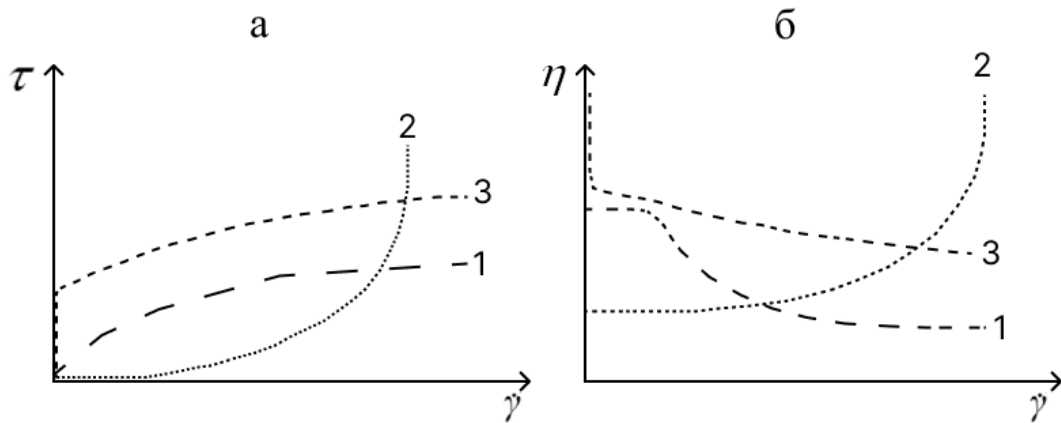


Рисунок 1.3 – Кривые течения (а) и реологические кривые (б) неньютоновских жидкостей: 1 – псевдопластичная жидкость, 2 – дилатантная жидкость, 3 – вязкопластичная жидкость

Для аналитического описания поведения неньютоновских жидкостей часто используют формульное уравнение Освальда де Виля (1.5):

$$\tau = (K \cdot \dot{\gamma})^n, \quad (1.5)$$

где K – коэффициент густоты потока;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига;

n – индекс текучести.

Если $n < 1$, то флюид относится к псевдопластическим, если $n = 1$ – к ньютоновским жидкостям, а если $n > 1$ – к дилатантным.

1.3 Реология тяжёлой нефти

Сырая нефть и тяжелые нефтепродукты относятся к неньютоновским жидкостям, причем, если сырая нефть характеризуется свойствами бингамовских жидкостей, то тяжелые нефтепродукты и нефтяной шлам описываются степенными законами. Согласно количественной структуре,

сырую нефть трудно отнести к суспензиям или эмульсиям в классическом смысле, поэтому такую нефть можно представить как сложную смесь суспензий и эмульсий. Неньютоновские жидкости, прежде всего неньютоновские нефти, характеризуются тем, что характер и закономерности их течения предопределяются особым влиянием градиента скорости на сопротивление сдвига.

Общее уравнение, с помощью которого описывается реологическая кривая для неньютоновских жидкостей (1.6):

$$\tau = \tau_0 + \eta_{\text{эф}} \cdot \left(\frac{dV}{dy}\right)^n = \tau_0 + \eta_{\text{эф}} \cdot \dot{\gamma}, \quad (1.6)$$

где τ_0 – предел текучести;

$\eta_{\text{эф}}$ – эффективная вязкость;

$\dot{\gamma} = dV/dy$ – градиент скорости,

n – показатель степени.

Высокопарафинистые нефти, тяжелые нефти, нефти с большим содержанием твердой фазы (глина, песок и частиц парафина т.д.) и капель воды всегда имеют предельное напряжение сдвига. Одним из основных показателей тиксотропных жидкостей является период тиксотропии, т.е. время восстановления текучести, которая отличается для различных типов жидкостей. Примерами таких структур могут являться различные виды красок, тонкодисперсные глиняные и бентонитовые суспензии, широко используемые при бурении нефтяных скважин. К следующей группе нестационарных жидкостей относятся вязкоупругие или максвелловские жидкости, которые текут под действием напряжения сдвига, но после снятия напряжения восстанавливают свою прежнюю форму. Примерами вязкоупругих жидкостей являются смолы, асфальтены и вещества тестообразной структуры.

Иногда следствием такой нестационарности являются изменения свойств жидкости с течением времени.

Некоторые жидкости, обладая пределом текучести и являясь бингамовскими, при повышении напряжения сдвига проявляют псевдопластические свойства, а при дальнейшем повышении напряжения могут вести себя как дилатантные жидкости. Таким образом, в практике встречаются жидкости самых разных непостоянных свойств, каждая из которых находит свое практическое применение [7].

К настоящему времени выдвинуто множество концепций и моделей для описания сдвигового течения дисперсных систем, в результате чего, имеется большое разнообразие зависимостей эффективной вязкости от напряжения сдвига и скорости сдвига. Ниже, в таблице 1.3 приведены характерные модели течения высококонцентрированных жидкостей.

Таблица 1.3 – Реологические модели для неньютоновских жидкостей

№	Уравнение	Формула
1	Бингама	$\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}, \tau > \tau_0$ $\dot{\gamma} = 0, \tau < \tau_0$
2	Кэссона	$\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + \eta\dot{\gamma}^{1/2}, \tau > \tau_0$ $\dot{\gamma} = 0, \tau < \tau_0$
3	Гершеля-Балкли	$\tau = \text{sign}\tau_0 + k \dot{\gamma} ^{n-1}\dot{\gamma}^n, \tau > \tau_0$ $\dot{\gamma} = 0, \tau < \tau_0$
4	Шульмана	$\tau^{1/n} = \tau_0^{1/n} + (\eta\dot{\gamma})^{1/n}, \tau > \tau_0$ $\dot{\gamma} = 0, \tau < \tau_0$
5	Освальда де Вилля	$\tau = k \cdot \dot{\gamma} ^{n-1}\dot{\gamma}^n$
6	Шведова – Бингама	$\tau = \tau_0 \text{sign}\dot{\gamma} + \eta\dot{\gamma}$

Несмотря на сложный многокомпонентный состав, как общее правило, тяжелые нефти в широком диапазоне температур ведут себя практически как ньютоновские жидкости в широком диапазоне скоростей и напряжений сдвига (рисунок 1.4).

Таким образом, вязкость тяжелой нефти не зависит от напряжения (и скорости) сдвига, но в зависимости от температуры она изменяется в очень широких пределах. Даже при очень низких температурах тяжелая нефть течет, но ее вязкость чрезвычайно высока.

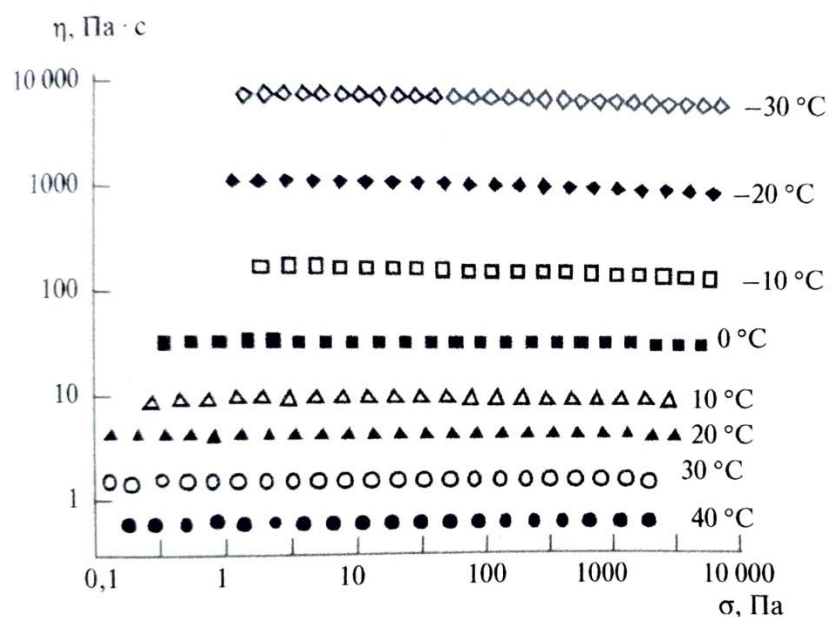


Рисунок 1.4 – Вязкость образца тяжёлой нефти в широком диапазоне температур [8]

По мере появления воды в добываемой продукции происходят изменения в реологических свойствах нефти. Эти изменения до уровня обводнения 35–40 % незначительны и существенного влияния не оказывают. Однако при дальнейшем увеличении содержания воды в добываемой продукции начинает образовываться устойчивая высоковязкая эмульсия вода в нефти, обладающая структурообразующими и тиксотропными свойствами (рисунок 1.5).

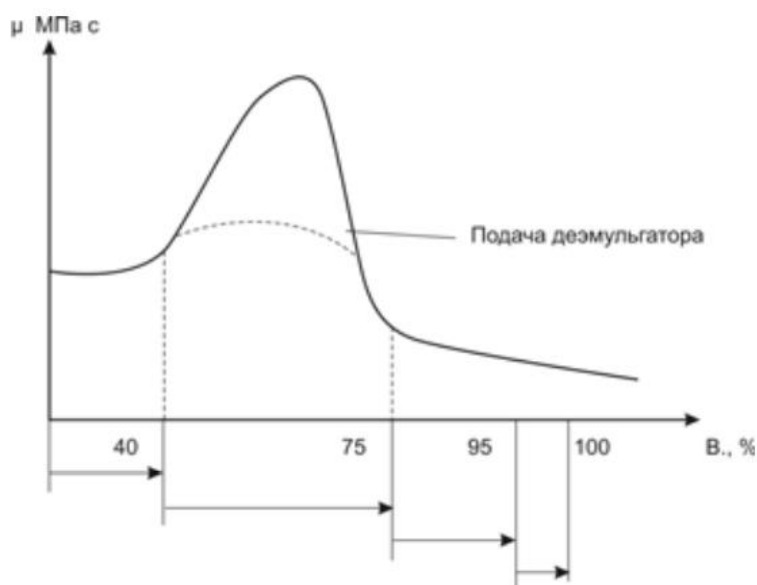


Рисунок 1.5 – Зависимость вязкости нефти от содержания воды [9]

Максимальная вязкость этой эмульсии, превышающая вязкость нефти в десятки и сотни раз, достигается при обводнении 55–65 %. При достижении обводнения 75 % и более эмульсия теряет устойчивость, создается дисперсия нефти в воде с небольшой вязкостью [9].

На рисунке 1.5 показана зависимость вязкости нефти от содержания воды в ней. Стрелками показаны стадии обводнения продукции скважины: от 0 до 40 % – малая обводненность, от 40 до 75 % – средняя обводненность, от 75 до 95 % – высокая обводненность, от 95 до 100 % – предельная обводненность.

1.4 Способы снижения вязкости тяжёлой нефти

Разбавление тяжелой нефти растворителями (разбавителями)

Добавление в тяжелую нефть растворителей (разбавителей) или фракций легкой нефти приводит к снижению вязкости смеси. Достигаемый эффект зависит от свойств низковязкого компонента и его содержания в смеси. Как общее правило, чем ниже вязкость добавляемого разбавителя, тем ниже вязкость смеси (но не обязательно).

Этот метод довольно давно известен в промышленности и реально применяется на практике. В качестве разбавителей используют газовый конденсат, нефту, керосин, легкие сорта нефти. Предлагалось использовать и такие органические соединения, как спирты, метиловый трет-бутиловый эфир.

Для расчета вязкости смеси двух вязких жидкостей использовали различные формулы, основанные как на теоретических соображениях, так и на практическом опыте. Так, довольно давно предлагалось следующее выражение (7) для вязкости смеси η_{mix} двух жидкостей:

$$\lg \eta_{mix} = \left(\frac{\alpha V_0}{\alpha V_0 + V_d} \right) \lg \eta_0 + \left(1 - \frac{\alpha V_0}{\alpha V_0 + V_d} \right) \lg \eta_d, \quad (7)$$

где V_0 и V_d – объемные доли нефти и разбавителя в смеси соответственно;
 η_0 и η_d – их вязкости соответственно;

α – эмпирический параметр (изменяющийся в пределах от 0 до 1), который учитывает специфику взаимодействия смешиваемых компонентов.

На практике для достижения требуемого уровня значений η_{mix} доля разбавителя в зависимости от свойств тяжелой нефти может достигать 20 % и даже 59 %. Правда, весьма трудным остается вопрос о получении достаточно гомогенной смеси.

Этот метод снижения вязкости тяжелой нефти для ее транспортиров кажется весьма привлекательным. Однако при его применении возникают следующие проблемы.

Во-первых, для получения смеси необходимо иметь доступный источник разбавителя. Это требует организацию второй трубопроводной линии и установку смесительной аппаратуры. Далеко не всегда источники тяжелой и легкой нефти или газоконденсата находятся вблизи друг от друга. Подача же других растворителей требует существенных дополнительных затрат, включая немалую стоимость растворителей.

Во-вторых, в легких фракциях углеводородов всегда содержится значительное количество парафинов, что приводит к возникновению их кристаллизации при невысоких температурах, появлению предела текучести (как общее правило, отсутствующего в реологических свойствах тяжелой нефти) и всех связанных с этим неприятных проблем. Поэтому всегда требуется аккуратная дозировка при смешении тяжелой нефти с легкими углеводородами, так что оптимальная пропорция зависит от состава и свойств конкретной нефти.

В-третьих, не всегда гарантировано совмещение добавляемых компонентов с тяжелыми фракциями, что приводит к разделению фаз и выделению асфальтово-смолистых отложений на стенках трубопровода.

Повышение температуры

Очевидный способ регулирования вязкости – это повышение температуры, поскольку вязкость сильно зависит от температуры. Обычный способ анализа температурной зависимости вязкости состоит в использовании

стандартного уравнения Аррениуса. Данный способ будет рассмотрен в 3 главе данной работы.

Повышение температуры для транспортировки тяжелой нефти – универсальный метод снижения вязкости. Однако он может оказаться слишком энергоемким и, соответственно, чрезмерно затратным, особенно если речь идет о добыче нефти в высоких широтах или из глубоководных скважин.

Привлекательным представляется совместное использование для достижения требуемого уровня вязкости нагревания и разбавления маловязким разбавителем. Результат в сильной степени зависит от природы используемого разбавителя.

Эмульгирование

Смеси нефть-вода образуют эмульсии, так что сырая тяжелая нефть и должна рассматриваться как эмульсия. Вода всегда присутствует вместе с нефтью в местах ее добычи. Эмульсия образуется при движении смеси вода-нефть по стволу скважины, а также в клапанах и насосах под влиянием механического перемешивания.

Стабилизация образующихся эмульсий осуществляется природными поверхностно-активными веществами (ПАВ). При этом образуются обратные эмульсии типа вода-в-масле (В/М), так что нефть оказывается непрерывной фазой. И здесь опять решающую роль играют асфальтены, образующие структурно-механический барьер на границе раздела фаз. Асфальтены являются дифильными веществами, которые образуют на поверхности капель воды пленки нанометровой толщины. Молекулы ПАВ взаимодействуют между собой, образуя гелеподобную структуру. Более того, межфазные слои также взаимодействуют между собой, приводя к резкому возрастанию вязкости, вплоть до формирования сплошной трехмерной сетки, т. е. геля. Ярким проявлением такой структуры является эффект образования при разливе нефти пятен, называемых «шоколадным муссом» и, действительно, по виду напоминающих остывший шоколад (рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 – Розлив нефти в виде «шоколадного мусса»

Роль стабилизаторов эмульсий В/М играют также твердые микро- и наночастицы, всегда присутствующие в небольших количествах в природной сырой нефти. Эмульсии, на поверхности диспергированных частиц которых находятся твердые стабилизирующие частицы, называют эмульсиями Пикеринга. Такими частицами чаще всего являются гидрофобизованные глины, частички кремнезема, оксиды металлов. Эмульсии Пикеринга обычно очень устойчивы, что препятствует отделению нефти от воды.

Таким образом, обратные эмульсии В/М представляют собой высоковязкие системы, весьма неудобные при добыче, транспортировке и иных технологических операциях.

Концентрированные эмульсии всегда демонстрируют вязко-пластичные свойства, т. е. характеризуются наличием предела текучести и неньютоновским поведением. При этом конкретные проявления структурированности, выраженные в уровне предела текучести, зависят от взаимодействия межфазных слоев, которое зависит от концентрации эмульсии, размера диспергированных частиц и природы ПАВ.

Характерный пример роли размера частиц в проявлении реологических свойств концентрированных эмульсий типа В/М показан на рисунке 1.7.

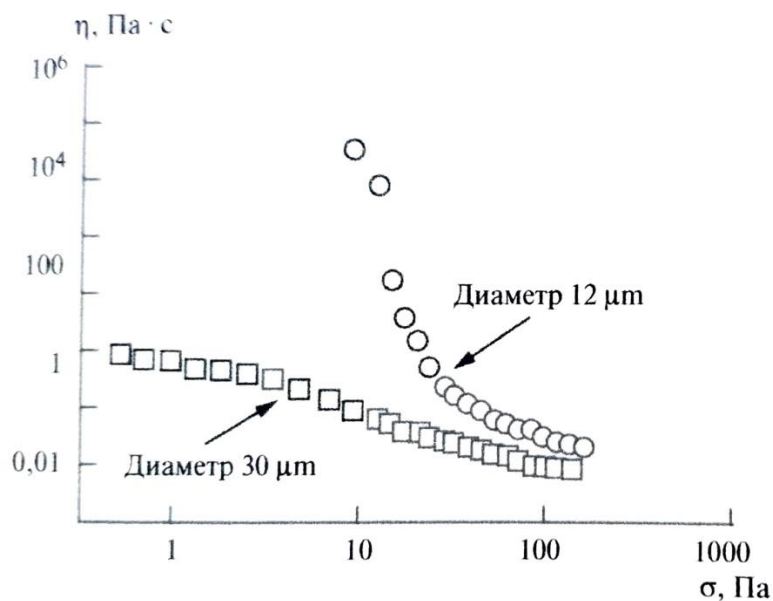


Рисунок 1.7 – Зависимость вязкости от напряжения сдвига для эмульсии типа В/М [8]

Как видно, даже не очень значительное уменьшение размера диспергированных частиц (с 30 до 12 μm) приводит к радикальному изменению реологических свойств эмульсии: резко возрастает вязкость при сравнительно небольших напряжениях сдвига и появляется явно выраженный предел текучести порядка 10 Па.

Прочность структуры эмульсии также определяется концентрацией ПАВ (рисунок 1.8).

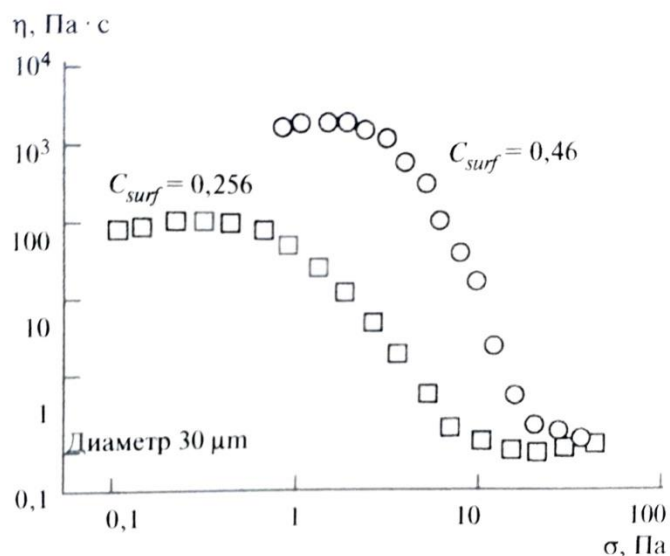


Рисунок 1.8 – Влияние ПАВ на реологические свойства эмульсии В/М

Типичные результаты проявлений реологических свойств эмульсий типа В/М в полной мере относятся к водно-нефтяным эмульсиям, образующимся в сырой нефти. Эти особенности реологических свойств следует учитывать при анализе поведения сырой нефти в производственных условиях, особенно на стадии добычи.

С точки зрения практического применения прямых эмульсий при транспорте тяжелой нефти желательно уменьшить содержание воды, которая при перекачке нефти является балластом. Увеличение концентрации дисперсной фазы (т. е. в данном случае нефти) приводит к образованию структуры, образованной взаимодействием межфазных слоев. Вследствие этого такая система становится вязкопластичной средой. Однако вязкость жидкости, образующейся после разрушения гелеобразной структуры, может быть достаточно низкой, чтобы это было приемлемо с точки зрения эксплуатационных характеристик трубопроводной линии.

Деасфальтизация и понижение температуры потери текучести

Выше уже говорилось, что основным фактором, влияющим на высокие значения вязкости тяжелой нефти, является присутствие в ее составе асфальтенов. Поэтому понижение вязкости и, соответственно, температуры потери текучести, во многом связано с ролью асфальтенов.

Асфальтены — это целая группа соединений с различной структурой и разными молекулярными массами. Об этом свидетельствует различие растворимости этого класса веществ в зависимости от примененного растворителя.

Удаление асфальтенов (процесс деасфальтизации) из тяжелой нефти приводит к резкому снижению вязкости. Эффект может достигать почти стократного снижения вязкости.

Удаление асфальтенов является эффективным способом снижения вязкости. Соответственно, удаление асфальтенов приводит к снижению температуры потери текучести, оставшейся после деасфальтизации части нефти. Температурные зависимости вязкости деасфальтеновых образцов по

форме качественно одинаковы: поскольку все они представляют собой аморфные жидкости, их вязкость монотонно (без фазовых переходов) возрастает по мере снижения температуры. Но, конечно, вязкость во всем температурном диапазоне тем ниже, чем больше количество тяжелых фракций (чем выше значение δ осадителя) удалено их нефти. Отсюда следует, что всегда можно подобрать такую рецептуру, которая обеспечит достижение требуемого уровня вязкости при заданной температуре. Эти данные еще раз подтверждают роль асфальтенов как фактора, определяющего высокую вязкость тяжелой нефти.

При снижении вязкости тяжелой нефти методом деасфальтизации приходится считаться с двумя обстоятельствами.

Во-первых, не всегда очевидно, как могут использоваться удаленные части нефти. Одна из возможных вариантов их применения — получение битумов различного назначения как конечного продукта переработки отходов.

Во-вторых, выбранные растворители для асфальтенов могут быть весьма дорогостоящими, что повышает стоимость конечных продуктов.

Добавки, снижающие трение

Этот метод, который столь популярен для турбулентного течения парафинистой (маловязкой) нефти, вряд ли имеет серьезное значение для тяжелой нефти, поскольку ее вязкость слишком высока для высокой скорости прокачки. Добавки, которые бы снижали вязкость при ламинарном течении, возможны, но пока остаются экзотикой [8].

Промышленные партии добавок снижают сопротивление при течении нефтепродуктов по трубопроводам. Они были использованы для проведения успешных испытаний энергосберегающей технологии транспорта нефти по магистральным трубопроводам Александровское – Анжеро-Судженск и Тихорецк – Новороссийск. При проведении натурных экспериментов гидродинамическое сопротивление в трубопроводах было снижено более чем на 20 %, что свидетельствует о высокой эффективности предлагаемых добавок [10].

2 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ А

2.1 Описание технологического процесса

Продукция скважин с кустовых площадок месторождений, а так же с распределительного коллектора «Узла сепарации газа» куста скважин №1Б, с давлением 6...10 кг/см² изб, температурой 15 – 30 °С, в количестве 4850 м³/сутки с обводненностью до 65 % (масс.) через электроприводные задвижки №№ 226э, 227э, 228э, 229э, 230э, 231э, 232э, 233э, 234э, 235э, поступает на узел дополнительных работ (гребенку).

На узле дополнительных работ через задвижки №№ 2н, 3н, 4н, 5н, происходит распределение потока газожидкостной смеси на вход в сепараторы первой ступени сепарации НГС-1, НГС-2 или КСУ-1 при её работе в режиме первой ступени сепарации. Продукция скважин после УДР, по трубопроводам Ду 400мм, через электроприводные задвижки №№ 236а/э, 69э (НГС-1), 237а/э, задвижка 12н (НГС-2) поступает в сепараторы первой ступени сепарации НГС-1, НГС-2, по технологической схеме, объемом 50 м³. При работе КСУ-1 в режиме первой ступени сепарации, продукция скважин после УДР поступает по трубопроводу Ду400 на вход КСУ-1, через задвижки №№ 236а/э, 81, 75э.

Для повышения степени эффективности процесса обезвоживания с целью разрушения водонефтяной эмульсии и отстоя воды предусмотрена подача деэмульгатора с помощью блока автоматизированной подачи реагентов УДХ-1 через вентили №№ 1р, 2р, в трубопроводы (на узле дополнительных работ) до входных сепараторов НГС-1,2, КСУ-1, также для защиты от коррозии трубопроводов и аппаратов ДНС с УПСВ предусмотрена непрерывная подача ингибитора коррозии дозировочным насосом установки дозирования химических реагентов УДХ-2 по трубопроводу Р2 в количестве до 40 грамм на тонну нефти.

Блок установки дозирования химических реагентов УДХ-1,2 является блочно-комплексным устройством и оснащается системой управления и контроля на заводе-изготовителе. В состав блока установки дозирования химических реагентов входят дозировочные насосы и емкость реагентов. Завоз реагента-деэмульгатора и реагента-ингибитора на ДНС с УПСВ осуществляется автотранспортом.

Дренаж жидкости установок дозирования химических реагентов УДХ-1,2, перед ремонтом или в случае аварии предусмотрен в подземную дренажную емкость ЕП-2, по технологической схеме, объемом 63,0 м³.

Освобождение установок дозирования химических реагентов УДХ-1,2 от жидкости происходит через задвижки №№ 2д, 2/1д.

Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

Образующийся гидрофильный слой характеризуется небольшой структурно-механической прочностью, что способствует сближению и коалесценции (сливанию) капель воды, образованию крупных глобул и осаждению их за счет сил гравитации.

В сепараторах НГС обеспечивается разделение поступающей жидкости на 2 потока: нефть, с содержанием пластовой воды и остаточным содержанием газа, и газ.

Технологические уровни жидкости в сепараторах НГС-1,2 поддерживаются регуляторами уровня Кл-5 и Кл-10 соответственно. Давление в системе первой ступени сепарации регулируется клапаном Кл-68.

При выводе из работы одного из нефтегазосепараторов НГС-1 или НГС-2 с целью не превышения пропускной способности предохранительных клапанов, установленных на аппаратах, которая составляет 37870 н. м³/ч. в расчете на один клапан, в работу параллельно к НГС-1 (НГС-2) запускается КСУ-1 в режиме первой ступени сепарации.

Углеводородный газ, выделившийся в НГС-1,2, по трубопроводу Ду 300мм, направляется в газовый сепаратор СГ, объемом 8,0 м³, через задвижки № 71э (НГС-1), 3г (НГС-2), 4г (вход в СГ), для дополнительной очистки от капельной жидкости.

Углеводородный конденсат из сепаратора СГ по уровню LI 40115, через клапан Кл-22 поступает в трубопровод на выход нефти из О-1, О-2.

Отбор газа на собственные нужды предусмотрен через задвижки №№ 25г, 27г, с предварительной сепарацией газа от капельной жидкости в газовом сепараторе ГС, объемом 1,6 м³.

Очищенный от капельной жидкости в ГС газ через задвижки №№ 27г, 28г, электроприводные краны шаровые КШ-490/э, КШ-504/э, КШ-506/э, КШ-508/э, СИКГ-8,9,10,11, для газоснабжения в качестве топливного газа редуцируется и подается на запальные и основные горелки путевых подогревателей нефти ПП-1-4, далее сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю.

Через задвижку № 28г, ГРПШ-1, задвижки №№ 48г, 49г, 50г, поступает для горелок факела высокого давления (ФВД) и через ГРПШ-2, задвижки № 51г, 52г, 53г, для горелок факела низкого давления (ФНД), через узлы учета (СИКГ-4, СИКГ-6).

В случае вывода из работы газового сепаратора ГС, существует возможность подачи газа по байпасной линии, минуя ГС, через задвижку №24г.

Дренаж жидкости аппаратов НГС-1(2), СГ, ГС, перед ремонтом или в случае аварии предусмотрен в подземную дренажную емкость ЕП-1,2, по технологической схеме, объемом по 63,0 м³ каждая.

Освобождение аппаратов НГС-1(2) через задвижки №№ 1д (3д), газовых сепараторов СГ, ГС – через задвижки №№ 6д, 7д, в ЕП-1,2 путем перераспределение потоков жидкости задвижками №№ 4д, 5д, 16д, 17д.

Нефтяная эмульсия из входных сепараторов НГС-1,2, с давлением до 5...8 кг/см², через задвижки №№ 8н, 9н, 10н, 11н, 70э (НГС-1), 13н, 14н, 15н, 16н (НГС-2), 17н, 23н, по коллектору Ду 300мм, так же из нефтегазового

сепаратора НГС узла сепарации проекта А-27-433. ТНП через задвижки №№ 153н, 522э, поступает в четыре параллельно работающих путевых подогревателя нефти ПП-1, 2, 3, 4, где происходит нагрев эмульсии до температуры плюс 45-70 °С. Относительно высокая температура обеспечивает глубокое обезвоживание эмульсии.

Далее жидкость через задвижки № 25н, 26н, 33н, 34н, 42н, 43н, 50н, 51н, поступает в продуктовый змеевик подогревателя (блок нагрева) ПП-1, ПП-2, ПП-3, ПП-4, где нагревается от промежуточного теплоносителя (вода) после чего выводится из подогревателя. Топливо сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю, охлажденные продукты сгорания при помощи дымовой трубы выводятся из топки подогревателя в атмосферу.

Подогреватель нефти ПП-1,6 с промежуточным теплоносителем представляет собой цилиндрический горизонтальный сосуд с плоскими днищами. Топочное устройство оборудовано газовыми горелками с запальниками.

Температура в жаровых трубах поддерживается путем сжигания попутного газа. Контроль за пламенем и температурой обеспечивается приборами КИП и А и запорно-регулирующей арматурой.

Нефтеводогазовая смесь из путевых подогревателей нефти ПП-1, 2, 3, 4, через задвижки №№ 27н, 28н, 35н, 36н, 44н, 45н, 52н, 53н, по коллекторам Ду 200мм – Ду 300мм, через задвижки №№ 32н, 40н, 49н, 57н, 58н, 69н, 70н, 72н, 75н, 81н, поступает в сепараторы типа НГСВ-1,2, объемом 100 м³ по технологической схеме.

При необходимости нефтяная эмульсия по байпасу, соединяющему трубопровод входа жидкости в подогреватели и трубопровод выхода жидкости из подогревателя, минуя подогреватели, может быть направлена сразу в сепараторы второй ступени О-1, О-2.

Поступление эмульсии происходит через устройство ввода, где плавно подается на верхний уровень жидкой фазы с малым образованием пены и

равномерно распределяется по сечению сепаратора перегородкой из просечно-вытяжного листа. Далее нефть проходит пакеты Л-образных пластин, освобождаясь от газа и поступает в секцию сбора нефти.

Из сепараторов второй ступени О-1, О-2 предварительно обезвоженная нефть по технологическому уровню LI 40119, LI 40126 через клапан-регулятор уровня Кл-27, Кл-37, поступает для дегазации в аппараты конечной ступени сепарации КСУ-1,2.

Для защиты сепараторов О-1, О-2 от разрушения в случае повышения давления выше расчетного на сепараторах установлены предохранительные клапаны типа СППК, со сбросом избыточного давления газа в факельный коллектор высокого давления (ФВД).

Рабочее давление сепараторов О-1, О-2 регулируется клапанами Кл-32, Кл-42.

Углеводородный газ, выделившийся в О-1, О-2, через задвижку № 62г, по трубопроводу Ду 150мм, направляется для сжигания в факельной установке высокого давления (ФВД).

Поддержание уровня раздела фаз нефть-вода в пределах 10-30% производится с помощью регулирующих клапанов, установленных на линии сброса пластовой воды.

Сброс пластовой воды из сепараторов О-1, О-2 на очистные сооружения осуществляется по межфазному уровню LT 40123 (О-1), LT 40130 (О-2) через регулирующий клапан поз. Кл-30(О-1), Кл-40(О-2). Выход подтоварной воды из отстойников О-1,2, предусмотрен на РВС-2 объемом 2000 м³, где происходит отстой воды. Уловленная нефть в РВС-2, измеряемая по межфазному уровню LT 40304, откачивается насосами внутренней перекачки нефти Н-1,2 на вход блоков подогревателей нефти.

Отстоявшаяся подтоварная вода из резервуара РВС-2, через распределитель, по внутреннему стояку, под давлением столба жидкости, обеспечивающим необходимый подпор на входе насоса ЦНС, поступает на

прием подпорных насосов, в блок насосов пластовой воды (НПВ), далее насосами, через узел учета воды на БКНС, для закачки в пласт.

Отстоявшаяся нефть, с температурой до плюс 58 °С содержанием воды не более 10 % (об.), через клапанные сборки О-1,2, задвижки №№ 80н, 86н, №72э, № 90н, 95н поступает на концевую сепарационную установку КСУ-1,2, для дегазации.

Разгазирование нефти в КСУ происходит при давлении 0,001-0,005 МПа, при работе КСУ-1 в режиме первой ступени сепарации разгазирование нефтяной эмульсии происходит при давлении 0,4-0,8 МПа.

Регулирование уровня в сепараторах КСУ-1,2 осуществляется клапанами Кл-47, Кл-52, по уровню LI 40133, LI 40137. Дегазированная нефть из сепаратора КСУ-1, КСУ-2 самотеком по трубопроводу через задвижки № Аз-77э, № 100н, 101н, №. Аз-80э, № 110н, 112н, 111н, 119н, поступает на вход в РВС-1, 3, объемами 2000 м³ и 3000 м³, где происходит подготовка нефти и отстой воды в режиме динамического отстоя

Частично дегазированная нефтяная эмульсия из КСУ-1 поступает на вход путевых подогревателей нефти через задвижки № 91н, 92н, 93н, 94н, 82н, 76э, 87н, где происходит её нагрев до требуемой температуры.

Товарная нефть из резервуаров РВС-1, 3 под давлением столба жидкости, обеспечивающий необходимый подпор на приеме насосов ЦНС через задвижки №№ 105н, 107н, 108н, 117н, 523э, №117/1н, 120н, 121н, 122н, 123н, 525э поступает на блок насосов внешней откачки (НВО). Далее насосами внешней откачки через оперативный узел учета нефти (СИКНС) по существующему напорному нефтепроводу, откачивается на установку подготовки нефти (УПН) Урманского месторождения.

Нефть до подачи насосами НВО по напорному нефтепроводу на установку подготовки нефти (УПН) Урманского месторождения, проходит через оперативный узел учета нефти (СИКНС) ДНС с УПСВ месторождения А.

В случае необходимости повторной подготовки нефти нефть поступает на блок насосов внутренней перекачки (НПВ). Насосная внутренней перекачки

представляет собой блок полностью заводской готовности, с насосами типа ЦНСт 60-198.

2.2 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов и готовой продукции

Нефть, поступающая с кустов скважин, представляет собой сложную смесь углеводородов, находящихся в жидком состоянии, пластовой воды с содержанием солей и попутного газа.

Пластовая вода представляет собой сложный раствор, в составе которого неорганические соли, газы, растворимые в воде неорганические вещества.

Среди растворенных в пластовой воде веществ преобладают неорганические соли, хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов.

Добываемая жидкость с кустовых площадок и разведочных скважин по системе нефтесборных трубопроводов поступает для подготовки до товарной кондиции на ДНС с УПСВ.

Физико-химические свойства, компонентные составы пластовой нефти, нефтяного газа, пластовой воды приведены в таблицах 2.1 – 2.3.

Таблица 2.1 – Физико-химические свойства нефти

Наименование	Единицы измерения	Значение
Плотность разгазированной нефти	кг/м ³	863
Вязкость разгазированной нефти: при 20°С при 50°С	мм ² /с мм ² /с	17,9 6,7
Массовое содержание: серы	%	0,44
смола силикагелевых	%	5,09
асфальтенов	%	1,60
парафинов	%	6,75
Объемный выход фракций 100 °С	%	0,78

150 °С		8,33
200 °С		17,94
250 °С		29,26
300 °С		39,26
Температура начала кипения	°С	81,1
Температура застывания	°С	11,0

Таблица 2.2 – Физико-химические свойства пластовой воды

Наименование показателя	Единицы измерения	Диапазон изменения
Минерализация	мг/л	24521 – 57609
Плотность	кг/м ³	1019 – 1041
Содержание ионов:	мг/л	
Хлор-ион (Cl ⁻)		14858,8 – 34551,3
Гидрокарбонат-ион (HCO ₃ ⁻)		366,0 – 1262,7
Кальций (Ca ²⁺)		1202,4 – 4308,6
Магний (Mg ²⁺)		97,28 – 291,84
Натрий (Na ⁺)		6549,02 – 20304,6
Калий (NH ₄ ⁺)		14,0 – 148,0
Йод (J)		1,56 – 9,27
Бром (Br ⁻)		35,07 – 153,14
Сульфат-ион (SO ₄ ²⁻)		22,5 – 127,0

Таблица 2.3 – Компонентный состав и свойства попутно добываемого газа

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение показателя
Компонентный состав (мол.)		
Метан		78,41
Этан		7,09
Пропан		6,63
i-Бутан		1,12
n-Бутан	%	2,29
i-Пентан		0,68
n-Пентан		0,59
Гексан+высшие		0,27
Азот		0,23
Диоксид углерода		2,70
Плотность газа	кг/м ³	0,924

Показатели качества подготовленной нефти и пластовой воды приведены в таблицах 2.4, 2.5.

Таблица 2.4 – Таблица показателей качества подготовленной нефти

№	Наименование	Норма для группы нефти
---	--------------	------------------------

пп		1	2	3
1	Массовая доля воды, % не более	0,5	0,5	1,0
2	Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
3	Массовая доля механических примесей, % не более	0,05		
4	Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)

Таблица 2.5 – Показатели качества подготовленной пластовой воды, поступающей на БКНС

Наименование показателей	Единицы измерения	Значения показателей
1. Содержание нефти	мг/л	не более 50
2. Содержание механических примесей	мг/л	не более 50

С целью создания наиболее благоприятных условий для расслоения нефтяной эмульсии в линию нефтяной эмульсии перед сепараторами первой ступени подается реагент-деэмульгатор.

Характеристики применяемых деэмульгаторов и ингибитора коррозии приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Характеристика применяемых реагентов

Характеристика	Дипроксамин 157-65М	ХПД-005Н	Сепарол WF-41	Интекс 1018
Агрегативное состояние и однородность	однородная прозрачная жидкость	Желтоватая жидкость	прозрачная желтая жидкость	Однородная жидкость от бесцветного до светло-коричневого цвета
Химическая характеристика	азотосодержащий блоксополимер окиси этилена и окиси пропилена	композиция блок сополимеров, оксида этилена и пропилена и эпоксидных производных в смеси	неионогенное пов.-активное высокомолекулярное соединение на основе окисей алкиленов	-

		растворителей (метанола и нефраса)		
Растворитель	метанол	-	метанол	-
Растворимость в ароматических УВ.	растворим	-	растворим	-
Содержание ПАВ, %	65	-	60-65	42-48
Плотность при +20 С, кг/м ³	960	920-950	950	850-950
Вязкость при +20 С, мПа.с	55-65	-	75	50
Температура застывания, °С	ниже минус 45	Не выше минус 47 - минус 50	около минус 50	не выше минус 50
Температура вспышки, °С	9-12	-	около 11	-

Количество применяемого деэмульгатора составляет 50 грамм на тонну нефти. В период пуска новых скважин, проведения ГРП, для предотвращения сбоев в режиме работы ДНС УПСВ необходимо увеличивать расход реагента-деэмульгатора до 90 г/тонну нефти.

Деэмульгаторы относятся к 3-му классу опасности по степени воздействия на организм человека. Они обладают токсичностью вследствие наличия в их составе органического растворителя от 20 до 60 % (метилового, изопропилового, бутилового и др. спирта, ароматических углеводородов).

Следует избегать длительного воздействия деэмульгаторов на кожу, вдыхания их паров, попадания в глаза. Запрещается применять их для мытья рук и одежды.

Деэмульгаторы должны храниться на огражденной площадке в местах, удаленных от открытого огня, защищенных от воздействия прямых солнечных лучей и недоступных для посторонних лиц.

Огражденную площадку, где хранятся деэмульгаторы, следует закрывать, кроме того, должны быть вывешены предупредительные надписи: «Огнеопасно», «Яд».

В качестве ингибитора коррозии используется «ИКБ-4» или другие ингибиторы, прошедшие лабораторно-промышленные испытания.

Характеристика ингибитора коррозии «ИКБ-4»:

- агрегатное состояние – жидкость;
- цвет – от бесцветного до светло-коричневого;
- плотность при 20 °С – 0,85...0,95 г/см³;
- вязкость кинематическая при 20 °С – 60 мПа·с;
- температура застывания – не выше минус 50 °С.

Для продувки оборудования, трубопроводов при подготовке к работе и пуску после ремонта используется азот технический. Азот должен отвечать требованиям ГОСТ 9293-74 (ИСО 2435-73), представленным в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Требования, предъявляемые к азоту техническому

Наименование	Единица измерения	Значение
Сорт	-	Первый
Объемная доля азота, не менее	%	99,6
Объемная доля кислорода, не более	%	0,4
Объемная доля водяного пара в газообразном азоте, не более	%	0,009

Продувка азотом технологического оборудования организована от передвижной азотной установки.

3 ВЛИЯНИЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ А

3.1 Описание и процесс исследования

Эксперимент был проведён в лаборатории Томского Политехнического университета по образцам нефти месторождения А (Томская область). Были проанализированы реологические свойства аномальной нефти, физико-химические свойства которой представлены в таблице 3.1 [11]. Первым шагом была определена обводнённость в пробе по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка (рисунок 3.1), которая составила 39,8 % (об).

Таблица 3.1 – Физико-химические свойства исследуемой нефти [11]

Наименование	Ед. измерения	Значение
Плотность разгазированной нефти	кг/м ³	981,1
Обводнённость	% (об.)	39,8
Массовое содержание:		
серы	%	0,44
смола силикагелевых	%	5,09
асфальтенов	%	1,60
парафинов	%	6,75

В работе [12] ранее были проведены исследования влияния ингибиторов парафинообразования при разных дозировках и температурах этой нефти, когда содержание воды составило 36,8 % . Поскольку значение обводнённости растёт, было принято решение изучить влияние действия деэмульгатора на реологические характеристики нефти.

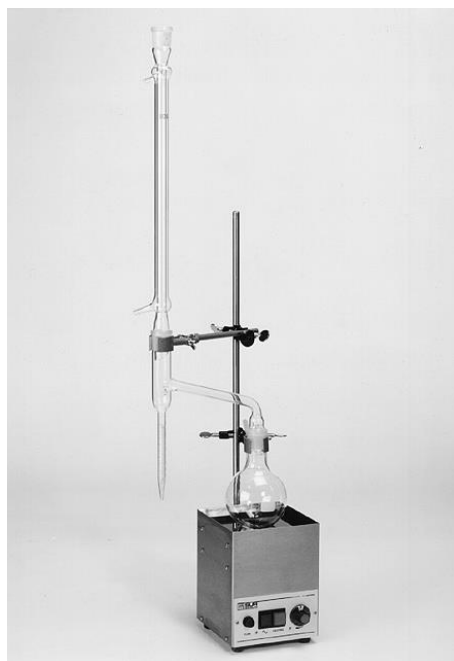


Рисунок 3.1 – Установка Дина и Старка

Измерения вязкости исходной нефти проводились на программируемом вискозиметре Брукфилда DV-II+PRO (рисунок 3.2), который предназначен для определения вязкости жидкости при заданных скоростях сдвига [13]. Вязкость измерялась посредством пересчёта крутящего момента, необходимого для вращения шпинделя прибора при его погружении в исследуемую среду.



Рисунок 3.2 – Вискозиметр Брукфильда

Изначально исследования проводились в температурном диапазоне от 25 до 50 °С с шагом 5 °С прямым и обратным ходом. Обработка результатов измерений осуществлялась с помощью программы Rheocalc (рисунок 3.3).

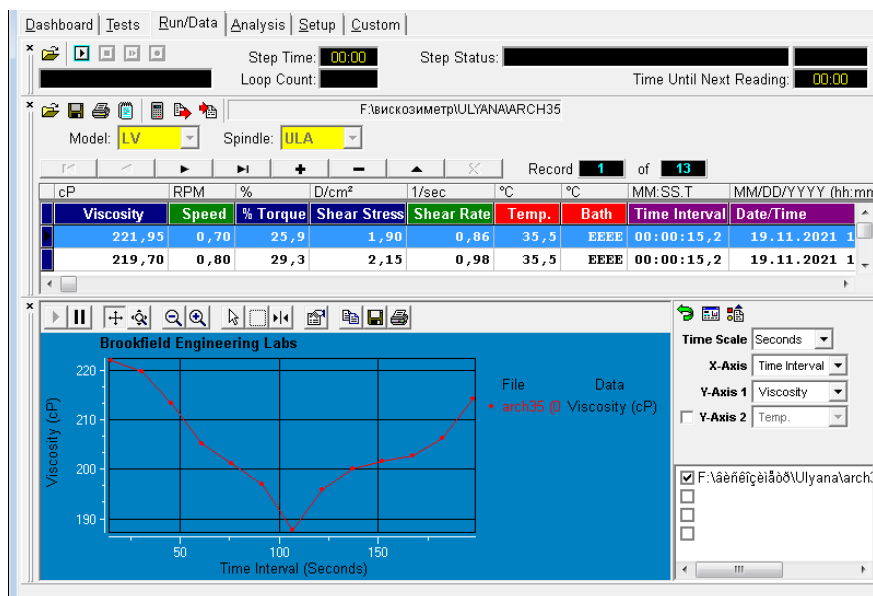


Рисунок 3.3 – Программа Rheocalc

После исследования свойств исходной нефти, были изучены аналогичные параметры пробы при добавлении трёх концентраций деэмульгатора Интекс плотностью 950 кг/м³. Плотность пробы и деэмульгатора была измерена с помощью вибрационного измерителя плотности жидкостей ВИП-2М (рисунок 3.4).



Рисунок 3.4 – Вибрационный измеритель плотности жидкостей ВИП-2М

Концентрации были подобраны в соответствии с рекомендациями производителей и составили 45, 50 и 55 г/т.

Таблица 3.2 – Дозировка деэмульгатора для пробы нефти объемом 25 мл

Концентрация, г/т	45	50	55
Объем деэмульгатора, мкл	1,125	1,25	1,375

3.2 Результаты измерения вязкости нефти

На рисунке 3.5 представлены результаты измерения вязкости образца нефти без добавления деэмульгатора при увеличении скорости сдвига (прямой ход) при всех заданных температурах.

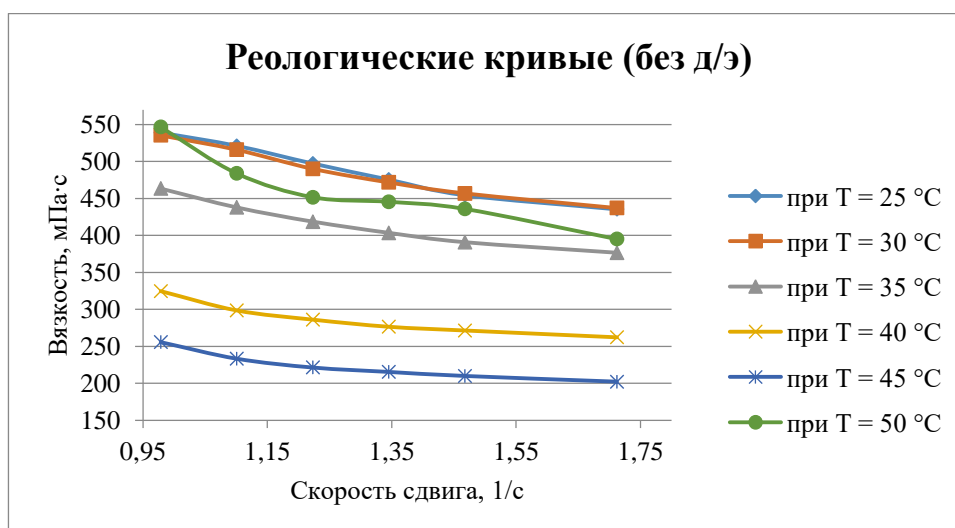


Рисунок 3.5 – Реологические кривые без добавления деэмульгатора

По виду реологических кривых видно, что исследуемая нефть является псевдопластичной «неньютоновской» жидкостью. При увеличении температуры вязкость пробы снижается. Исключение составляет реологическая кривая, измеренная при 50 °C. Её значения близки к результатам измерений вязкости образца при 25 °C. Общий диапазон изменения вязкости исходной нефти от 202 до 824 мПа·с.

На рисунках 3.6 – 3.8 представлены полученные результаты определения вязкости нефти при увеличении скорости сдвига (прямой ход) для различных концентраций деэмульгатора Интекс.

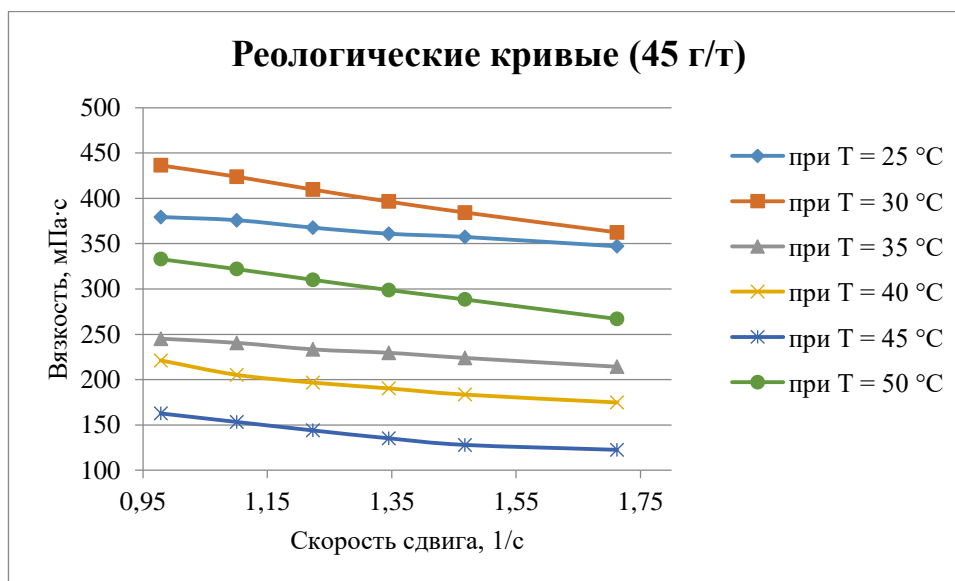


Рисунок 3.6 – Реологические кривые с добавлением деэмульгатора 45 г/т

Реологические кривые образца нефти с добавлением деэмульгатора 45 г/т имеют похожий вид и диапазон изменения вязкости составляет от 122 до 436 мПа·с. Реологическая кривая, измеренная при 50 °C также имеет высокие значения.

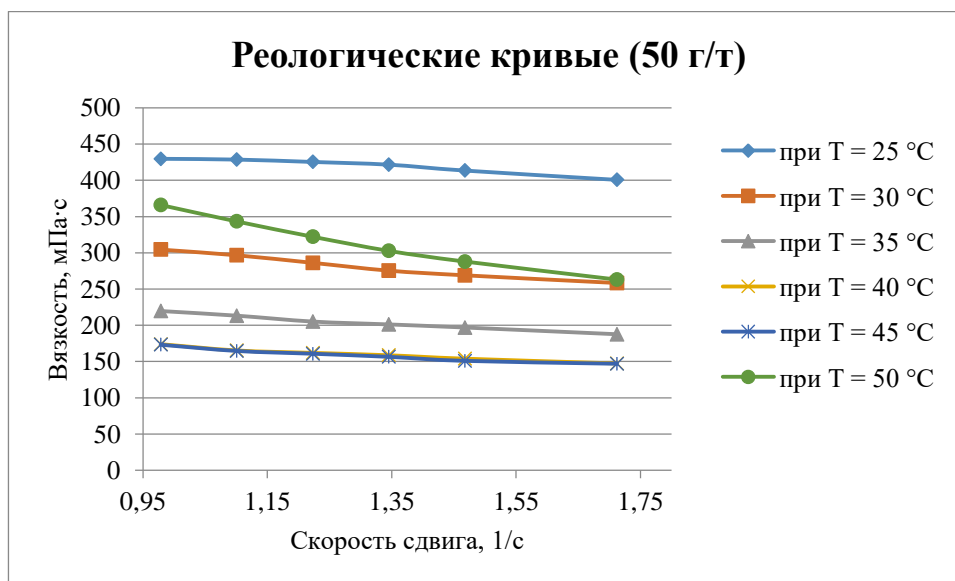


Рисунок 3.7 – Реологические кривые с добавлением деэмульгатора 50 г/т

Закономерность изменения вязкости при добавлении деэмульгатора дозировкой 50 г/т сохраняется. И диапазон изменения вязкости в данном случае составляет от 146 до 430 мПа·с. Аномальное поведение образца при 50 °С также имеет место.

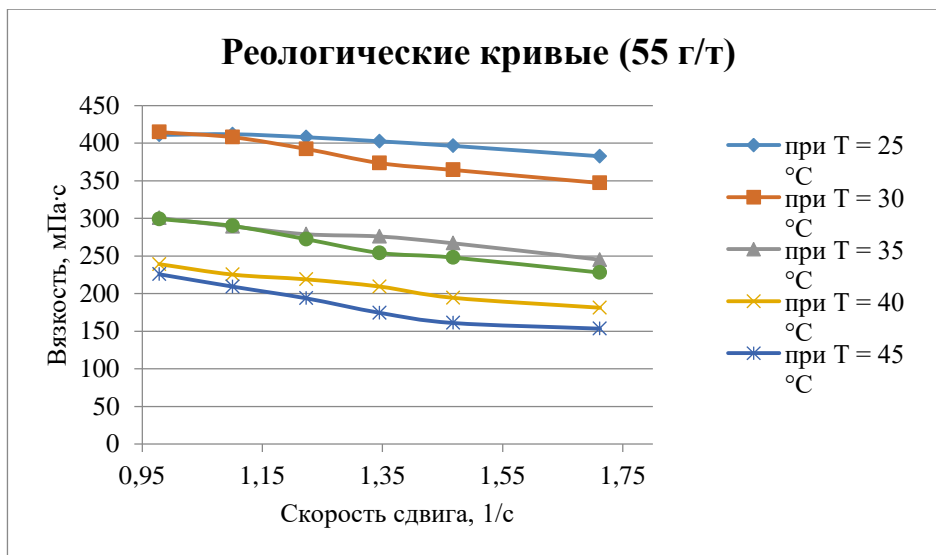


Рисунок 3.8 – Реологические кривые с добавлением деэмульгатора 55 г/т

Диапазон изменения вязкости при дозировке деэмульгатора 55 г/т составляет от 153 до 415 мПа·с. Во всех случаях прослеживается общая закономерность исключительного поведения образца при 50 °С.

На рисунке 3.9 представлены реологические кривые, исследуемые при различных температурах. Наименьшие значения вязкости нефти показали образцы, исследуемые при температуре 45 °С и дозировкой 45 г/т.

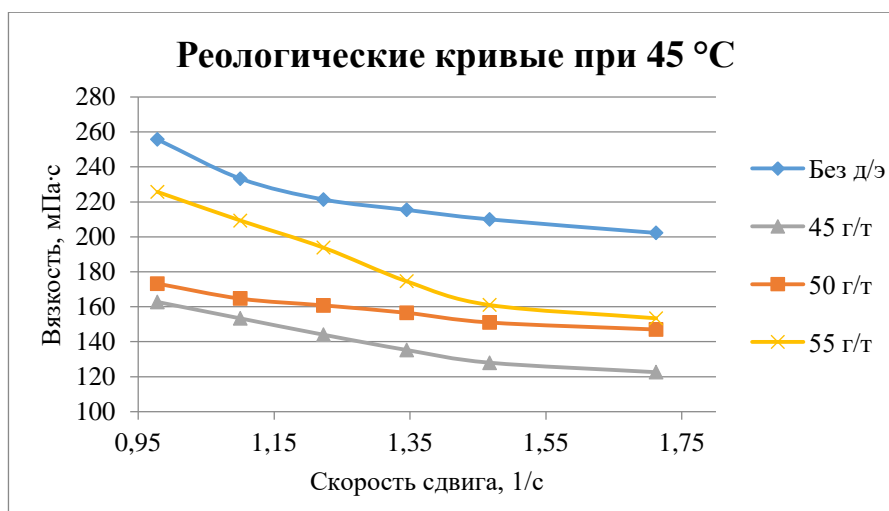


Рисунок 3.9 – Реологические кривые при температуре 45 °С

Вязкость исходной нефти выше, чем нефти с добавлением деэмульгатора. Добавление деэмульгатора снижает вязкость флюида, но увеличение дозировки деэмульгатора приводит к увеличению вязкости нефти. Наименьшие значения вязкости были достигнуты при дозировке 45 г/т, они уменьшились в 1,6 раз по сравнению с исходной нефтью.

После полученных данных, было принято решение продолжить эксперимент и провести опыт с исходной пробой нефти и пробой нефти с добавлением 45 г/т деэмульгатора при 55 °С и 60 °С. Полученные результаты представлены на рисунках 3.10 и 3.11.

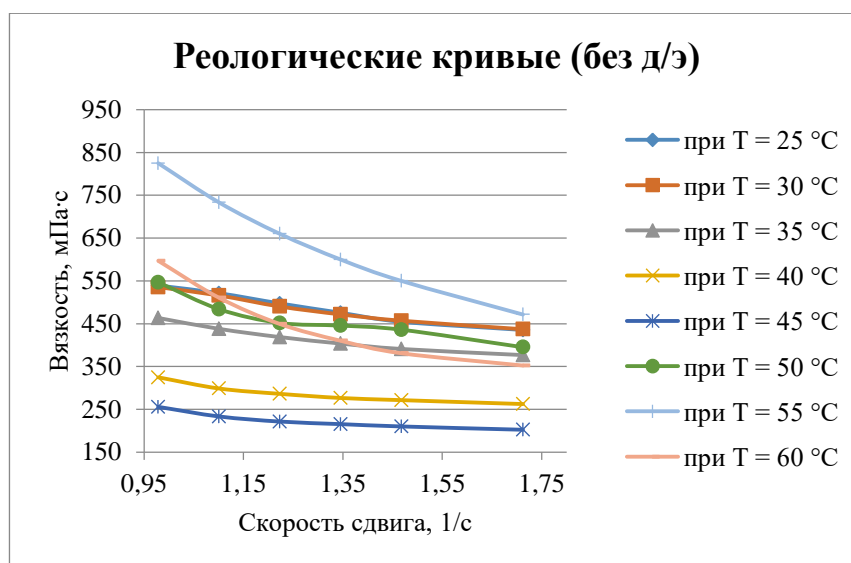


Рисунок 3.10 – Реологические кривые без добавления деэмульгатора

По графику видно, что при температуре 55 °С вязкость нефти продолжает увеличиваться и достигает определенного «пика», т.к. при 60 °С она снова начинает уменьшаться.

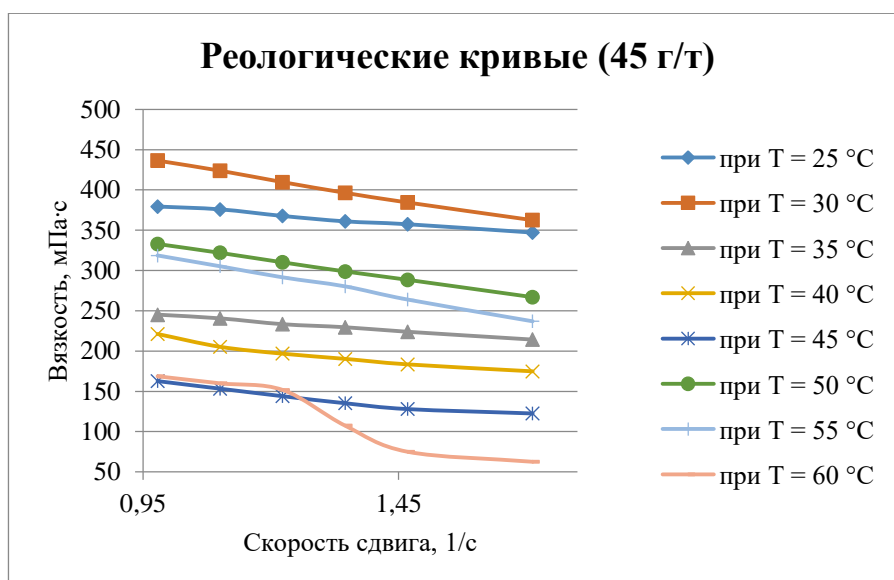


Рисунок 3.11 – Реологические кривые с добавлением деэмульгатора 45 г/т

По реологическим кривым образца нефти с добавлением деэмульгатора 45 г/т видно, что вязкость нефти при 60 °C достигает минимального значения (62,6 мПа·с).

3.3 Определение энергии активации вязкого течения и радиусов частиц нефти

Далее для получения большей информации о свойствах нефти было использовано уравнение Арениуса-Френкеля-Эйринга – уравнение АФЕ (3.1):

$$\eta = A \cdot \exp\left\{\frac{E_B}{RT}\right\}, \quad (3.1)$$

где η – вязкость нефти,

A – предэкспоненциальный множитель,

E_B – энергия активации вязкого течения,

R – газовая постоянная,

T – абсолютная температура.

После логарифмирования уравнение АФЕ можно представить в виде линейной функции (3.2):

$$\ln\eta = \ln A + \frac{E_B}{R} \cdot \frac{1}{T} \quad (3.2)$$

Обработка результатов вискозиметрических экспериментов в координатах натурального логарифма вязкости от обратной температуры позволяет найти количественные значения предэкспоненциального множителя (A) сложных структурных единиц (CSE), несущего в себе информации о радиусе частиц и энергию активации вязкого течения (E_B) [14].

Используя данные реологических испытаний нескольких проб нефти месторождения А (с деэмульгатором и без) при разных температурах, были построены графики зависимости $\ln\eta$ от $\ln\dot{\gamma}$ по уравнению Освальда де Вилля. Для каждого графика были построены линии тренда и определены их линейные уравнения ($y = a + bx$) или $\ln\eta = \ln K + (n - 1)\ln\dot{\gamma}$. Далее по закону Аррениуса-Френкеля-Эйринга была определена энергия активации вязкого течения по тангенсу угла наклона графика зависимости $\ln\eta$ от обратной температуры – 1/К. Графики зависимости энергии активации вязкого течения от скорости сдвига нефти месторождения А представлены на рисунке 3.12.

Таблица 3.3 – Энергия активации вязкого течения нефти

	$\dot{\gamma}, \text{c}^{-1}$	0,9784	1,1007	1,223	1,3453	1,4676	1,7122
E, кДж/моль	без д/э	31,195	33,749	33,783	33,169	32,326	31,997
	45 г/т	37,253	39,556	40,964	42,343	43,858	44,145
	50 г/т	37,619	39,541	39,822	40,112	40,734	40,662
	55 г/т	27,519	30,661	32,608	35,380	38,217	38,991

Графическое изображение полученных результатов энергии активации от скорости сдвига позволяет говорить о том, что полученные значения исходной нефти имеет меньшее значение, чем изменение энергии образца при добавлении д/э 45 г/т. Возможные влияния на этот параметр может оказывать предэкспоненциальный множитель (A), который несёт в себе информацию о размере частиц.

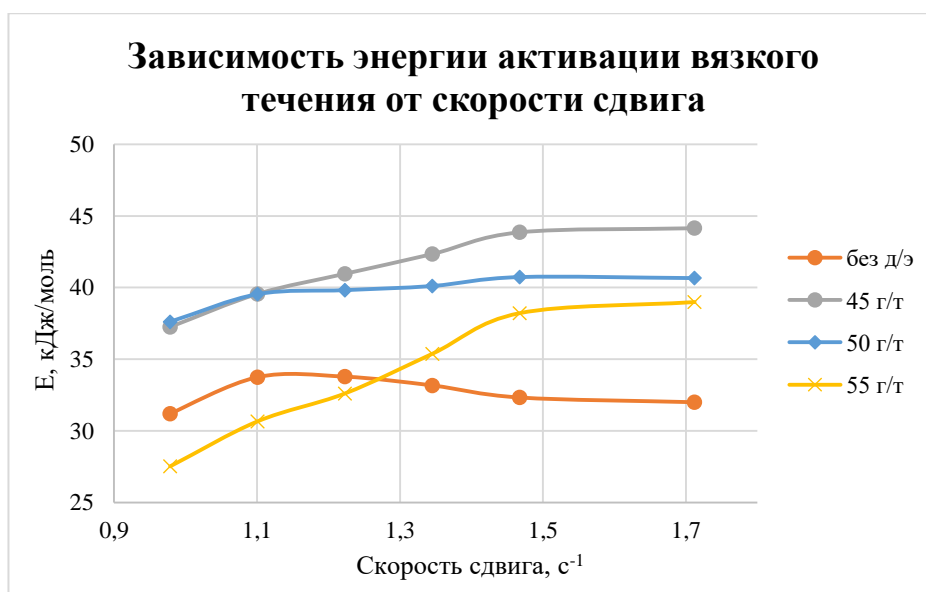


Рисунок 3.12 – Графики зависимости энергии активации вязкого течения от скорости сдвига

Графики зависимости предэкспоненциального множителя от скорости сдвига представлены на рисунке 3.13. Снижение значений предэкспоненциального множителя А при добавлении деэмульгатора 45 г/т свидетельствует о разрушении сложных структурных единиц нефти в процессе слоистого трения.

Таблица 3.4 – Значения предэкспоненциального множителя

	$\dot{\gamma}, \text{с}^{-1}$	0,9784	1,1007	1,223	1,3453	1,4676	1,7122
А	без д/э	0,002057	0,000713	0,000634	0,000822	0,001109	0,001213
	45 г/т	1,28E-04	5,02E-05	2,79E-05	1,57E-05	8,44E-06	7,21E-06
	50 г/т	1,00E-04	4,58E-05	3,99E-05	3,49E-05	2,67E-05	2,64E-05
	55 г/т	0,66E-03	1,85E-03	0,83E-03	0,27E-03	8,48E-05	5,91E-05

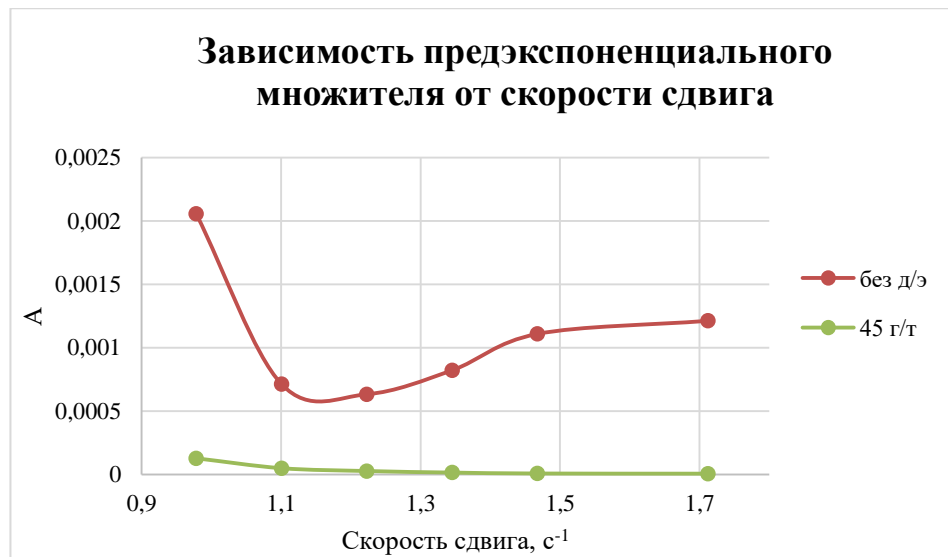


Рисунок 3.13 – Графики зависимости предэкспоненциального множителя от скорости сдвига

Преобразовав уравнение АФЕ, получим формулу (3.3) для расчета размеров ССЕ нефти после экспериментального определения величины коэффициента А [14]:

$$r = \left[\frac{A}{\tau \cdot (16\pi \cdot \rho / 3kT)^{1/2}} \right]^{2/5}, \quad (3.3)$$

где r – радиус частиц;

A – экспериментально определяемый предэкспоненциальный множитель;

τ – напряжение сдвига;

ρ – плотность жидкости;

T – температура;

k – постоянная Больцмана.

После проведённых расчётов, получаем следующие графики, представленные на рисунках 3.14 – 3.17.

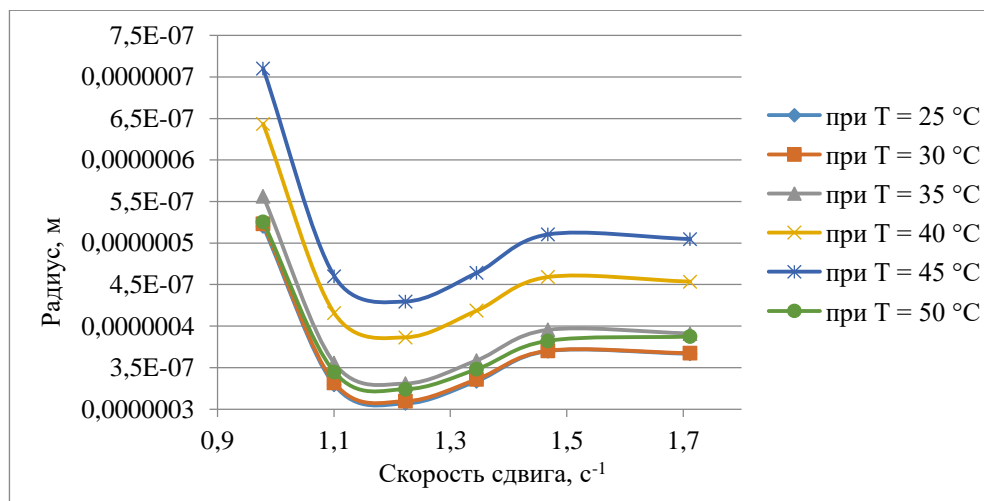


Рисунок 3.14 – Радиусы частиц образца нефти без деэмульгатора

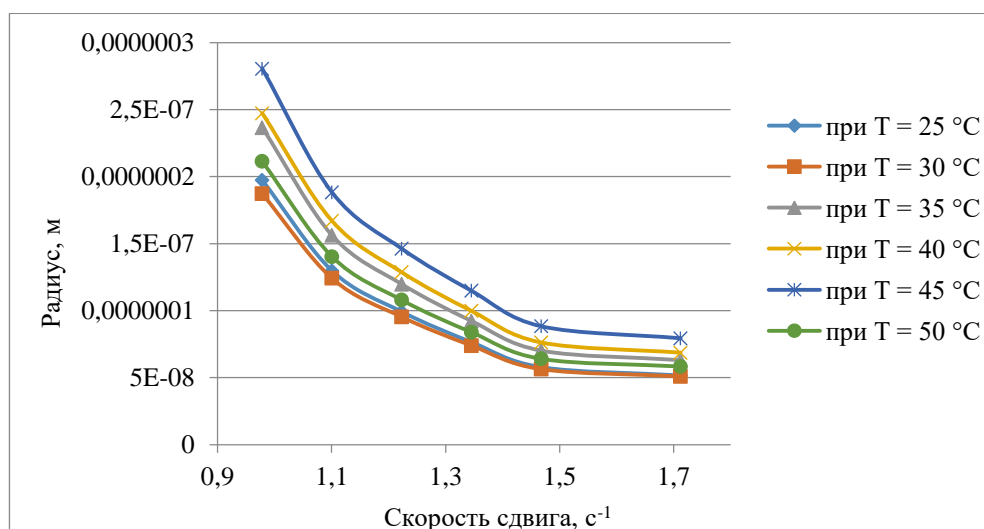


Рисунок 3.15 – Радиусы частиц образца нефти с деэмульгатором 45 г/т

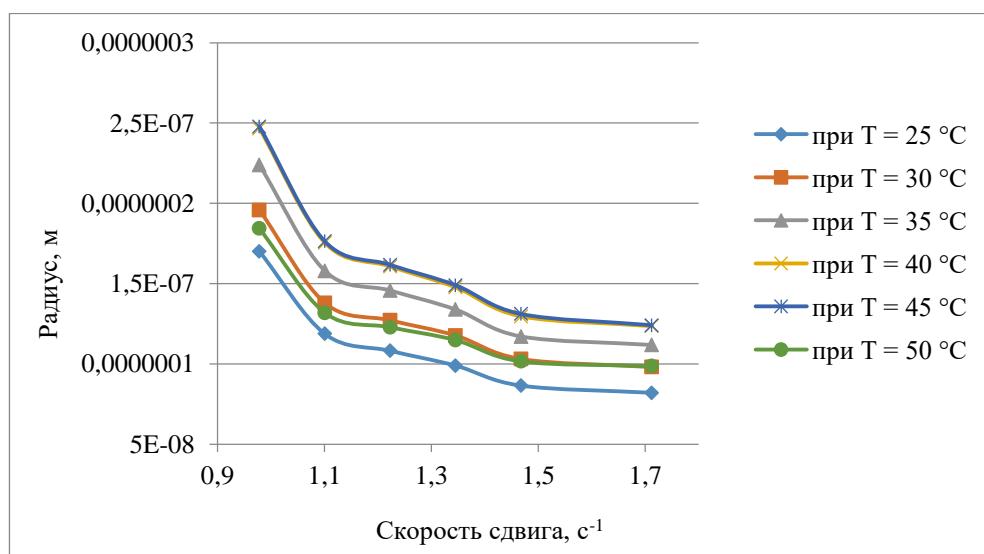


Рисунок 3.16 – Радиусы частиц образца нефти с деэмульгатором 50 г/т

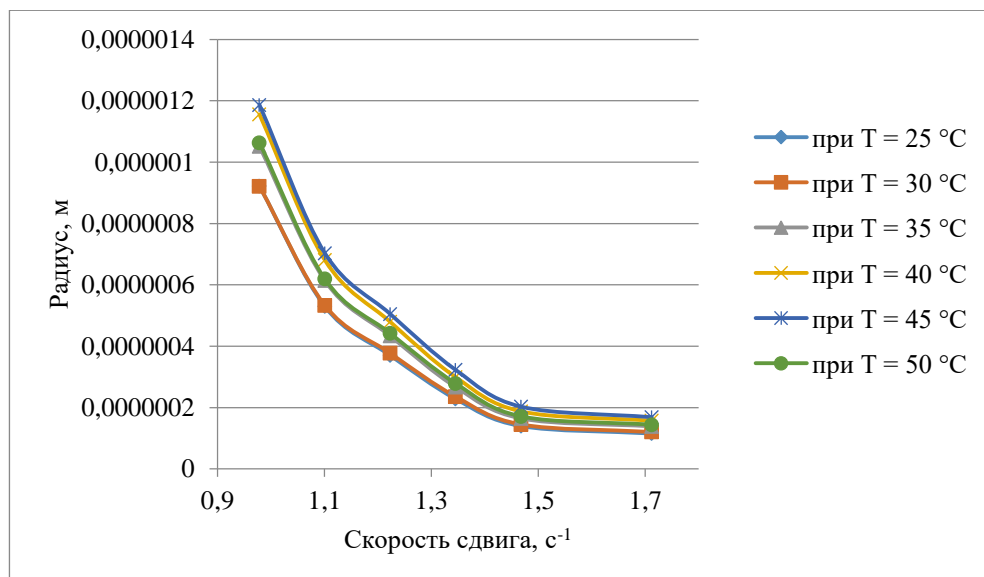


Рисунок 3.17 – Радиусы частиц образца нефти с деэмульгатором 55 г/т

Рассмотрим радиусы частиц нефти при различных концентрациях деэмульгатора при 45 °C (рисунок 3.18).

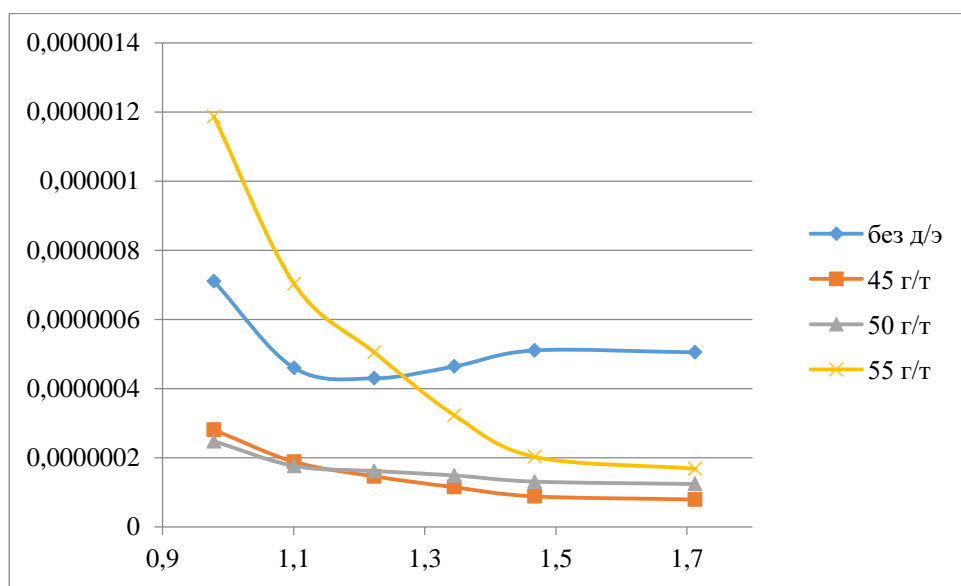


Рисунок 3.18 – Размеры частиц нефти при 45 °C

На рисунке видно, что наименьшие значения радиусов частиц нефти имеет проба с добавлением 45 г/т деэмульгатора.

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

Студентке:

Группа	ФИО
2Б8Г	Пономаревой Ульяне Вячеславовне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет бюджетной стоимости НИИ
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	Интегральный финансовый показатель Интегральный показатель ресурсоэффективности Интегральный показатель эффективности

Перечень графического материала

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности ИР 2. Матрица SWOT 3. Диаграмма Ганта 4. Бюджет НИ 5. Основные показатели эффективности НИ
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кацук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Пономарева Ульяна Вячеславовна		

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, в которой рассмотрены конкурентоспособности различных видов ингибиторов (таблица 4.1), где под цифрой 1 подразумевается INTEХ, 2 – ХПП-007, 3 – СНПХ-ИПГ-11.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б ₁	Б ₂	Б ₃	К ₁	К ₂	К ₃
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации	0,1	4	4	2	0,4	0,4	0,2
2. Надёжность	0,2	4	3	4	0,8	0,6	0,8
3. Безопасность	0,2	4	2	3	0,8	0,4	0,6
4. Простота эксплуатации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Конкурентоспособность	0,2	5	4	2	1	0,8	0,4
2. Поступление на рынок	0,07	4	2	4	0,28	0,17	0,28
3. Цена	0,08	4	3	5	0,32	0,24	0,4
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
ИТОГО	1	39	28	29	4,35	3,36	3,33

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле (4.1):

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; V_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Анализируя конкурентоспособность трёх видов деэмульгаторов отметим, что INTEХ имеет наиболее высокие показатели. Его главными

преимуществами являются надёжность, простота эксплуатации, а также предполагаемый срок эксплуатации.

4.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта и заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Высокая конкурентоспособность	Сл1. Вред для экологии
С2. Высокая продолжительность эффекта	Сл2. Дороговизна
С3. Простота эксплуатации	Сл3. Несовместимость с некоторыми образцами
С4. Доступность	
Возможности	Угрозы
В1. Снижение цены	У1. Развитая конкуренция со стороны других деэмульгаторов
В2. Уменьшение негативного влияния на экологию	У2. Высокие инвестиции
В3. Увеличение сферы действия	

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта сильных сторон и возможностей

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	0	+	+
	B2	+	+	+	+
	B3	+	0	0	+

При анализе интерактивной матрицы проекта, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: B1C1C3C4, B2C1C2C3C4, B3C1C4.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта слабых сторон и возможностей

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	+	-
	B2	+	-	-
	B3	0	+	+

При анализе интерактивной матрицы проекта, можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: В1Сл1Сл2, В2Сл1, В3Сл2Сл3.

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица проекта сильных сторон и угроз

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	–	+	–	0
	У2	–	+	+	+

При анализе интерактивной матрицы проекта, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и угрозы: У1С2, У2С2С3С4.

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица проекта слабых сторон и угроз

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	0	–	0
	У2	+	+	–

При анализе интерактивной матрицы проекта, можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и угрозы: У2Сл1Сл2.

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – SWOT-анализ

	Сильные стороны проекта: С1. Высокая конкурентоспособность С2. Высокая продолжительность эффекта С3. Простота эксплуатации С4. Доступность	Слабые стороны проекта: Сл1. Вред для экологии Сл2. Дороговизна Сл3. Несовместимость с некоторыми образцами
Возможности: В1. Снижение цены В2. Уменьшение	В1С1С3С4 В2С1С2С3С4 В3С1С4	В1Сл1Сл2 В2Сл1 В3Сл2Сл3

негативного влияния на экологию В3. Увеличение сферы действия		
Угрозы: У1. Развитая конкуренция со стороны других деэмульгаторов У2. Высокие инвестиции	У1С2 У2С2С3С4	У2Сл1Сл2

В результате SWOT-анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно-исследовательской разработке.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Руководитель, инженер
Выбор направления исследований	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Разработка методики проведения эксперимент	Руководитель, инженер
	6	Проведение теоретических расчетов	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения

ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож i}$ используется следующая формула (4.2):

$$t_{ож i} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5}, \quad (4.2)$$

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

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

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

$$t_{ож 1} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \text{ чел. -дн.}$$

$$t_{ож 2} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \text{ чел. -дн.}$$

$$t_{ож 3} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 4}{5} = 3,4 \text{ чел. -дн.}$$

$$t_{ож 4} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 4}{5} = 2,8 \text{ чел. -дн.}$$

$$t_{ож 5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \text{ чел. -дн.}$$

$$t_{ож 6} = \frac{3 \cdot 4 + 2 \cdot 7}{5} = 5,2 \text{ чел. -дн.}$$

$$t_{ож 7} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 10}{5} = 7 \text{ чел. -дн.}$$

$$t_{ож 8} = \frac{3 \cdot 4 + 2 \cdot 7}{5} = 5,2 \text{ чел. -дн.}$$

$$t_{ож 9} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел. -дн.}$$

$$t_{ож 10} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел. -дн.}$$

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p по формуле (4.3), учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i}, \quad (4.3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.; $t_{ож i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой (4.4):

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (4.4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле (4.5):

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48, \quad (4.5)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{ki} = 1,4 \cdot 1,48 = 2,072 = 2 \text{ дня}$$

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	$t_{min i}$, чел.-дн.		$t_{max i}$, чел.-дн.		$t_{ож i}$, чел.-дн.			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
Составление и утверждение технического задания	1	-	2	-	1,4	-	1,4	2
Календарное планирование работ по теме	1	1	2	1	1,4	1	1,2	2
Подбор и изучение материалов по теме	-	3	-	4	-	3,4	3,4	5
Выбор направления исследования	-	2	-	4	-	2,8	2,8	4
Разработка методики проведения эксперимента	1	1	2	1	1,4	1	1,2	2
Проведение теоретических расчетов	-	4	-	7	-	5,2	5,2	8
Проведение эксперимента	-	5	-	10	-	7	7	10
Обработка полученных данных	-	4	-	7	-	5,2	5,2	8
Оценка правильности полученных результатов	2	1	3	2	2,4	1,4	1,9	3
Составление пояснительной записки	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
ИТОГО	5	24	9	41	6,6	30,8	32,18	50

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 4.10).

Таблица 4.10 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	T_{ki}	Продолжительность выполнения работ										
				апрель			май			июнь				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания	Исп.1	2	▨										
2	Календарное планирование работ по теме	Исп.1 Исп.2	2		▨ ■									
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исп.2	5			■								
4	Выбор направления исследования	Исп.2	4			■								
5	Разработка методики проведения эксперимента	Исп.1 Исп.2	2				▨ ■							
6	Проведение теоретических расчетов	Исп.2	8					■						
7	Проведение эксперимента	Исп.2	10					■						
8	Обработка полученных данных	Исп.2	8						■					
9	Оценка правильности полученных результатов	Исп.1 Исп.2	3							▨ ■				
10	Составление пояснительной записки	Исп.2	6									■		

Примечание:

▨ – Исп. 1 (научный руководитель), ■ – Исп. 2 (инженер)

4.3 Бюджет научно технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

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

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Материальные затраты – это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при получении образца, нанесенного с покрытием Zr-Y-O. Результаты расчета затрат представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Затраты на получение образца, нанесенного с покрытием Zr-Y-O

Наименование		Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Итого затраты, руб.
Лабораторные образцы нефти		мл	150	2000	2000
Лабораторная посуда		шт.	3	1500	4500
Образец реагента	INTEX	мл	100	500	500
Итого:					7000

4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме. Расчет амортизации проводится следующим образом:

1. Норма амортизации рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (4.6)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

2. Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot t, \quad (4.7)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; t – время использования, мес.

Таблица 4.12 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес	H_A , %	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	Измерительный комплекс (Вискозиметр Brookfield LVDV-II-PRO, криостат Brookfield)	1	5	1	20	546 268	9 104,4
2	Перемешивающее устройство ПЭ-6300 М	1	9	0,3	11	36 270	99,7
ИТОГО							9 204,1 руб.

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{\text{осн}}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 4.9). Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

1. Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{60157,5 \cdot 10,3}{246} = 2518,8 \text{ руб}, \quad (4.9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

2. Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{42216 \cdot 11,2}{213} = 2219,8 \text{ руб}, \quad (4.10)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p = 30850 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 60157,5 \text{ руб} \quad (4.11)$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p = 22700 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 42216 \text{ руб} \quad (4.12)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; $k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равен 0,3; $k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; $k_{р}$ – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 4.13 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	7	43
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	1	4
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	6	39

Таблица 4.14 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{тс}$, руб	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$, руб	$Z_{дн}$, руб	$T_{р}$, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	30850	0,3	0,2	1,3	60157,5	2518,8	6	15112,8
Инженер	22700	0,3	0,2	1,3	42216	2219,8	31	86572,2
ИТОГО								101 685

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 15112,8 = 2266,92 \text{ руб} \quad (4.13)$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 86572,2 = 12985,83 \text{ руб}, \quad (4.14)$$

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

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (15112,8 + 2266,92) = 5213,92 \text{ руб} \quad (4.15)$$

– для инженера:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (86572,2 + 12985,83) = 29867,4 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2020 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 4.15 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
9204,1	7000	101685	15252,75	35081,32	168223,17

Величина накладных расходов определяется по формуле (4.16):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.16)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

$$Z_{\text{накл}} = 168223,17 \cdot 0,2 = 33644,634 \text{ руб.}$$

4.3.6 Формирование бюджета НИР

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ «Исследование структурно-фазового состояния и физикомеханических свойств защитных нанокompозитных покрытий системы Zr-Y-O на поверхности кремния» по

форме, приведенной в таблице 4.16. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 4.16 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.
		Текущий проект
1	Материальные затраты НИР	7000
2	Затраты на специальное оборудование	9204,1
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	101685
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	15252,75
5	Отчисления во внебюджетные фонды	35081,32
6	Накладные расходы	33644,634
Бюджет затрат НИР		201867,8

Бюджет научно-технического исследования с учетом всех затрат составил 201 867,8 руб.

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

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как

знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

1. ротационный вискозиметр цифровой BGD155/3;
2. вращающийся вискозиметр NDJ-4 (ротационный) для измерения вязкостей.

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.17)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 201867,8$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 203452,5$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 231018,6$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{текущ.пр.}} = \frac{201867,8}{231018,6} = 0,87$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{203452,5}{231018,6} = 0,88$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{231018,6}{231018,6} = 1$$

В результате расчёта консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки, текущий проект с меньшим перевесом считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра и представлен в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,5	5	4	4

2. Стабильность работы	0,2	5	4	5
3. Производительность	0,2	5	3	4
4. Затраты	0,1	4	4	5
ИТОГО	1	4,65	3,8	4,05

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,5 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,9$$

$$I_{p2} = 0,5 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 = 3,8$$

$$I_{p3} = 0,5 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 = 4,3$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп } i} = \frac{I_{pi}}{I_{\text{финр } i}}, \quad (4.18)$$

$$I_{\text{исп } 1} = \frac{4,9}{0,87} = 5,63; \quad I_{\text{исп } 2} = \frac{3,8}{0,88} = 4,32; \quad I_{\text{исп } 3} = \frac{4,3}{1} = 4,30.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 4.18).

Таблица 4.18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,87	0,88	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,9	3,8	4,3
3	Интегральный показатель эффективности	5,63	4,32	4,3
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,77	0,76

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и

ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентами.

4.5 Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 50 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 39 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 6 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 201867,8 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,87, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,9, по сравнению с 3,8 и 4,3;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,63, по сравнению с 4,32 и 4,3, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студентке:

Группа 2Б8Г		ФИО Пономарева Ульяна Вячеславовна	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ реологических свойств аномальной нефти на примере месторождения А (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения

Объект исследования: нефтепродукт и его реологические свойства в результате влияния дезмульгатора
Область применения: месторождение А Томской области
Рабочая зона: лаборатория
Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 14 (измеритель плотности жидкостей вибрационный «ВИП-2М», автоматический анализатор фракционного состава «OptiDist», экстрактор ПЭ-8000, центрифуга лабораторная медицинская ОПн-8, модульный микроскоп OLIMPUS модели CX41, мешалка магнитная ММ-5, перемешивающее устройство ПЭ-6300 М, однолучевой сканирующий спектрофотометр ПЭ-3200С/УФ, вискозиметр LVDV-II+PRO, измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН-SX-800 (определение температур застывания, помутнения, кристаллизации), измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН-SX-850 (определение динамической вязкости нефтепродуктов), аппарат (ручной) для определения содержания воды дистилляцией по методу Дина-Старка в нефтепродуктах, весы электронные лабораторные GR – 200, стагагмометр СТ)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021)
 Собрание законодательства РФ – Глава 34, ст. 212.
 Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
 ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
 ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования

2. Производственная безопасность при разработке проектного решения

- анализ потенциально вредных и опасных факторов
- обоснование мероприятий по снижению воздействия

Потенциально вредные факторы:

- Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека
- Длительное сосредоточенное наблюдение
- Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего
- Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Потенциально опасные факторы:

- Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий
- Производственные факторы, связанные с

	чрезмерно высокой температурой материальных объектов
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	Атмосфера: Выделение отравляющих веществ в атмосферный воздух Гидросфера: Утилизация нефтяных отходов и химикатов в канализационные стоки. Литосфера: Загрязнение почвы химическими веществами, нефтью.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	Возможные ЧС: обрушение здания, пожар, аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения населения Наиболее типичная ЧС: пожар
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Пономарева Ульяна Вячеславовна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [16].

Охрана труда – система обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая правовые, социально-экономические, санитарно-гигиенические, психо-физические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия. Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда.

Основным методом охраны труда является использование техники безопасности [17].

В данном случае рассматривается химическая лаборатория, расположенная в 20 корпусе Томского Политехнического университета в аудитории 320а. Помещение имеет площадь 20 м², одну дверь, два окна, три компьютера, вытяжной шкаф, 5 рабочих мест. Также в ней находятся следующие приборы:

- измеритель плотности жидкостей вибрационный «ВИП-2М»;
- автоматический анализатор фракционного состава «OptiDist»;
- экстрактор ПЭ-8000;
- центрифуга лабораторная медицинская ОПн-8;
- модульный микроскоп OLIMPUS модели CX41;
- мешалка магнитная ММ-5;
- перемешивающее устройство ПЭ-6300 М;
- однолучевой сканирующий спектрофотометр ПЭ-3200С/УФ;
- вискозиметр LVDV-II+PRO;

- измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН-SX-800 (определение температур застывания, помутнения, кристаллизации);
- измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН-SX-850 (определение динамической вязкости нефтепродуктов);
- аппарат (ручной) для определения содержания воды дистилляцией по методу Дина-Старка в нефтепродуктах;
- весы электронные лабораторные GR – 200;
- сталагмометр СТ2.

В данной работе объектом исследования является нефть и её реологические свойства, химические вещества – деэмульгаторы, а также их влияние на реологические свойства данной нефти.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правила работы в химической лаборатории

Согласно статье 212 ТК РФ «Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда» Работодатель обязан обеспечить [19]:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- создание и функционирование системы управления охраной труда;
- приобретение и выдачу за счет собственных средств специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, смывающих и обезвреживающих средств, прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации;

– принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи.

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» к работе в лаборатории физико-химических процессов допускаются сотрудники не моложе 18 лет, усвоившие принцип действия прибора, порядок работы на нем и правила эксплуатации, а также прошедшие медицинский осмотр и не имеющие медицинских противопоказаний, инструктаж на рабочем месте и показавшие удовлетворительные знания правил по электробезопасности с присвоением II квалификационной группы, сдавшие экзамен по химической безопасности экспертной комиссии института.

Запрещается выполнение тех видов работ, по которым не проводилось обучение безопасности труда.

При этом должны быть изучены:

- опасные моменты при проведении работ в лаборатории и способы их предупреждения;
- меры первой доврачебной помощи при отравлениях, ожогах и поражениях электрическим током и других несчастных случаях [18].

Для проведения лабораторных исследований, работы с микроскопом или за компьютером рабочее место должно соответствовать ГОСТ 12.2.032-78 и ГОСТ 12.2.033-77, согласно которым при выполнении работ сидя или стоя, например должна быть соблюдена площадь и высота рабочей поверхности.

5.2 Производственная безопасность

При выполнении работ на персональном компьютере (ПЭВМ) согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» могут иметь место следующие факторы, представленные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Потенциально вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Длительное сосредоточенное наблюдение	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95

5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Деэмульгаторы представляют собой раствор ПАВ неионогенного типа с массовой долей не менее 20% в смеси метанола и ароматического растворителя. По степени воздействия на организм человека в соответствии с ГОСТ 12.1.007 деэмульгатор относится к 3 классу опасности (вещества умеренно-опасные). Данная химическая продукция оказывает выраженное раздражающее действие на кожу и слизистые оболочки. Обладает общетоксическим действием. Могут развиваться аллергические реакции [20].

Работа в лаборатории разрешается только при наличии исправной вытяжной вентиляции, спецодежды (халаты), средств индивидуальной защиты (перчатки, защитные очки), первичных средств пожаротушения (огнетушителя, асбестового полотна).

Длительное сосредоточенное наблюдение

Работа на персональном компьютере сопровождается постоянным и значительным напряжением функций зрительного анализатора. Одной из основных особенностей является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. Чтобы снизить зрительное напряжение нужно соблюдать визуальные параметры экрана, которые представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметры	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/кв.м
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более $\pm 20\%$
Контрастность (для монохромного режима)	3:1
Пространственная нестабильность изображения (непреднамеренное изменение положения фрагментов изображения экрана)	Не более $2 \cdot 10L - 4L$, где L – расстояние наблюдения

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

Величины показателей микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [21]. В зависимости от категории нагрузки (работ), теплого или холодного периода года в аудитории 320а корпуса №20 должны поддерживаться определенные значения температуры воздуха, температуры поверхностей оборудования, относительной влажности и скорости движения воздуха. В настоящем проекте принимаем категорию I-б, к которой относятся

работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/час, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением [21].

При обеспечении оптимальных и допустимых показателей микроклимата в холодный период следует применять средства защиты радиационного переохлаждения от окон, а в теплый период необходимо применять средства защиты от попадания прямых солнечных лучей (занавески).

Оптимальные параметры микроклимата, установленные СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Оптимальные и допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Оптимальные значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22 – 24	21 – 25	40 – 60	0,1
Теплый	23 – 25	22 – 26	40 – 60	0,1
Допустимые значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	20 – 25	19 – 26	15 – 75	0,1
Теплый	21 – 28	20 – 29	15 – 75	0,1 – 0,2

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения рабочей зоны помещения 320а корпуса №20 ТПУ, оборудованной ПК, также является одной из причин нарушения зрительной функции, а также влияет на общее самочувствие и эффективность труда. Искусственное освещение в

помещениях для эксплуатации ПК должно осуществляться системой общего равномерного освещения.

Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения в соответствии с СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1278-03 указаны в таблице 5.4 [22].

Таблица 5.4 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизонтальная, В-вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение	
		КЕО e_n , %		КЕО e_n , %	
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении
Кабинеты, рабочие комнаты, офисы	Г – 0,8	3,0	1,0	1,8	0,6
Помещения	Искусственное освещение				
	Освещенность, лк			Показатель дискомфорта, М, не более	Коэффициент пульсации освещенности, K_p , %, не более
	При комбинированном освещении		При общем освещении		
всего	от общего				
Кабинеты, рабочие комнаты, офисы	400	200	300	40	15

5.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов

Помещение физико-химической лаборатории в соответствии с правилами устройства электроустановок ПУЭ относится к помещению без повышенной опасности, т.к. влажность воздуха менее 75 %, токопроводящая пыль и токопроводящие полы отсутствуют, возможность одновременного соприкосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям с одной стороны и к металлическим корпусам электрооборудования с другой не представляются возможными.

Источниками потенциально опасного фактора при работе с проектом является лабораторное оборудование и персональный компьютер.

Степень воздействия определяется величиной тока и т.д. Электрическое сопротивление тела человека и приложенное к нему напряжение, т.е. напряжение прикосновения, также влияют на исход поражения, так как они определяют значение тока, протекающего через тело человека [23].

Основные способы и средства электрозащиты в лаборатории:

- защитное заземление;
- защитное электрическое разделение сетей;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной электрозащиты;
- использование малых напряжений;
- уравнивание потенциалов;
- предупредительная сигнализация.

Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов

Т.к. в лаборатории 320а корпуса №20 имеются горючие газы и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, то категория помещения по пожароопасности – П-Па, класс пожара – А. В помещении присутствуют электроприборы, способные нагревать образцы, поэтому класс пожара – Е, т.к. возможно горение оборудования находящегося под напряжением.

Таблица 5.5 – Пределы взрываемости веществ

Вещества	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15
Бензины (различной марки)	от 0,76 до 1,48	от 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

Пожары в лаборатории представлены особой опасностью. Источниками зажигания могут быть:

- неисправности электропроводки, розеток и выключателей которые могут привести к короткому замыканию или пробое изоляции;
- использование поврежденных (неисправных) электроприборов;
- использование в помещении электронагревательных приборов с открытыми нагревательными элементами;
- хранение в недозволённых местах легковоспламеняющихся и горючих материалов.

Пожарная профилактика в помещении достигается зонированием территории, обеспечением безопасной эвакуации людей на случай возникновения пожара, а также обеспечением удаления из помещения дыма при пожаре. При возникновении пожара используются кислотные

огнетушители, тушение водой, использование азота в системе газового пожаротушения.

5.3 Экологическая безопасность

Состояние окружающей природной среды является одной из наиболее острых социально-экономических проблем, прямо или косвенно затрагивающих интересы каждого человека.

Создавая необходимые для своего существования продукты, отсутствующие в природе, человечество использует различные незамкнутые технологические процессы по превращению природных веществ. Конечные продукты и отходы этих процессов не являются в большинстве случаев сырьем для другого технологического цикла и теряются, загрязняя окружающую среду. Человечество преобразует живую и неживую природу значительно быстрее, чем происходит их эволюционное восстановление. Потребление нефти и газа несопоставимо, например, со скоростью их образования.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения

Лабораторные запасы реактивов должны храниться в специально оборудованных, хорошо вентилируемых, сухих помещениях (складах) согласно разработанной в лаборатории схеме размещения реактивов, отработанные реактивы необходимо сливать в отдельные склянки для последующей переработки или передачи в организации, занимающихся утилизацией химических веществ. Строго запрещается сливать концентрированные кислоты, щелочи, ядовитые и горючие вещества в канализацию.

Охрана атмосферы

Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей. В рабочих помещениях

допускается хранить нелетучие, непожароопасные и малотоксичные твердые вещества и водные растворы, разбавленные кислоты и щелочи, в количествах, необходимых для анализов.

Охрана земельных ресурсов

В зависимости от интенсивности и продолжительности загрязнения почв и грунтов нефтепродуктами предусматривают техническую, химическую и биологическую рекультивацию.

Первая из них включает работы по очистке территории, планировке нарушенных участков и механической обработке почвы (рыхление, дискование) для искусственной аэрации ее верхних горизонтов и ускоренного выветривания загрязнителя.

Биологическая рекультивация включает внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается согласно ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение», а также ГОСТ 3885-73 «Реактивы и особо чистые вещества. Правила приемки, отбор проб, фасовка, упаковка, маркировка, транспортирование и хранение».

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, которая сложилась в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [18].

К возможным чрезвычайным ситуациям в химической лаборатории относят:

- внезапное обрушение здания;
- аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения населения;

- пожар;
- угроза пандемии.

С учетом специфики работы и наличием вычислительной техники в помещении наиболее вероятно возникновение пожара, под которым понимается вышедший из-под контроля процесс горения, обусловленный возгоранием вычислительной техники и угрожающий жизни и здоровью работников.

Причинами возгорания при работе с компьютером могут быть: токи короткого замыкания, неисправность устройства компьютера или электросетей, воспламенение ПК из-за перегрузки.

В связи с этим, согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования», при работе с компьютером необходимо соблюдать следующие нормы пожарной безопасности [24]:

- для предохранения сети от перегрузок запрещается одновременно подключать к сети количество потребителей, превышающих допустимую нагрузку;
- работы за компьютером проводить только при исправном состоянии оборудования, электропроводки;
- иметь средства для тушения пожара (огнетушитель);
- установить количество, размеры и соответствующее конструктивное исполнение эвакуационных путей и выходов, а также обеспечить возможность беспрепятственного движения людей по эвакуационным путям.

При появлении пожара, любой человек, увидевший пожар должен незамедлительно заявить в пожарную службу по номеру 01 или 112.

В случае возникновения пожара в здании автоматически срабатывают датчики пожаротушения и звуковая система оповещает всех сотрудников о немедленной эвакуации из здания в соответствии с планом эвакуации при пожарах и других ЧС. В кабинете этаже находится огнетушитель, а на этаже два эвакуационных выхода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был проведен анализ реологических свойств аномальной нефти месторождения А под влиянием различных параметров, а также рассмотрены основные способы снижения вязкости тяжелой нефти, определена энергия активации вязкого течения и радиусы частиц.

В ходе эксперимента с помощью вискозиметра была определена вязкость нефти при различных дозировках деэмульгатора в температурном диапазоне от 25 до 60 °С. Для более объективной оценки эффективности дозировки деэмульгатора ИНТЕКС, использовались различные их концентрации (45, 50, 55 г/т). Был произведён расчёт энергии активации вязкого течения, получены значения предэкспоненциального множителя по уравнению АФЕ и определены радиусы частиц нефти.

Основываясь на данных, полученных в ходе проведённых лабораторных исследований, сделан вывод, что наименьшие значения вязкости нефть достигает при дозировке деэмульгатора 45 г/т и температуре 45 °С.

В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено общее количество календарных дней для выполнения работ, составившее 50 дней. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 201867,8 руб.

Были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях при работе в лаборатории Томского политехнического университета.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005 №1. [Электронный ресурс]: http://ogbus.ru/authors/PolishukYu/PolishukYu_1.pdf (дата обращения 15.05.2022).
2. Дмитриева А.Ю., Залитова М.В., Старшов М.И., Мусабилов М.Х. Исследование основных причин образования вязких (аномальных) нефтей // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – С. 254–256.
3. Изменчивость состава и физических свойств нефти и газа // Добыча нефти и газа URL: <http://neftandgaz.ru/?tag=smola> (дата обращения: 15.05.2022).
4. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа. Часть 1. Основные понятия. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2005. – 59 с.
5. Вязкость нефти // Портал Neftegaz.RU URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142204-vyazkost-nefti/> (дата обращения: 16.05.2022).
6. Халимов Э.М., Климушин И.М., Фердман Л.И., Мессинева Н.И., Новикова Л.Н. Характеристика высоковязких нефтей и условия залегания их скоплений // Геология нефти и газа. – 1985. – №9. – С. 53-56.
7. Г.И. Келбалиев, С.Р. Расулов, Д.Б. Тагиев, Г.Р. Мустафаева Механика и реология нефтяных дисперсных систем: Монография – М.: Изд.-во «Маска», 2017. – 462 с.
8. Реология нефти и нефтепродуктов: Теория и практика: учебник / Малкин А.Я., Сафиева Р.З. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2019. – 178 с.
9. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. – 2011. – №14. – С. 14-17.

10. Манжай В.Н. Физико-химические аспекты турбулентного течения разбавленных растворов полимеров: дис. д-р. хим. наук: 02.00.04. – Томск, 2009. – 227 с.

11. Технологический регламент «Площадка насосной станции (ДНС с УПСВ) месторождения А»

12. Чемякин А. С. Современные подходы изучения температурного воздействия на нефть нефтегазовых месторождений Западной Сибири / А. С. Чемякин; науч. рук. Л. В. Чеканцева // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2020. – Т. 2. – [С. 161-163]

13. Программируемый вискозиметр Брукфилда DV-II+PRO. Руководство по эксплуатации № M/03 – 165

14. Состав и структура высоковязких нефтей различных месторождений Манжай В.Н., Кулышкина С.Г., Чеканцева Л.В., Ященко И.Г. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 112-118.

15. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

16. Безопасность жизнедеятельности: методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / сост. Н.В. Крепша – Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 56 с.

17. ГОСТ 12.0.230–2007 ССБТ. Системы управления охраной труда. Общие требования

18. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 145 с.
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021)
20. Паспорт безопасности химической продукции: деэмульгатор ХПД-001 по ТУ 2458-001-69415476-2013.-Производство ООО «Когалымский завод химреагентов»
21. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
22. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение
23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
24. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»