

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазовое дело

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Особенности разработки месторождений высоковязкой нефтью в условиях Западной Сибири</b>

УДК 622.276:665.6.035.6-026.732-022.225(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Суфиянова Инесса Алексеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Владимировна	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			

**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		И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	<p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном 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
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов,

	моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания	дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		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
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		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
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и 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 технологии	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 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
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
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
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования  4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)-2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<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 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 газа</p>
	<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>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>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<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>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</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 нефтегазопромыслового 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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Суфиянова Инесса Алексеевна

Тема работы:

Особенности разработки месторождений высоковязкой нефтью в условиях Западной Сибири

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 09.03 №68– 66/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Тексты и графические материалы отчетов исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Сведения о вязкости, плотности и особенностях высоковязкой нефти. Строение сеноманской залежи, как основной потенциал разработки высоковязкой нефти на территории Западной Сибири. Методы разработки месторождений с высоковязкой нефтью. Финансовый менеджмент и социальная ответственность.</p>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
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:**

**Общие сведения о высоковязкой нефти**

**Разработка месторождений высоковязкой нефти**

**Технологии разработки месторождений высоковязкой нефти**

**Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

**Социальная ответственность**

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

**Задание выдал руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладкий Марина Алексеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Суфиянова Инесса Алексеевна		

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**ВВН** – высоковязкая нефть;

**ФЕС** – фильтрационно-ёмкостные свойства;

**ПБ** – природные битумы;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**ТГДП** – термогравитационное дренирование пласта;

**НГНП** – нефтегазоносная провинция;

**ОПЭ** – опытно-промышленная эксплуатация;

**ММП** – многолетние мерзлые породы;

**ГНК** – газонефтяной контакт;

**ППУ** – паровая промысловая установка;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

## РЕФЕРАТ

Отчёт по производственной практике содержит 93 страниц, 4 рисунка, 25 таблиц, 30 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, сеноманская залежь, тепловой метод, первичный «холодный метод», газовый метод, месторождения Западной Сибири.

Объектом исследования является высоковязкая нефть сеноманской залежи Западной Сибири.

Цель исследования является рассмотреть методы разработки высоковязкой нефти на примере четырех месторождений. Выявить технологии разработки, подходящие для территории Западной Сибири.

В процессе исследования был проведен отбор текстового материала по теме высоковязкие нефти и методы освоения сеноманский залежей Западной Сибири, технологии разработки и сложности применения их на данной территории, описаны сложности освоения.

Область применения: месторождения сеноманский залежей высоковязкой нефти на территории Западной Сибири.

Экономическая часть работы заключалась в обосновании рентабельности паротеплового метода воздействия на месторождения высоковязкой нефти.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	18
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	19
1.1 Определение высоковязкой нефти.....	20
1.2 Геологическое строение пластов с высоковязкой нефтью.....	21
1.3 Освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти.....	22
2. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ	29
2.1 Обзор технологий и опыта разработки месторождений высоковязкой нефти.....	29
2.1.1 Нефтяное месторождение Катангли.....	33
2.1.2 Ярегское нефтетитановое месторождение.....	36
2.3 Месторождения Западной Сибири.....	41
2.3.1 Русское нефтегазоконденсатное месторождение.....	41
2.3.1 Тазовское нефтегазоконденсатное месторождение.....	43
3. ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	46
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	49
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	49
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	49
4.1.2 Оценка при помощи технологии QuaD.....	52
4.1.3 SWOT-анализ.....	53
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	56
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	56

4.2.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ .....	58
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	59
4.3 Бюджет научно-технического исследования .....	62
4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования .....	62
4.3.2 Расчет затрат на амортизационные отчисления .....	63
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей .....	64
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) ..	66
4.3.5 Накладные расходы .....	66
4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	67
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	68
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	75
5.2 Производственная безопасность .....	76
5.3 Анализ потенциальных вредных факторов рабочей среды.....	78
5.3.1 Анализ потенциальных опасных факторов рабочей среды .....	81
5.6 Экологическая безопасность .....	84
5.6.1 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны .....	84
5.6.2 Охрана природы. Гидросфера. Использование и охрана вод. ....	85
5.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	85
5.8 Вывод по разделу .....	87

ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	90
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	93

## ВВЕДЕНИЕ

Территория Западной Сибири является одним из главных энергоресурсов России. Только за 2021 год в России было добыто 524,05 млн.т нефти, на территорию Западной Сибири пришлось 290 млн.т, 23% которых составляет доля тяжелой нефти от общей добычи.

На Западную Сибирь приходится 56% российской добычи нефти и 61% поступлений по налогу на добычу полезных ископаемых, поэтому развитие региона всегда было стратегической задачей.

Вместе с тем, опережающая добыча из активных запасов приведет к тому, что через 20 лет основной объем мировой добычи до 70 % будет обеспечиваться за счет трудноизвлекаемых запасов нефти.

Уже сегодня в России на большинстве крупнейших нефтяных месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки, доля трудноизвлекаемых запасов увеличилась более чем в 10 раз и продолжает увеличиваться.

По оценкам ведущих международных экономических организаций в 2020 – 2025 гг. будет достигнут пик добычи традиционной нефти, после которого начнется ее спад ввиду исчерпания основных запасов этого вида энергоносителей. Завершение эры дешевой нефти и газа требует более рациональной политики по использованию своего потенциала.

Одной из важных проблем топливно-энергетического комплекса является применение альтернативных углеводородных топлив. Однако растущее энергопотребление и большие запасы нетрадиционной труднодоступной нефти заставляют вовлекать в разработку и эти месторождения, наиболее перспективными из которых можно считать залежи тяжелой высоковязкой нефти (ВВН).

## **1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли нефтедобывающих стран мира, в том числе и России, являются запасы высоковязкой тяжелой нефти. По оценкам, её запасы составляют от 790 млрд до 1 трлн.т, что в 5 – 6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефти малой средней вязкости, составляющих примерно 160 млрд.т. Геологические запасы высоковязкой нефти в России составляют до 75 млрд.т.

В мире сохраняется тенденции увеличения доли высоковязких нефтей в общем объеме добываемой нефти. Так, если в середине 50-х годов XX века доля таких нефтей составляла лишь 30%, то сейчас она достигает 70 % и продолжает возрастать.

Высоковязкие нефти, природные битумы и битумоносные породы станут одним из доступных энергоисточников, способных восполнить дефицит традиционной нефти и служить в течение длительного периода энергетическим мостом в будущее между традиционной нефтяной эрой и эрой будущих принципиально новых энергетических технологий.

Геологические запасы высоковязкой нефти в России требует использования специальных дорогостоящих технологий, так как такая нефть сложна в переработке, из-за высокой вязкости ее сложно перекачивать, она плохо протекает по скважине, и даже при больших запасах трудно отбирать большие дебиты. Несмотря на трудности разработки вовлечение высоковязкой нефти в промышленное использование является одним из перспективных направлений обеспечения социально-экономического развития страны.

На данный момент добыча высоковязкой нефти достаточно часто нерентабельна. Как и всякое новое перспективное производство, освоение ресурсов, транспортировка и организация переработки высоковязкой нефти требуют перспективных методов воздействия на тяжелую нефть с целью снижения её вязкости.

## 1.1 Определение высоковязкой нефти

Высоковязкая нефть – это нефть, в состав которых входит большое количество тяжелых углеводородов. Вязкость ВВН (высоковязкой нефти) быстро увеличивается при снижении температуры, и застывает такая нефть при сравнительно низких температурах.

При отнесении нефти к высоковязким нефтям и определении её границы с природным битумом обычно пользуются характеристиками, как плотность и вязкость.

Вязкость - важнейшее технологическое свойство нефти, определяющее ее подвижность в пластовых условиях для добычи или при транспортировке по магистральным нефтепроводам. Величина вязкости учитывается при оценке скорости фильтрации в пласте, при выборе типа вытесняющего агента, при расчете мощности насоса добычи нефти и др. Классификация нефти по вязкости и плотности представлена в таблицах 1–2.

Таблица 1 – Классификация нефти по вязкости [2]

<b>Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа · с</b>	<b>Типы нефти</b>
до 5,0	Незначительной вязкости
от 5,1 до 10,0	Маловязкая
от 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
от 30,1 до 200,0	Высоковязкая
более 200,0	Сверхвязкая

Таблица 2 – Классификация нефти по плотности [2]

<b>Плотность нефти при 20° и 0,1 МПа, г/см</b>	<b>Типы нефти</b>
до 0,830	Особо легкая
0,831– 0,850	Легкая
0,851– 0,870	Средняя

## Продолжение таблицы 2

0,871– 0,895	Тяжелая
более 0,895	Битуминозная

Операционные затраты по добыче и транспортировке тяжелой нефти в 3 – 4 раза превосходят затраты для легкой нефти, что связано с высокой плотностью и вязкостью тяжелой нефти. Переработка тяжелой ВВН более затруднительна, энергоемка и, как следствие, во многих случаях низкорентабельна и даже убыточна.

### **1.2 Геологическое строение пластов с высоковязкой нефтью**

Сложнопостроенные коллектора с тяжелыми, высоковязкими нефтями, относятся к категории залежей очень сложного строения и являются эксплуатационными объектами с трудноизвлекаемыми запасами. Высоковязкие нефти содержат ценные высокомолекулярные углеводороды и их соединения, которые используются в различных отраслях промышленности. По результатам лабораторных исследований в составе нефтей содержится большое количество асфальтенов, смол, что значительно превышает соответствующее количество этих компонентов в легких нефтях с малой вязкостью. Коэффициент динамической вязкости в сотни раз превышает аналогичные параметры легких нефтей. По данным различных источников коэффициент динамической вязкости могут достигать значений 1000 и более МПа. Наличие тяжелых углеводородных соединений в составе нефтей ведет к значительному увеличению плотности, как в пластовых, так и в нормальных условиях.

Состав и структурные особенности в молекулярном строении тяжелых высоковязких нефтей обуславливает необходимость применения реологических уравнений отличных от уравнения Ньютона, используемого для описания состояния маловязких нефтей.

При движении вязкой нефти в пористой среде закон Дарси не выполняется. Для того чтобы «сдвинуть» жидкость необходимо преодолеть начальный градиент давления, который зависит от свойства и состава нефти, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора. Большой коэффициент динамической вязкости вносит существенные особенности на процессы фильтрации и вытеснения высоковязкой нефти. Что оказывает существенное влияние на проектирование системы разработки, эксплуатацию скважин и на выбор методов повышения нефтеотдачи.

В настоящее время при разработке широко используются скважины с горизонтальными окончаниями как нагнетательные, так и добывающие. Уплотнение сетки скважин также является одной из особенностей разработки залежей с высоковязкими нефтями. Выбор сетки скважин, размещение скважин обусловлен геологическим строением выбранного объекта разработки. [1]

### **1.3 Освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти**

На сегодняшний день актуальным вопросом становится освоение запасов высоковязкой нефти сеноманских залежей Западной Сибири, которые содержат огромные запасы ценного углеводородного сырья и имеют ряд геолого-физических особенностей.

Первые опытно-промышленные работы по освоению сеноманских залежей высоковязкой нефти на территории Западной Сибири вскрыли насущные проблемы и показали, насколько сложным является данный процесс. Речь идет о практически неконтролируемых прорывах газа и воды в добывающие нефтяные скважины, в том числе горизонтальные, резком снижении дебита нефти в первый год эксплуатации, что вызвано рядом геологических и технологических факторов. К таким факторам, в частности, относится существенная разница в подвижностях высоковязкой нефти, газа и воды, находящихся в пределах одной гидродинамически связанной пластовой системы, а также близость интервалов перфорации нефтяных скважин к

поверхностям газонефтяного и водонефтяного контактов. Снижение влияния одного из негативных факторов, например, снижение прорывов газа в нефтяные скважины при высокой активности подошвенной воды, позволит продлить срок их эксплуатации с допустимыми технологическими режимами. Ряд исследователей считают, что одним из направлений оптимизации разработки в целях снижения влияния верхнего газа на показатели эксплуатации добывающих нефтяных скважин является одновременная добыча нефти и газа или же опережающая добыча газа на начальной стадии освоения. Однако опережающая добыча газа может привести к перемещению нефтяной оторочки в газонасыщенную часть залежи, выше газонефтяного контакта. Авторами на модели гипотетической залежи высоковязкой нефти, осложненной газовой шапкой и максимально приближенной к фактической геологической модели одного из месторождений, показано, насколько первоочередной отбор газа влияет на расформирование оторочки высоковязкой нефти. Анализ чувствительности к различным геологическим факторам показал, что наибольшее влияние на миграцию нефти в газовую шапку оказывает вертикальная связность резервуара.

На территории Западной Сибири значительные запасы нефти сосредоточены в сеноманских отложениях. Суммарные геологические запасы нефти только разведанных залежей составляют более 5 млрд.т. Залежи высоковязкой нефти в сеноманских отложениях сосредоточены на Русском, Западно-Мессояхском, Восточно-Мессояхском, Северо-Комсомольском, Ван-Еганском и других месторождениях. Характерной особенностью данных залежей является наличие в одной гидродинамически связанной системе нефти, газа и воды. Суммарные запасы газа данных залежей также весьма существенны и составляют около 500 млрд.м<sup>3</sup>. Каждое из вышеперечисленных месторождений по величине запасов газа является крупным.

Геолого-физическая характеристика нефтегазовых залежей перечисленных месторождений представлена (приложение А).

На данных месторождениях реализуются различные технологии отработки нефтяной части залежи, различающиеся конструкциями скважин и методами воздействия.

Одной из задач опытно-промышленной эксплуатации является обеспечение стабильных дебитов нефти, что связано с минимизацией рисков прорыва газа из газовой шапки (ГШ) и воды с водонефтяного контакта (ВНК), а также с организацией эффективной системы поддержания пластового давления (ППД). На залежь пласта ПК1 Северо-Комсомольского месторождения пробурено 12 вертикальных и 4 горизонтальные скважины, которые находятся в бездействии. Средний дебит нефти составил 0,95 т/сут., жидкости – 2,1 т/сут. при обводненности 48 %.

Основными проблемами на стадии опытно-промышленных работ можно назвать ранние прорывы газа и воды, вынос песка, набухание глин и образование стойких водонефтяных эмульсий. Отсутствие выраженных, достаточно мощных непроницаемых перемычек между нефтяной частью пласта, газовой шапкой и подстилающей водой благоприятствует возникновению перетоков газа и воды к интервалу перфорации. Усугубляет эту проблему крайне низкая механическая прочность пород коллекторов.

Реализация программы опытно-промышленной эксплуатации на Ван-Еганском месторождении осуществляется на трех опытных участках. Здесь также внедряются различные технологии отработки нефтяной части залежи, различающиеся конструкциями скважин и методами воздействия.

Ни одна из технологий до сих пор в полном объеме не реализована, однако уже на данной стадии можно отметить негативное влияние верхнего газа и подстилающей воды на показатели эксплуатации горизонтальных нефтяных скважин.

С данной проблемой столкнулись уже на стадии геологоразведочных работ, когда из интервалов пласта, перфорированных в нефтяной оторочке, получали притоки газа дебитом до 450 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Несмотря на наличие расчлененности в зоне газонефтяного контакта, незначительную

проницаемость пласта в газонасыщенной зоне и расстояние от интервала перфорации до газонефтяного контакта более 3 м, прорыв газа, вероятно, происходит как по затрубному пространству, так и через тонкослоистые глинистые перемычки.

Недолговременные результаты эксплуатации добывающих скважин с горизонтальным окончанием ствола на опытных участках показали, что основными причинами остановки являются высокая обводненность продукции (свыше 98 %), прорывы газа с последующим срывом подачи насоса.

Траектория стволов скважин находится близко к поверхностям контактов «газ – нефть» и «нефть – вода». Эффективная газонасыщенная толщина пласта в районе расположения эксплуатационных скважин в 3–5 раз больше эффективной нефтенасыщенной толщины.

Единственной скважиной, в которой удалось организовать устойчивую работу, является скважина с минимальной длиной горизонтального ствола 151 м образом, бурение скважин «сложной архитектуры» с длиной горизонтальной части ствола до 1000 и более метров не позволило избавиться от проблем, характерных для такого типа залежей.

При близости газонефтяного контакта (ГНК) или водонефтяного контакта (ВНК) к горизонтальному стволу добывающей скважины длина ствола и траектория его проводки в пласте являются одними из главных причин образования конусов газа и воды при отборе нефти. При увеличении длины горизонтального ствола в условиях прерывистости и невыдержанности глинистых пластов возрастает и вероятность вскрытия контактных с газом (водой) запасов нефти.

При увеличении длины горизонтального ствола с 200 до 1000 м контактная толщина возрастает от 23 до 36 % от средней нефтегазонасыщенной толщины рассматриваемого участка.

На начальном этапе разработки при практическом равенстве пластовых давлений в нефтяной и газовой частях залежи большую роль играет

существенная разность подвижностей высоковязкой нефти и свободного газа. Уменьшению влияния газа в пласте будет способствовать снижение пластового давления в газовой части залежи, чего можно достичь организацией опережающего равномерного отбора газа по площади залежи.

В данном случае можно допустить даже некоторое увеличение вязкости нефти в приконтактном к газонефтяному контакту (ГНК) слое, хотя проведенные экспериментальные исследования на пластовой нефти одного из месторождений-аналогов показали, что увеличения вязкости при снижении давления практически не происходит.

Исследования в данном направлении (отбор газа из газовой шапки): в первом случае отбор газа газовой шапки производился в целях снижения уровня компенсации отбора нефти закачиваемой водой при применении технологии барьерного заводнения. Выводы авторов оптимистичны: при отборе 25 % запасов газа из газовой шапки необходимый объем компенсации отборов закачкой для формирования барьера снижается до 150 %, при этом благодаря реологическим свойствам нефти не наблюдается расформирования запасов нефтяной оторочки за счет изменения начального положения газонефтяного контакта. Во втором случае авторы рассматривают возможность одновременной разработки газовой шапки и нефтяной оторочки пласта ПК1–2 Ван-Еганского нефтегазового месторождения. В качестве режима эксплуатации нефтяных скважин рассматривается фонтанный способ с большими дебитами газа, так называемый режим на сверхкритических дебитах газа. На секторной модели была произведена оценка миграции нефтяной оторочки в зону газовой шапки в случае ее первоочередной разработки с темпом отбора газа 5 %. Выводы авторов: визуально значительное поднятие ГНК не наблюдается, присутствует лишь частичное по площади контакта изменение нефтенасыщенности выше принятого уровня ГНК; сопоставление запасов нефти выше газонефтяного контакта в пределах рассматриваемого сектора показало, что изменение незначительно и составляет 1,4 % от начальных геологических запасов сектора при снижении

давления в газовой области от начального пластового 9,8 МПа до 2,7 МПа в среднем по пласту. В целях изучения влияния отбора газа на поведение нефтяной оторочки высоковязкой нефти авторами создана геолого-фильтрационная модель гипотетической залежи с геолого-физическими характеристиками, отражающими реальные свойства продуктивного пласта одного из месторождений-аналогов. Проведены оценочные расчеты динамики снижения пластового давления в различных частях залежи и возможного пластового перетока нефти в газонасыщенную часть при опережающем вводе в разработку газовой шапки.

Наиболее существенное влияние на дальнейшую разработку оторочки высоковязкой нефти оказывает изменение пластового давления, возникшее в процессе опережающей разработки газовой шапки. Наблюдалось существенное снижение пластового давления в газовой шапке с 9,65 до 2,17–3,28 МПа. В зоне нефтяной оторочки пластовое давление в целом снизилось несущественно – с 9,74 до 8,35 – 8,60 МПа. Основное снижение давления характерно для верхней части оторочки и зоны ГНК: здесь давление снижено до 4,5 – 5,5 МПа.

Для оценки чувствительности уровней добычи газа, величин коэффициента извлечения газа и объемов перетока нефти при изменении активности законтурных вод были выполнены расчеты модификаций базового варианта, различающихся соотношением поровых объемов продуктивной и водоносной зон. Результаты расчетов свидетельствуют об отсутствии влияния активности водонапорного горизонта на технологические показатели разработки. Влияние активности водонапорного горизонта на объем перетока нефти несущественно.

Проведенные модельные исследования опережающего ввода в разработку газовой шапки залежи высоковязкой нефти свидетельствуют о незначительном влиянии на состояние запасов нефтяной оторочки.

Наряду с модельными исследованиями для подтверждения эффективности опережающего или одновременного отбора газа из газовой

шапки необходим хорошо спланированный промышленный эксперимент с возможностью добычи и использования газа газовой шапки, регулирования темпа его отбора с контролем уровня ГНК и параметров работы нефтяных скважин. При проведении эксперимента необходимо предусмотреть возможность поддержания пластового давления в нефтяной части залежи. [3]

## **2. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

Рассмотрим технологии разработки месторождений высоковязкой нефти на территории России.

Узнаем какие технологии наиболее применяемые и рентабельные в зависимости от условий залегания углеводорода и от территории расположения залежи.

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГНП) сосредоточено более 40 % запасов тяжелых нефтей России, характеризующихся различными значениями вязкости. Среди месторождений высоковязких нефтей Западно-Сибирской НГНП можно выделить Тазовское, Западно-Мессояхское, Новопортовское, Русское, Северо-Комсомольское, Ван-Еганское. Залежи высоковязких нефтей приурочены к терригенным отложениям верхнего мела, залегающих на глубинах 800-1500 м. Нефти имеют плотность до 960 кг/м<sup>3</sup>, вязкость в пластовых условиях составляет 40-400 МПа·с.

В связи со сложными геолого-физическими условиями залегания залежей высоковязкой нефти большое значение приобретают исследования, направленные на изучение эффективности применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов и на разработку новых комбинированных методов добычи нефти.

### **2.1 Обзор технологий и опыта разработки месторождений высоковязкой нефти**

Условно технологии и способы разработки залежей тяжелой нефти и природных битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками, можно подразделить на три, неравноценные по объему внедрения группы: 1 - так называемые «холодные»

или первичные способы добычи; 2 - тепловые методы добычи; 3 –газовый метод добычи.

**Первичные методы.** К современным первичным методам добычи тяжелой нефти, в первую очередь, могут быть отнесены разработка на истощение и метод «CHOPS» (Cold Heavy Oil Production with Sand), который предполагает добычу нефти вместе с песком за счет осознанного разрушения слабосцементированного коллектора и создания в пласте соответствующих условий для течения смеси нефти и песка. При холодной добыче успешно используется специализированное насосное оборудование, с помощью которого производится откачка специально созданной смеси. Добыча песка приводит к возникновению длинных каналов (или червоточин), обладающих высокой проницаемостью. Сочетание пенистой нефти с высокопроницаемыми каналами обуславливает высокие коэффициенты извлечения и высокие дебиты. Несмотря на коммерческих успех технологии холодной добычи, существует ряд признаков, по которым можно судить о вероятном достижении предела её возможностей. По имеющимся оценкам, объем добываемой в настоящее время нефти составит 36 тыс.м<sup>3</sup>/сут. При этом согласно прогнозам, в следующем десятилетии произойдет снижению добываемых объемов на 50 %. Причиной такого снижения добычи являются следующие факторы:

- Отсутствие новых месторождений, пригодных для разработки с применением методики холодной добычи;
- Обводнение скважин за счет притока воды по сети каналов;
- Снижение пластового давления и энергии пластов;
- Низкий приток жидкости и высокий газовый фактор;
- Невозможность эксплуатации скважин дольше 7 – 8 лет в силу вышеуказанных причин.

В числе «холодных» способов добычи тяжелых нефтей и битумов с использованием растворителей следует указать так называемый «VAPEX» метод – закачка растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. Этот способ воздействия предполагает использование пары горизонтальных

скважин. За счет закачки растворителя в верхнюю из них создается камера растворитель (углеводородные растворители, в том числе этан или пропан). Нефть разжижается за счет диффузии в неё гравитационных сил. Коэффициент извлечения нефти этим методом доходит до 60 %, однако темпы добычи чрезвычайно низки.

Таким образом, «холодные» методы разработки залежей тяжелой нефти не лишены ряда существенных недостатков. В их числе ограничения по максимальным значениям вязкости нефти и низкие темпы разработки. Поэтому подавляющее число активно осуществляемых проектов разработки месторождений тяжелой нефти и битумов связано с тепловыми методами воздействия на пласты.

Применение метода «CHOPS» не требует больших инвестиций на обустройство и обеспечивает незначительность эксплуатационных расходов, однако коэффициент нефтеотдачи в этом случае, как правило, не превышает 10%.

**Тепловые методы.** Из четырех опробованных способов тепловых обработок (циклическое паровоздействие, обработка призабойной зоны горячей водой, прогрев забоя скважины с помощью установки СУЭПС-1200 и циклическое нагнетание в скважины горячей нефти) наиболее эффективным оказались пароциклические обработки.

При реализации пароциклических обработок призабойной зоны пласта необходимо знать не только нефтеотдачу за один цикл, но и определить конечную нефтеотдачу этой зоны, а также оптимальное число эффективных циклов. Чтобы оценить эффективность вытеснения нефти и показать влияние температуры на показатели вытеснения.

Для достижения наибольшей эффективности температуру в призабойной зоне скважины необходимо доводить до 120-130 °С. В диапазоне 25-120 °С происходит резкое изменение свойств нефти - снижается вязкость, изменяются упругие свойства.

Технология реализации паротепловых обработок заключалась в следующем: в течение 15-45 сут. в скважину нагнетался пар, в последующие 23 сут. скважину закрывали для паропропитки, затем пускали в эксплуатацию.

**Газовые методы добычи.** Газовые методы основаны на использовании чередующихся или совместных закачек газов, углеводородных растворителей и воды и находится всё больше применение на Аляске, где применение тепловых методов ограничено в силу наличия значительного по мощности слоя многолетнемерзлых пород и больших расстояний между скважинами.

В связи с тем, что достаточно сложно достигнуть полного смешивания неглубоко залегающих вязких нефтей и нагнетаемых углеводородных газов, в основном происходит несмешивающееся вытеснение. При этом основной эффект достигается за счет снижения на фронте вытеснения вязкости нефти за счет многоконтантного взаимодействия нагнетаемого газа и нефти (при этом не достигается режим многоконтантного смешивающегося вытеснения). Внедрение данного метода позволяет увеличить коэффициент вытеснения за счет доотмыва остаточной нефти и, следовательно, повысить конечную нефтеотдачу пласта по сравнению с обычным заводнением.

В последнее время закачка углеводородных газов в залежи высоковязких нефтей рассматривается как один из способов возобновления их разработки на исходном режиме растворенного газа после истощения пластовой энергии или заводнения пласта.

К газовым методам, разработка которых еще находится на стадии лабораторных исследований и численного моделирования, может быть также отнесен метод GAGD — вертикального вытеснения газом с гравитационной сегрегацией. В общем виде в различных модификациях он заключается в несмешивающемся или смешивающемся вытеснении нефти газом сверху-вниз от вертикальной нагнетательной скважины к горизонтальной добывающей скважине подошвы пласта.

### **2.1.1 Нефтяное месторождение Катангли**

Месторождение Катангли расположено в северной части Сахалинской области, открыто 1928 году, эксплуатация началась в 1929 году.

На месторождение найдено 13 залежей тяжелой, высоковязкой и высокосмолистой нефти.

Продуктивные пласты месторождения Катангли залегают на глубинах 30 – 240 м. Сложены преимущественно рыхлыми породами – песками и алевролитами, иногда содержащими прослой более сцементированных глинистых алевролитов и песчаников, а также маломощных прослоев глин. Нефти по составу относятся к тяжелым, смолистым, малосернистым, малопарафинистым. Вязкости нефти в пластовых условиях 300 – 900 МПа·с.

В 2007 г. в пласт закачано 717,5 тыс.т пара и 972,9 тыс.м<sup>3</sup> воды при действующих 75 скважинах, в том числе 40 паровых и 35 водяных. Средняя приемистость одной скважины по пару 54 т/сут., по воде 84 м<sup>3</sup>/сут. Накопленный паронефтяной фактор 4,1 т/т.

Накопленная закачка с начала разработки составила: пара 11720 тыс.т, воды 5939 тыс.м<sup>3</sup>.

С 2009 года на месторождении Катангли предусматривается эксплуатация скважин с горизонтальным окончанием с применением закачки пара в пласт. Прогнозируется увеличить дебит нефти в 7 раз по сравнению с вертикальными скважинами. На 2018 год уровень выработки нефти составляет порядка 51,14%.

Отметим, что на данном месторождении горизонтальное окончание скважин и применяется тепловой метод.

Тепловой метод воздействия на пласт. Перспективными методами для добычи высоковязких смолистых и парафинистых видов нефти являются тепловые методы. Их применение позволяет облегчить добычу и повысить эффективность работы скважины.

К тепловым методам относятся:

- подача в пласт горячей нефти, нефтепродуктов или воды, обработанной поверхностно-активным веществом (ПАВ);
- прогрев пласта водяным паром, подаваемым под давлением при помощи парогенераторов;
- обработку пласта теплом при помощи нагревательных электрических установок;
- создание локального очага горения внутри пласта.

Суть методов состоит в прогреве призабойной зоны пласта, благодаря чему содержащиеся в пласте углеводороды высокой вязкости разжижаются, они становятся более текучими, их приток улучшается.

Реализация тепловых методов воздействия на пласт. Для прогрева пласта на устье скважины подается нагретая нефть, вода, нефтепродукты или пар. По скважине нагретый теплоноситель идет в забой, из которого уходит в пласт. Чтобы эффективно прогреть призабойную зону, необходимо от 15 до 30 м<sup>3</sup> теплоносителя, нагретого до температуры 90 – 95°С. Горячую жидкость либо продавливают в пласт, либо заставляют циркулировать в нем (горячая промывка).

Наиболее эффективным способом является продавливание горячего теплоносителя (нефти, керосина, другой жидкости) в пласт, но для его реализации необходимо сначала остановить работу скважины, извлечь из нее оборудование и поместить в колонну подъемные трубы.

Как правило, в пласт подают 10 – 12 м<sup>3</sup> горячей нефти с 80 – 100 кг ПАВ или 70 – 80 м<sup>3</sup> горячей воды, прошедшей обработку ПАВ, и через 6 – 7 часов запускают скважину.

Метод горячей промывки заключается в следующем. Нагретую жидкость подают по насосно-компрессорным трубам через забой в пласт. При этом скважина продолжает свою работу.

Теплоноситель, подаваемый под давлением, вытесняет холодную нефть, которая уходит в скважину. Этот метод менее эффективен, чем продавливание, так как прогрев зоны в районе забоя при его применении

невелик. Плюсом метода является то, что для промывки нет необходимости останавливать скважину и вынимать оборудование.

Прогрев паром считается одним из самых эффективных тепловых методов воздействия на пласт. Горячий водяной пар под давлением 8 – 15 МПа в скважину, он выталкивает нефть из зоны, прилегающей к забою, и выходит в пласт. При этом методе в пласт закачивается не менее 1000 т пара, после чего скважину герметично закрывают на 2 – 5 суток. После разгерметизации скважины в нее спускают оборудование и запускают в работу.

Для применения метода обработки паром необходимо соблюдение нескольких условий:

- глубина расположения нефтеносного пласта не превышает 1,2 км;
- пласт глин, суглинков и песчаников по толщине не превышает 15 м;
- нефть вязкая и плотная;
- насыщенность пласта нефтью составляет не менее 50%;
- участок разработки не заводнен.

Чтобы провести электротепловую обработку пласта, нефтяную скважину останавливают, в нее на кабель-тросе спускают электрические нагреватели, которые в течение нескольких суток прогревают призабойный участок пласта.

Метод внутрипластового очага горения заключается в создании условий для окислительной реакции углеводородов с кислородом. При этом выделяемое тепло генерируется непосредственно в пласте и прогревает его.

Для создания очага горения тяжелые фракции (кокс) вводят в реакцию с кислородом, который нагнетается с поверхности. Применение метода ограничено глубиной до 1500 м и осложняется необходимостью бурения дополнительных скважин, по которым будет подаваться отдельно вода и воздух.

В 2017 году запущен в эксплуатацию пилотный проект, реализация которого позволяет заменить действующие с 70-х годов мощности, генерирующие пар для теплового воздействия на продуктивные пласты, обеспечить электроэнергией месторождения Катангли и Уйглекуты, а также повысить объемы рационального использования попутного нефтяного газа.

С запуском энергокомплекса на промысле Катангли ожидается возобновление добычи на законсервированных скважинах, что обуспечит прирост суточной добычи более чем на 30%. Кроме того, планируется отработать эффективную технологию паротепловых обработок, ранее построенных уникальных горизонтальных скважин с наклонным устьем.

### **2.1.2 Ярегское нефтетитановое месторождение**

Яренское месторождение в административном отношении находится в центральном промышленном районе Республики Коми, с высокоразвитой инфраструктурой, в 18 км. к юго-западу от города Ухты.

Коллекторы трещинно-поровые, представлены кварцевыми песчаниками (толщина 26 м). Залежь пластовая сводовая на глубине 140 – 200 м, многочисленными дизъюнктивными нарушениями разбита на блоки. Нефть тяжелая, высокосмолистая, вязкая, парафинистая; плотность от 0,932 до 0,959 г/см<sup>3</sup>. На 01.01.2017 г. добыто свыше 20 млн.т. нефти.

Опытная эксплуатация месторождения началась с 1935 года. До 1945 года месторождение разрабатывалось обычным скважинным методом по треугольной сетке с расстояниями между скважинами 75 – 100 м, добыто 38,5 тыс.т нефти, нефтеотдача не превышала 2%. С конца 1939 года разработка велась шахтным способом (3 шахты). При шахтовом режиме было пробурено более 116,3 тыс. подземных скважин общим метражом 10,6 млн.м, пройдено 650,5 км горных выработок и было добыто 7448 тыс.т нефти, причем 2886 тыс.т на площадках уклонно-скважиной системы. На отработанной площади достигнута нефтеотдача 3,6 – 5,2%.

Проведенный анализ разработки Ярегского месторождения на естественном режиме с поверхности и в условиях нефтяных шахт, исследование влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу при разработке по ухтинской и уклонно-скважинной системам показали, что для Ярегского месторождения любые методы разработки, в том числе и шахтные, не предполагающие активного воздействия на физико-химические свойства пласта и, в первую очередь, насыщающую его нефть, малоэффективны из-за низкой нефтеотдачи, приводящей, в конечном счете, к низкой экономической эффективности разработки.

Учитывая аномально высокую вязкость нефти, единственной на сегодня технологией, которая может обеспечить радикальное увеличение нефтеотдачи, является паротепловое воздействие на пласт. Это подтверждается мировым, отечественным, а, главное, многолетним опытом разработки Ярегского месторождения с применением различных технологий.

Небольшая глубина залегания достаточно мощного пласта, его хорошие коллекторские свойства, большая остаточная нефтенасыщенность, высокая вязкость нефти создают комплекс геологических условий, определяющих почти идеальную пригодность месторождения для применения термических методов разработки. С другой стороны, шахтный метод открывает широкие возможности для исследования различных вариантов теплового воздействия на пласт.

Аномально высокая вязкость нефти, исключая эффективное применение традиционных технологий, является главной предпосылкой применения тепловых методов воздействия на пласт.

Разработка ведется термошахтовым способом. Применение технологии направленного бурения скважин позволяет снижать объемы и стоимость работ и увеличивать темпы вовлечения запасов в разработку. Так же рядом с Ярегской нефтяным месторождением ведется эксплуатация Лыяельской площадки, где нефть добывается с помощью технологии встречного термогравитационного дренирования пласта.

Термошахтные системы разработки месторождений. На Ярегском месторождении применяются следующие системы разработки: двухгоризонтная, одногоризонтная система с оконтуривающими выработками, одногоризонтная система и подземно-поверхностная. Все применяемые на месторождении варианты разработки отличаются лишь расположением нагнетательных скважин и способом подачи пара в пласт, отбор нефти во всех вариантах осуществляется через систему пологовосходящих скважин.

С использованием гидродинамического симулятора CMG были смоделированы следующие термошахтные технологии разработки месторождений: одногоризонтная, двухгоризонтная, одногоризонтная с оконтуривающим штреком и подземно-поверхностная система. Расположение скважин данных технологий представлены рисунками 1 – 4.



Рисунок 1 – Одногоризонтная система

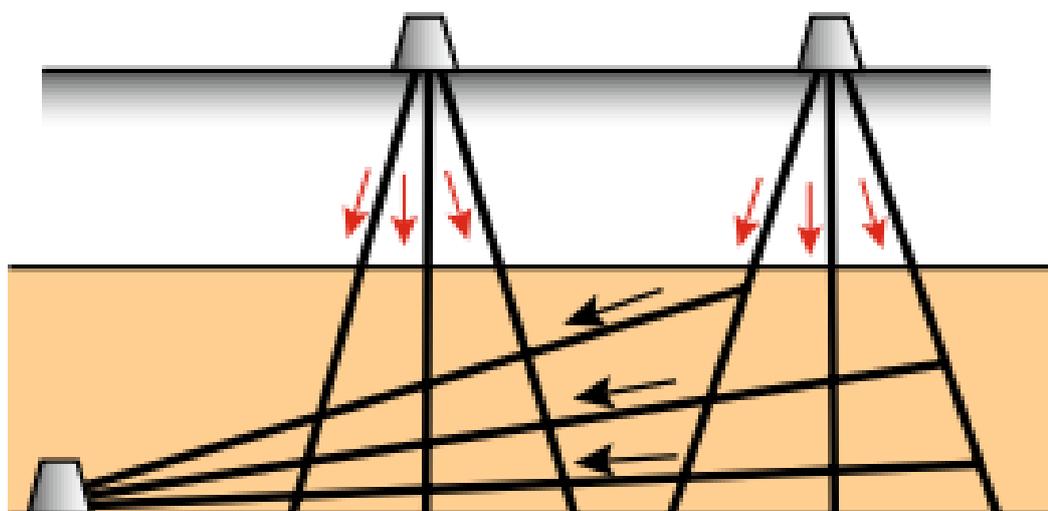


Рисунок 2 – Двухгоризонтная система

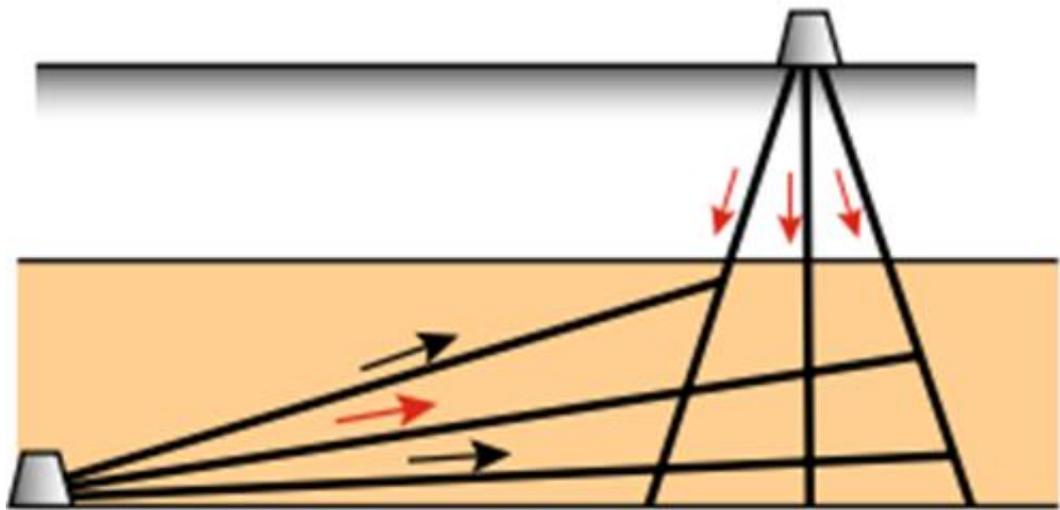


Рисунок 3 – Одногоризонтная с оконтуривающим штреком

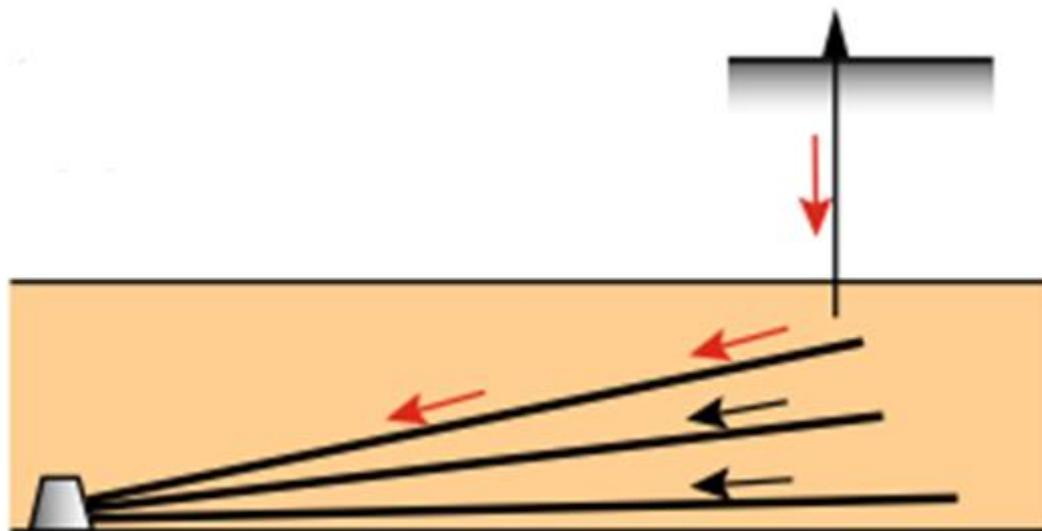


Рисунок 4 – Подземно-поверхностная система

В настоящее время наибольшее распространение по площади месторождения имеет одногоризонтная и подземно-поверхностная система.

В одногоризонтной системе нагнетательные и добывающие скважины пробурены из одной рабочей галереи, сооруженной в продуктивном пласте или ниже его. Эта система позволяет в 2,5 раза снизить объем проходки горных выработок, но обладает существенным недостатком – пар через затрубье нагнетательных скважин и по массиву пласта прорывается в горные выработки, что приводит к созданию недопустимых характеристик рудничной атмосферы для работы обслуживающего персонала. В одногоризонтной системе с оконтуривающими нагнетательными галереями (рисунок 3) бурят из подземных горных выработок дополнительные нагнетательные скважины на

границах разрабатываемых участков и закачивают в них пар в определенной последовательности с основным фондом нагнетательных скважин, пробуренных из рабочих галерей, размещенных в пласте или ниже его. При этом в горные выработки происходят дополнительные тепловыделения от подземных паропроводов. Существуют ограничения на параметры закачиваемого пара.

Применение подземно-поверхностной системы позволяет на треть снизить затраты на добычу нефти по сравнению с двухгоризонтной системой. Это делает термошахтный способ добычи нефти привлекательным для применения на других месторождениях. На трех действующих на Яреге нефтяных шахтах термошахтная разработка применяется на площадях, отработанных ранее шахтным способом на естественном режиме.

Встречного термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) в системе горизонтальных скважин на Лыаельской площади месторождения в Республике Коми.

Технология ТГДП не нова, но Лукойл ее модернизировал, используя принцип встречного сверхдлинного бурения с разных площадок на неглубоком месторождении.

Технология встречного ТГДП позволит эффективно вовлечь в разработку свыше 16 млн. т запасов нефти только на Лыаельской площади.

Технологический принцип достаточно прост: разогревая пласт горячим паром, тяжелой нефти придают подвижность обычной.

В отличие от традиционного ТГДП, при котором паронагнетательная и добывающая скважины бурятся из соседних точек, новый метод предусматривает бурение встречных скважин из противоположных точек. В начале 2012 г в соответствии с проектом в продуктивной части пласта было пробурено 5 пар скважин с длиной горизонтальной части ствола 1000 м. Расстояние между двумя скважинами составляет 5 – 10 м, причем выше находится паронагнетательная скважина. Расстояние между парами скважин 70 м.

В верхнюю скважину непрерывно закачивается пар, в результате чего образуется паровая камера, которая постоянно расширяется. На границе этой камеры пар конденсируется и вместе с нагретой нефтью под действием сил гравитации стекает в забойную зону добывающей скважины, из которой добывается нефть.

## **2.3 Месторождения Западной Сибири**

Естественно, что применяемость той или иной технологии обуславливается геологическим строением и условиями залегания, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатическими, географическими, экономическими условиями и др.

### **2.3.1 Русское нефтегазоконденсатное месторождение**

Русское месторождение. Русское месторождение, находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, открыто в 1968 году. Тяжелые, высоковязкие нефти приурочены к сеноманским отложениям.

Геологическое строение Русского месторождения является очень сложным. Сеноманская залежь разделена тектоническими разломами на несколько гидродинамически несвязанных блоков. Как в пределах отдельных блоков, так и внутри каждого из них наблюдается колебания гипсометрических отметок уровней газонефтяных и водонефтяных контактов. Это послужило основанием для выделения в разрезе всей продуктивной толщи пяти самостоятельных залежей, отделенных друг от друга сравнительно небольшими по толщине глинистыми перемычками. Основные запасы углеводородов сосредоточены в центральном блоке, наиболее низкая отметка контакта углеводород — вода 870 м. Высота нефтяной оторочки до 100 м, газовой шапки до 150 м.

Открытая пористость, в основном, в слабосцементированных нефтегазосодержащих коллекторах изменяется в пределах 26 – 35%. Проницаемость колеблется в пределах от 1 до 1650-1790 мД, среднее значение

136 мД. Нефть по углеводородному составу преимущественно нафтеновая — 39,95%, малосернистая — 0,35%, смолистая — 11,4%. Плотность нефти составляет 940-956 кг/м<sup>3</sup>. Пластовая температура 20°С. Динамическая вязкость колеблется в пределах от 140—600 МПа·с.

Опытно — промышленная эксплуатация (ОПЭ) Русского месторождения началась в 1976 году. Были составлены более десяти проектных документов по ОПЭ.

Промысловые экспериментальные работы в рамках опытно-промышленной эксплуатации разведочных и добывающих скважин проводились в 1976 — 1985 годы на опытном участке месторождения (восточное крыло структуры) в безгазовой зоне сотрудниками Главтюменьгеологии и Главтюменьнефтегаза. В этот период применялись: разработка на естественных режимах; механизированный способ эксплуатации скважин; вытеснение нефти холодной водой; сухое и влажное внутрипластовое горение. Проектные решения большинства документов не были реализованы, предусматривалась эксплуатация вертикальных скважин. После 1984 г. активной эксплуатации скважин не велось. Практически до 2007 все скважины находились в консервации. Наличие зоны многолетних мерзлых пород (ММП) осложняло и осложняет применение тепловых методов, приводит к большим потерям тепла, температура на забоях нагнетательных скважин и на тепловом фронте вытеснения при закачке горячей воды может быть недостаточна для увеличения подвижности высоковязкой нефти.

В 2006 году был утвержден «Проект пробной эксплуатации Русского месторождения». Период разработки составляет 22 года, при этом достигается коэффициент извлечения нефти 0,283.

Выделено четыре пилотных участков, на которых планируется рассмотреть различные конструкции скважин и технологии воздействия на пласт. Три пилотных участка находятся в подгазовой области и один в водонефтяной зоне. В основу выделения опытных участков положен принцип разделения месторождения на условные зоны. В скважине Р-91 впервые в

практике работ для освоения и исследования пластов был применен струйный насос УОЭП - 3М.

В 2010 году на первом пилотном участке пробурено 5 горизонтальных скважин. Планируется на восточном фланге в водонефтяной зоне ввести в эксплуатацию ещё 3 скважины, из них одна водозаборная, одна добывающая и одна паронагнетательная. Предусматривается использование горизонтальной паронагнетательной скважины, с длиной горизонтального участка 400 м. Расстояние между добывающими и нагнетательной скважиной составит 150 м. Запланировано испытание технологии паротеплового воздействия. На втором пилотном участке запланированы: введение в эксплуатацию многозабойной скважины конструкции «рыбий хвост»; наклонно-направленной скважины, вскрывающей весь продуктивный интервал. На третьем пилотном участке все добывающие скважины бурятся как горизонтальные в направлении с запада на восток. Подобная ориентация горизонтальных скважин позволит вскрыть выделенный по данным сейсмических исследований разлом и подтвердить его местонахождение. Планируется на пилотных участках ввести в эксплуатацию 20 скважин. Предполагается использование паротеплового воздействия на пласт; вытеснение нефти газом и водой; нагнетание мягкой воды; полимерное заводнение. [1]

### **2.3.1 Тазовское нефтегазоконденсатное месторождение**

Тазовское месторождение расположено в пределах Тазовского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Регионально нефтеносными в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области являются отложения от туронского яруса верхнего мела до среднеюрского отдела включительно.

Первый приток углеводородов на Тазовском месторождении получен из скважины 1, пробуренной в северо-западной части структуры в 1962 г.

Геологический разрез месторождения представлен терригенными отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, которые залегают на породах палеозойского складчатого фундамента.

Мезозойские отложения присутствуют в разрезе месторождения в объеме двух систем: юрской и меловой.

Средняя глубина залегания кровли коллекторов пласта составляет около 110 м. Покрышкой для коллекторов служат глинистые отложения турондатского времени толщиной до 800 м. Коллекторы покурской свиты литологически представлены прослаиванием песчано-алевроитовых и алевроито-глинистых пород с подчиненной ролью последних. Глинистые пласты не выдержаны по разрезу и характеризуются линзовидным залеганием, что обуславливает гидродинамическую связь песчаных пластов внутри продуктивной толщи сеномана. Слоистость пород горизонтальная, линзовидно-прерывистая, реже косая. Алевролиты характеризуются тонкой горизонтальной слоистостью.

Притоки чистой нефти получены при испытании восьми скважин, притоки газа с нефтью получены в восьми скважинах, в этих скважинах нефтенасыщенная часть пласта испытывалась совместно с газовой частью залежи.

Нефтяная оторочка вскрыта 41 скважиной. Суммарная толщина нефтенасыщенных коллекторов изменяется от 1,2 м до 13,0 м. Нефтенасыщенные коллекторы опробованы в 17 скважинах, притоки чистой нефти получены в девяти скважинах. Максимальный дебит нефти 28 м<sup>3</sup>/сут получен при испытании совместно газовой и нефтенасыщенной частей залежи.

Установлена эффективность применения водогазового воздействия и термополимерного заводнения на образцах пластовой системы Тазовского месторождения. Прирост коэффициента вытеснения по сравнению с традиционным заводнением при водогазовом воздействии составил 13 – 17 %, при термополимерном воздействии 22 – 32 %.

Определено эффективное газосодержание водогазовой смеси (67 % объемных), при котором достигается максимальный коэффициент вытеснения нефти.

Учитывая значимость глубины залегания продуктивного пласта и наличие зоны многолетнемерзлых пород при применении тепловых методов добычи следует использовать теплоизолированные насосно-компрессорные трубы (НКТ) для сохранения температурного режима вытеснения агента.

### **3. ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

Стоит отметить, что территория Западной Сибири огромна и имеет различные климатические зоны от тундры до лесостепи, поэтому методы подходящие для территорий тундры не всегда могут быть актуальны для территории лесостепи или степи.

Из-за сложности эксплуатации сеноманской залежи долгое время не будет вестись разработка месторождений высоковязкой нефти. Только когда наступит пик извлечения легкой нефти, начнут задумываться о наиболее эффективных технологиях разработки сеноманской залежи.

На данный момент разработка месторождений не такая активная и больше несет экспериментальный характер. Так как для более масштабного исследования необходимо огромные финансовые вложения. Но по пробным методам разработки можно судить о сложностях, которые возникают во время разработки месторождений высоковязкой нефти в условиях Западной Сибири.

Одной из таких проблем является, что объем перетока нефти в газовую шапку при первоочередном вводе её в разработку существенно зависит от вязкости пластовой нефти. При имеющем место диапазоне вязкостей пластовой нефтей сеноманских залежей при одной и той же геологической характеристике объем перетока увеличивается практически в два раза при снижении вязкости нефти. (пример Тазовское месторождение).

В условиях низкого газосодержания пластовой нефти снижение пластового давления в нефтяной оторочке не должно оказать негативное влияния на свойство нефти. Положительным фактором отбора газа будет снижение его прорывов в добывающие нефтяные скважины и, как следствие надежная работа наносного оборудования.

Увеличение вертикальной связанности коллектора способствует увеличению накопленной добычи газа и удлинению периода постоянной его

добычи, при этом объем перетока нефти существенно растет, наблюдается увеличение высоты подъема ГНК.

Влияние степени активности водонапорного горизонта на технологические показатели разработки газовой шапки и на объемы перетока нефти из нефтяной оторочки в диапазоне объемов газонефтяной и водонефтяной областей несущественно.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Суфиянова Инесса Алексеевна

Школа	ИШПР	Отделение Школа	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**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>Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

**Перечень графического материала**

1. Матрица SWOT
2. Диаграмма Ганта

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Суфиянова Инесса Алексеевна		

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В данной ВКР рассматриваются особенности разработки высоковязкой нефти в условиях Западной Сибири. Какие технологии применяются по России, какие технологии наиболее применимы и эффективны в условиях Западной Сибири. Рассмотрим такие методы воздействия как тепловой, водогазовый, полиакририд в сочетании с тепловым методом.

Данная глава посвящена обоснованию конкурентоспособности и финансовой эффективности научного исследования, включающего в себя сбор, анализ промысловой информации и результатов моделирования, на основании которого будут подобраны наиболее экономичные и эффективные методы понижения вязкости нефти.

Проект разработки высоковязкой нефти Западной Сибири является одним из самых потенциальных проектов повышения нефтеотдачи и увеличение количества добытой нефти.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала и перспективности данных методов;
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **4.1.1 Анализ конкурентных технических решений**

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, так как рынки находятся в

интенсивной динамике. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- 1) Технические параметры разработки трубопроводов;
- 2) Конкурентоспособность разработки;
- 3) Уровень завершенности научного исследования;
- 4) Бюджет разработки;
- 5) Уровень проникновения на рынок;
- 6) Финансовое положение конкурентов;
- 7) Тенденции изменения финансового положения.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 4. Для этого необходимо отобрать не менее трех вариантов снижения вязкости нефти в пластовых условиях. Нумерация проведена в таблице 3.

Таблица 3 – Варианты снижения вязкости нефти

Номер варианта	Метод
1	Паротепловые
2	Водогазовое
3	Полиакриמיד в сочетание с тепловым методом

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub>	Б <sub>3</sub>	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>
1	2	3	4	5	7	8	9
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Удобство в эксплуатации	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
2. Надежность	0,2	4	5	3	0,8	1	0,6

Продолжении таблицы 4

3. Безопасность	0,2	4	4	3	0,8	0,8	0,6
4. Легкость монтажа	0,05	4	3	4	0,2	0,15	0,2
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Цена	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
3. Затраты на монтаж и установку	0,08	5	3	4	0,4	0,24	0,32
4. Затраты на обслуживание и ремонт	0,07	4	2	3	0,28	0,14	0,21
5. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	5	3	0,4	0,5	0,3
Итого	1	39	33	31	4,28	3,93	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:

$$K = \sum B_i \cdot B_i$$

где: К – конкурентоспособность конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

По данным оценочной карты наиболее привлекательным вариантом является вариант теплового воздействия на пласт, и возьмем его для дальнейшего анализа при рассмотрении различных методик оценок данного сегмента.

По итогам составления оценочной карты ответим на два вопроса:

1) Чем обусловлена уязвимость других вариантов и возможно ли им занять свою нишу и увеличить определенную долю рынка?

2) В чем конкурентное преимущество данного метода снижения вязкости?

К преимуществам теплового воздействия можно отнести то, что он более эффективен, популярный метод воздействия на скважины.

Уязвимость остальных вариантов в первую очередь выражается более сложных исследованиях для применения, не до конца изученные методы, так как применялись в качестве лабораторного эксперимента на одном месторождении.

#### 4.1.2 Оценка при помощи технологии QuaD

**Технология QuaD** (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в проект. По своему содержанию данный инструмент близок к методике оценки конкурентных технических решений, описанных в разделе 4.1.1.

Для упрощения процедуры проведения QuaD рекомендуется оценку проводить в табличные формы (таблица 5).

Таблица 5 – Оценка по технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
<b>Показатели оценки и качества разработки</b>					
1. Эффективность	0,15	95	100	0,95	0,1425
2. Надежность	0,2	80	100	0,8	0,16
3. Унифицированность	0,08	100	100	1	0,08
4. Простота в обслуживании	0,05	95	100	0,95	0,0475
5. Безопасность	0,2	90	100	0,9	0,18
6. Материалоемкость	0,05	75	100	0,75	0,0375
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					

Продолжение таблицы 5

1. Конкурентоспособность технологии	0,1	80	100	0,8	0,08
2. Перспективность	0,05	95	100	0,95	0,0475
3. Цена	0,07	70	100	0,7	0,049
4. Наличие сертификации	0,05	85	100	0,85	0,0425
<b>Итого</b>	1				0,8665

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i$$

где:  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение показателя  $P_{cp}$  является 86,65%, что позволяет говорить о перспективах данных методов и качестве проведенного исследования. Следовательно, это говорит о том, что перспективность разработки высоковязкой нефти является перспективной в простоте и материальном плане, так же наиболее изученный. Если провести полевые испытания полиаримида в сочетании с тепловым методом, есть вероятность получить нефтеотдачу выше на 21 %, чем при тепловом методе.

#### 4.1.3 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.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то, что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней

среды, они могут произойти, а могут и нет – зависит в том числе и от принятых действий и решений.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представляем в виде табличной формы (таблица 5).

Таблица 6 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны проекта:</b>  С1: Теоретически высокая эффективность  С2: Высокие показатели снижения вязкости  С3: Практичность</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b>  Сл1: Не доказанная эффективность в полевых условиях  Сл2: Не до конца изучение реагенты  Сл3: Потеря времени для изучения, при разработке</p>
<p><b>Возможности проекта:</b>  В1: Увеличение нефтеотдачи  В2: Увеличение радиуса действия  В3: Популяризация по регионам  В4: Замена реагентов</p>		
<p><b>Угрозы проекта:</b>  У1: Высокие инвестиции и высокие риски разорение  У2: Не доказанная эффективность на месторождениях</p>		

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 «-» (Таблица 7)

Таблица 7 – Интерактивная матрица сильных сторон и возможностей проекта

Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	+	0	+
	B3	+	+	0
	B4	0	0	0

При анализе интерактивной таблицы 7, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: B1C1, B2C1, B3C1, B1C2, B3C2, B1C3, B2C3.

Таблица 8 - Интерактивная матрица слабых сторон и возможностей проекта

Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	+
	B2	-	0	+
	B3	-	-	-
	B4	0	0	-

**Корреляции:** B1Сл1, B1Сл3, B2Сл3.

Таблица 9 – Интерактивная матрица сильных сторон и угроз проекта

Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	+	+	0
	У2	+	-	0

**Корреляции:** У1С1, У1С2, У2С1.

Таблица 10 - Интерактивная матрица слабых сторон и угроз проекта

Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	0	0	+
	У2	-	-	0

**Корреляции:** У1Сл3.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая учитывает сочетание возможностей с сочетанием

(корреляцией) сильных сторон.

Таблица 11 – Результаты SWOT анализа

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1: Повышенная монтажеспособность С2: Пониженные гидравлические сопротивления С3: Износостойкость С4: Герметичность	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1: Сложность ремонта Сл2: Низкая конкурентоспособность Сл3: Потеря свойств со временем Сл4: Низкий просвет
<b>Возможности проекта:</b> В1: Снижение цены В2: Замена материалов (для большей гибкости) В3: Популяризация по регионам В4: Увеличение диаметра проходного отверстия (просвета).	В1С1, В2С1, В3С1, В1С2, В3С2, В1С3, В2С3	В1Сл1, В1Сл3, В2Сл3
<b>Угрозы проекта:</b> У1: Высокие инвестиции и вероятность разорения, а также отставание в НТР У2: Развитая конкуренция со стороны других труб	У1С1, У1С2, У2С1	У1Сл3

В результате SWOT-анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент имеются не могут быть устранены без полевых испытаний, но полевые испытания несут за собой большие риски и потери. Стоит учесть, что имеется отличный опыт лабораторных исследований на керне, поэтому риски могут быть снижены до минимума.

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- 1) Определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) Определение участников каждой работы;
- 3) Установление продолжительности работ;

#### 4) Построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 12 [1].

Таблица 12 – Перечень этапов работ при проектировании

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	5	Анализ литературных источников	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Анализ данных отобранного керна	Инженер
	7	Расчёт основных характеристик и расхода реагентов	Инженер
	8	Интерпретация данных	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	10	Определение целесообразности проведения технического перевооружения	Руководитель, инженер

Продолжение таблицы 12

Оформление отчета и составление проектной документации	11	Оформление расчетов и пояснительной записки	Инженер
	12	Публикация результатов исследования	Инженер
	13	Составление эксплуатационно-технической документации по проекту	Руководитель, инженер

#### 4.2.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ

Трудовые затраты в большинстве случаев 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:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{\min_i} + 2 \cdot t_{\max_i}}{5};$$

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.

Исходя из ожидаемой трудоёмкости определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями, по следующей формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где:  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;  
 $t_{ожi}$  – 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 [1]:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

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:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}$$

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

Определим коэффициент календарности на 2022 год:

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

Рассчитанные значения длительности работы в календарных днях по каждой работе округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 13

Таблица 13 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожі}$ , чел-дни			
	Ис 1	Ис 2	Ис 1	Ис 2	Ис 1	Ис 2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Составление и утверждение технического задания	1	-	2	-	1,4	-	1,4	2
Разработка общей методики проведения исследований	5	-	10	-	7	-	7	10
Выбор направления исследований	7	6	10	8	8,2	6,8	7,5	11
Календарное планирование работ	2	-	3	-	2,4		2,4	4
Анализ литературных источников	3	5	6	9	4,2	6,6	5,4	8
Анализ данных отобранного керна	-	8	-	15	-	10,8	10,8	16
Расчёт основных характеристик и расхода реагентов	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
Интерпретация данных	-	3	-	6	-	4,2	4,2	6
Оценка эффективности полученных результатов	2	3	3	5	2,4	3,8	3,1	5
Определение целесообразности проведения технического перевооружения	5	4	7	6	5,8	4,8	5,3	8
Оформление расчетов и пояснительной записки	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
Публикация результатов исследования	-	2	-	4	-	2,8	2,8	4
Составление эксплуатационно-технической документации по проекту	2	3	3	5	2,4	3,8	3,1	5
<b>Итого:</b>	27	40	44	68	33,8	51,2	60,6	90

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

На основании таблицы 13 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе таблицы 14 с разбивкой по месяцам, декадам (10дней).

Таблица 14 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Название работы	Тк <sub>і</sub> , кал.дн	Продолжительность работ											
			Март			Апрель			Май					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания	2	■											
2	Разработка общей методики проведения исследований	10	■	■										
3	Выбор направления исследований	11		■	■									
4	Календарное планирование работ	4			■									
5	Анализ литературных источников	8			■	■								
6	Анализ данных отобранного керна	16				■	■	■	■					
7	Расчёт основных характеристик и расхода реагентов	6						■	■	■				
8	Интерпретация данных	6							■	■	■			
9	Оценка эффективности полученных результатов	5								■	■	■		
10	Определение целесообразности проведения технического перевооружения	8									■	■	■	
11	Оформление расчетов и пояснительной записки	6										■	■	■
12	Публикация результатов исследования	4											■	■
13	Составление эксплуатационно-технической документации по проекту	5												■

Примечание:

■ – Исп. 1 (Научный руководитель), ■ – Исп. 2 (инженер)

**Вывод:** данный график помогает наглядно установить сроки необходимые при планировании работ

### 4.3 Бюджет научно-технического исследования

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 [1].

#### 4.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

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

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расхи} ,$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхи}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$\Pi_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются 15% от стоимости материалов.

Так как наше исследование связано с теоретическими разработками, то в качестве материала берем предметы, представленные в таблице 2.

Таблица – 15 Материальные для измерения вязкости нефти

Наименование	Количество	Цена за ед. руб	Затраты на материалы, ( $Z_M$ ), руб.
Капиллярные вискозиметры нефти Tamson	2	19990	39980
С учетом транспортировки 45977			

Цены приняты на основании прайс-листа поставщика материалов: <https://www.labdepot.ru/oborudovanie/viskozimetry/kapillyarnye-viskozimetry1/>

#### 4.3.2 Расчет затрат на амортизационные отчисления

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:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где:  $n$  – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m$$

где:  $I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;  $m$  – время использования, мес.

В соответствии со сроками проведения исследования, а именно необходимо 2,2 месяца, поэтому время пользования ПО составит 2,2 месяца.

Таблица 16 – Расчет амортизационных отчислений при проведении эксперимента

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, ед	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес	Н <sub>А</sub> , %	Цена оборудования, руб	Амортизация
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Программный пакет UniSim	1	5	2,2	20	39000	7800
2	Программное обеспечение MS Office	1	5	2,2	20	20258	742,8
<b>Итого:</b>		8542,8 рублей					

#### 4.3.3 Основная заработная плата исполнителей

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  $Z_{осн}$  одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

где:  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для и (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\partial n} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\partial}} = \frac{58452,6 \cdot 10,4}{246} = 2471,17 \text{ руб.}$$

где:  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $F_{\partial}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 24 раб. дня –  $M=11,2$  месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 48 раб. дней –  $M=10,4$  месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\partial n} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\partial}} = \frac{41000 \cdot 10,4}{246} = 1733,33 \text{ руб.}$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{пр} + k_{\partial}) \cdot k_p = 29975,69 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 58452,6 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{пр} + k_{\partial}) \cdot k_p = 21025,64 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 41000 \text{ руб.}$$

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

Таблица 17 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52/14	104/14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	48/5	24/10
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	$k_{\partial}$	$k_p$	$Z_m, руб$	$Z_{\partialн}, руб$	$T_p, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	29975,69	0,3	0,2	1,3	58452,6	2471,17	33,8	83525,54
Инженер	21025,64	0,3	0,2	1,3	41000	1733,33	51,2	88746,49
Итого:								172272,03

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующие в проекте, составили 172272,03 рублей.

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\partialон} = k_{\partialон} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 58452,6 = 8767,89 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{\partialон} = k_{\partialон} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 41000 = 6150 \text{ руб.}$$

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

#### 4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{внед} = k_{внед} \cdot (Z_{осн} + Z_{\partialон}) = 0,3 \cdot (83525,54 + 8767,89) = 27688,03 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{внед} = k_{внед} \cdot (Z_{осн} + Z_{\partialон}) = 0,3 \cdot (88746,49 + 6150) = 28468,95 \text{ руб.}$$

где  $k_{внед}$  – 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 учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 - 4) \cdot k_{\text{нр}}$$

Сумма статей - сумма затрат из пунктов 4.3.1 – 4.3.4

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

Таблица 19 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3		4	5
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
8542,8	45977	172272,03	14917,89	56156,98	297866,61

$$Z_{\text{накл}} = 297866,61 \cdot 0,2 = 59573,322$$

#### 4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по выбранному варианту приведено в таблице 4.20.

Таблица 20 – Расчёт бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Материальные затраты НИР	45977	Пункт 4.3.1
Амортизационные отчисления	8542,8	Пункт 4.3.2
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	172272,03	Пункт 4.3.3
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	14917,89	Пункт 4.3.3

Продолжение таблицы 20

Расчёт затрат на отчисления во внебюджетные фонды	56156,98	Пункт 4.3.4
Расчёт накладных расходов	59573,322	Пункт 4.3.5
Бюджет затрат НИИ	357440,022	Сумма пунктов 4.2.4.1-4.2.4.5

#### 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) Стальные гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ);
- 2) Гибкие насосно-компрессорные трубы с акриловым покрытием.

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 357440,022$  руб,  $\Phi_{\text{исп.1}} = 380562,2$  руб,  $\Phi_{\text{исп.2}} = 527890,4$  руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{357440,022}{527890,4} = 0,68;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = \frac{\Phi_{\text{исп2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{380562,2}{527890,4} = 0,72;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{\Phi_{\text{исп3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{527890,4}{527890,4} = 1;$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (вариант теплового воздействия), считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов выполнения НИР ( $I_p$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 21).

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Эффективность метода	0,35	5	3	5
2. Снижение вязкости, увеличение нефтеотдачи	0,15	5	4	4
3. Материалоемкость	0,3	4	3	5
4. Популярность	0,2	5	3	4
ИТОГО	1	4,7	3,15	4,65

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,35 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,7;$$

$$I_{p2} = 0,35 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 = 3,15;$$

$$I_{p3} = 0,35 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 = 4,65;$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}} .$$

$$I_{исп1} = \frac{4,7}{0,68} = 6,91, \quad I_{исп2} = \frac{3,15}{0,72} = 4,38, \quad I_{исп3} = \frac{4,65}{1} = 4,65$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 22).

Таблица 22 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,68	0,72	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,15	4,65
3	Интегральный показатель эффективности	6,91	4,38	4,65
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,63	0,66

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.

## **Вывод 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 дней для выполнения работ составляет 90 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 75 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 53 дня;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 357440,022 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,68, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с полиакриламид в сочетании с тепловым методом

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,7, по сравнению с 3,15 и 4,65;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,75, по сравнению с 3,81 и 4,65, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2Б8Г		<b>ФИО</b> Суфиянова Инесса Алексеевна	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело 21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<b>Особенности разработки месторождений высоковязкой нефтью в условиях Западной Сибири</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> паротепловая обработка скважин  <i>Область применения:</i> месторождения высоковязкой нефти на территории Западной Сибири  <i>Рабочая зона:</i> полевые условия  <i>Климатическая зона:</i> зона Тундра, Лесотундра, климат Арктический, Субарктический  <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> арматура устья для герметизации, головка колонная сальниковая, термостойкие пакера, компенсаторы теплового расширения НКТ, ППУ  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> нагнетания пара в скважину для паропропитки с дальнейшей эксплуатацией.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика.          Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ</li> </ul>	<p><i>Анализ потенциально вредных факторов рабочей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>– производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;</li> <li>– повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>– отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека.</li> </ul> <p><i>Анализ потенциально опасных факторов рабочей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– подвижные части производственного оборудования;</li> <li>– производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</li> <li>– производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды;</li> </ul> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> Использование защитных костюмов (спецодежда), виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь с защитой от статического электричества, шумоподавляющие наушники, защитные очки, защитные ограждения, теплая одежда, газоанализатор, установление сигнализирующих устройств, использование искробезопасного инструмента (медные), установка искрогасителя, помещение (транспорт) для рабочего персонала.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы; Воздействие на гидросферу: загрязнение подземных вод; Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p>Возможные ЧС: природные, технические; Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов находящихся под высоким давлением</p>
<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	

**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	Суфиянова Инесса Алексеевна		

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время требования к социальной стороне деятельности предприятий приобретают все большее значение. Это относится к предприятиям всех форм собственности, размеров, организационно-правовых форм независимо от их географического положения, вида деятельности, культурных и национальных традиций.

Система разработки месторождения природных битумов и высоковязкой нефти подразумевает под собой наличие скважин, для взаимодействия коллектор – поверхность. Для проведения технологических мероприятий требуется проведение комплексных работ по созданию системы подготовки закачиваемых материалов и путей их доставки в скважину. В данной работе необходимо рассмотреть вредные и опасные, для человеческой жизни и природы в целом, производственные факторы, а также методы по их исключению.

Социальное значение охраны труда заключается в содействии росту эффективности общественного производства путем непрерывного совершенствования и улучшения условий труда, повышения его безопасности, снижения производственного травматизма и заболеваемости. В связи с этим социальное значение охраны труда проявляется, прежде всего, во влиянии на изменение следующих трех основных показателей, характеризующих уровень развития общественного производства: рост производительности труда в результате увеличения фонда рабочего времени, сохранение трудовых ресурсов и повышение профессиональной активности работающих, увеличение совокупного национального продукта.

Охрана труда – система сохранения жизни, здоровья и работоспособности работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационные, технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

## **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Основным законодательным актом, который устанавливает гарантии осуществления прав трудящихся на охрану труда и обеспечивает единый порядок регулирования отношений в области охраны труда между работодателем и работником является Трудовой Кодекс РФ [1]. В частности, важны главы 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» и 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям». Стоит отметить, что вопросы охраны труда и безопасности жизнедеятельности в нефтяной и газовой промышленности регламентируются ещё и другими документами, помимо Трудового Кодекса РФ [2, 3, 4, 5, 6]. Для работы в районах, приравненных к Крайнему Северу, характерны определенные особенности, например, режим рабочего времени, оплата труда, надбавки (региональные и за стаж), социальные гарантии, а также вопросы охраны труда.

В виду того, что многие из рассматриваемых месторождений расположены на севере, стоит отметить ещё и статью 109 Трудового Кодекса РФ, в которой сказано, что работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При расположении элементов рабочего места должно быть предусмотрена защита оператора от влияния вредных и опасных производственных факторов, а также возможность экстренно покинуть пультовое помещение. При размещении органов управления необходимо выполнять требования: органы управления должны располагаться в зоне досягаемости моторного поля; наиболее важные и часто используемые органы управления должны быть расположены в зоне легкой досягаемости моторного

поля; органы управления, связанные с определенной последовательностью действий оператора, должны группироваться таким образом, чтобы действия оператора осуществлялись слева направо и сверху вниз. Определение зоны досягаемости моторного поля регламентируется ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования [8]. Также должна обеспечиваться эргономичная конструкция различных управляющих механизмов пульта: выключатели и переключатели типа «Тумблер» [9], клавишные, кнопочные [10] и поворотные выключатели и переключатели.

## 5.2 Производственная безопасность

Тепловые воздействия осуществляются непосредственно на месторождении. Работник, выполняя технологические операции на рабочем месте, состоящем из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики, ППУ постоянно подвергается воздействию вредных и опасных факторов.

Для идентификации потенциальных факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [11]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды необходимо представлен ниже в виде таблицы 23.

Таблица 23 – Потенциальные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ) [3]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;		+	ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [4];

Продолжение таблицы 23

<p>2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p>	<p>+</p>	<p>+</p>	<p>МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [5];</p>
<p>3.Повышенный уровень шума и вибрации;</p>	<p>+</p>	<p>+</p>	<p>Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки" [6];  СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [7];</p>
<p>4. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека</p>		<p>+</p>	<p>Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [8];</p>
<p>5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p>	<p>+</p>	<p>+</p>	<p>СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение» [9];</p>
<p>6. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</p>	<p>+</p>	<p>+</p>	<p>ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные [10];</p>
<p>7. Подвижные части производственного оборудования;</p>	<p>+</p>	<p>+</p>	<p>ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные [11];</p>
<p>8. Пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа.</p>	<p>+</p>	<p>+</p>	<p>ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труд (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования [12].</p>

Далее будут рассматриваться допустимые нормы воздействия только для теплого времени года, так как в зимнее время тепловые методы могут быть приостановлены.

### **5.3 Анализ потенциальных вредных факторов рабочей среды**

При проведении работ по техническому перевооружению скважины и последующего обслуживания управляющего комплекса источниками вредных факторов окружающей среды являются:

– **Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания**

При проведении работ, вследствие разгерметизации технологического оборудования, применение которого необходимо для спуска ЦЛК без глушения скважин, а также негерметичности элементов фонтанной арматуры, может происходить выброс природного газа в рабочую среду из скважинного пространства. Кроме того, для недопущения процесса гидратообразования фонтанной арматуре и сборном шлейфе, применяется метанол.

Метанол (метиловый спирт) в организм человека может попасть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. При испарении взрывоопасен. Величина ПДК - 5 мг/м<sup>3</sup>. Класс опасности III [4].

В качестве индивидуальных средств защиты при проведении работ могут применяться противогазы, защитные очки и маски.

В качестве коллективных средств защиты используют газоанализаторы, показывающие загазованность окружающей среды и устройство вытяжной местной вентиляции.

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

Выполняемые работы проводятся преимущественно в условиях Крайнего Севера, поэтому увеличивается риск охлаждения организма человека. Основаниями для прекращения работ являются температура воздуха

ниже 45 °С и скорость ветра более 2 м/с [5].

Средства индивидуальной защиты: спецодежда, обладающая высокими теплозащитными свойствами, малой влагоемкостью, воздухо- и нефте- непроницаемостью.

Средства коллективной защиты: мероприятия по транспортировке персонала к месту работы и обратно в теплом транспорте, сокращение времени работы на открытом воздухе, а также оборудование помещений для обогрева и отдыха персонала, расстояние до которых должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – при использовании необогреваемых помещений.

#### – **Повышенный уровень шума и вибрации**

При проведении работ по обслуживанию автоматического управляющего комплекса, а также спуску центральной лифтовой колонны на организм обслуживающего персонала воздействуют вибрация и шум. Их источниками являются электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, насосы, разнообразные машины и механизмы. Уровень шума при проведении работ может достигать 82 дБ. А работы по техническому перевооружению скважин попадают под категорию №3 и характеризуются снижением производительности труда, нормой в категории №3 является значение 65дБ [6].

Средствами индивидуальной защиты от повышенного вибрационного и шумового воздействия являются виброзащитные перчатки и рукавицы, виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь, шумоподавляющие наушники.

В таблице 24 приведены нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки для рабочего персонала при проведении данного типа работ.

К коллективным средствам защиты относят установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент и применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов.

Таблица 24 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки [7].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X0, Y0							
	виброускорения				виброскорости			
	м*с <sup>-2</sup>		дБ		м*с <sup>-2</sup> *10 <sup>-2</sup>		дБ	
	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.	в 1/3– окт.	в 1/1– окт.
1,6	0,09		99		0,9		105	
2,0	0,08	0,14	98	103	0,64	1,3	103	108
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,1	95	100	0,23	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,11	95	101	0,12	0,22	87	93
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09		99		0,12		87	
16,0	0,112	0,20	101	106	0,12	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18		105		0,12		87	
31,5	0,22	0,40	107	112	0,12	0,20	87	92
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355		111		0,12		87	
63,0	0,445	0,80	113	118	0,12	0,20	87	92
80,0	0,56		115		0,12		87	

**– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

При низкой освещенности рабочего место повышается утомляемость обслуживающего персонала, увеличивается риск получения производственной травмы. Данные работы проводятся на открытом пространстве в условиях естественного освещения. Освещённость зависит от погодных условий, а длительность естественного освещения зависит от времени года и суток. Поэтому возникает потребность в использовании искусственного освещения, когда естественного освещения оказывается недостаточно для проведения работ. Искусственное освещение рабочего пространство проводится с использованием прожекторов и ламп в вызыво- и пожаробезопасном исполнении. Необходимая освещенность устья скважины, лебедки подъемного агрегата – 50 люкс [9].

– **Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека**

В процессе проведения работ, в организм человека может произойти попадание токсичных веществ. Токсичные вещества могут попасть в организм при вдыхании паров и аэрозолей, а также при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, при этом: на коже возникает дерматит; при попадании в глаза происходит сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): очки защитные, резиновые перчатки, спецодежда.

**5.3.1 Анализ потенциальных опасных факторов рабочей среды**

К опасным производственным факторам при проведении работ по техническому перевооружению скважины относятся:

– **Подвижные части производственного оборудования**

При проведении работ по спуску центральной лифтовой колонны и монтажу верхней части фонтанной арматуры используется различное оборудование и техника, в составе которых имеются движущиеся механизмы: колтюбинговый агрегат, инжектор, барабан. Поэтому существует риск получения производственной травмы в результате воздействия на организм человека подвижных частей производственного оборудования. При работе с таким оборудованием и техникой должна производиться: плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Коллективными средствами защиты являются ограждения, выполненные в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны выполнены таким образом, чтобы исключить доступ человека в

опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

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

При проведении работ по обслуживанию автоматического управляющего комплекса существует риск поражения персонала электрическим током. Они возникают в результате случайного соприкосновения или приближения на опасное расстояние к токоведущим частям; появления напряжения на металлических частях управляющего комплекса в результате повреждения изоляции или ошибочных действия персонала; шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода на землю; появления напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых работают люди, вследствие ошибочного включения установки; воздействие атмосферного электричества, грозových разрядов [10].

На минимизации существующего риска технологическое оборудование должно удовлетворять следующим требованиям: обеспечение недоступности токоведущих частей; технологическое оборудование должно быть заземлено; персонал при проведении работ по обслуживанию оборудования должен иметь индивидуальные средства защиты: резиновые перчатки, диэлектрические коврики. Из средств коллективной защиты используются таблички «Не включать! Работают люди» (предупреждающие), «Заземлено» (указательные), «Работать здесь» (предписывающие), также необходимо устанавливать ограждения при проведении работ.

– **Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды**

К категории А можно отнести наземный транспорт, такой как ПШУ. Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные

парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа

Категория В – горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5кПа.

Так как у нас класс пожара А и В, методы тушения вода и другие вещества к категории А. К категории В относятся распыленная вода, пена, порошки.

Для тушения пожара необходимо исключить одно из трех необходимых его условий: горючее вещество, окислитель или источник зажигания. Для этого используют следующие способы:

- прекращение доступа в зону горения окислителя (кислорода воздуха) или горючие вещества, а также снижение их поступления до величин, при которых горение прекращается;
- охлаждение очага горения ниже определенной температуры;
- механический срыв пламени струей жидкости или газа;
- снижение скорости химической реакции, протекающей в пламени.

Пожарная профилактика – зонирование территории, применение противопожарных преград, обеспечение безопасной эвакуации людей на случай возникновения пожара.

## 5.6 Экологическая безопасность

### 5.6.1 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Основными источниками загрязнения являются передвижные парогенераторные установки, полустационарные и стационарные парогенераторные установки, и котельные установки. В ходе работы установки вырабатывают выхлопные газы. Нормы на загрязнение регламентируются содержанием в воздухе компонентов выхлопных газов – таблица 25.

Таблица 25 – Предельно допустимая концентрация вредных в воздухе

Наименование вещества	CAS	Формула	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Преимущественное агрегатное состояние	Класс опасности	Действие на организм
Оксид углерода	630-08-0	CO	20	п	4	О
Диоксид азота	10102-44-0	NO <sub>2</sub>	2	п	3	О
Оксид азота			5	п	3	О
Углеводороды предельные C <sub>1-10</sub>		C <sub>2-10</sub> H <sub>6-24</sub>	900	п	4	
Сажа			4	а	3	Ф, К
Диоксид серы+	7446-09-5	O <sub>2</sub> S	10	п	3	
Тетраэтилсвинец+	78-00-2	C <sub>8</sub> H <sub>20</sub> Pb	0,005	п	1	О
Диоксид углерода	124-38-9	CO <sub>2</sub>	27000	п	4	
Бенз[а]пирен	50-32-8	C <sub>20</sub> H <sub>12</sub>	0,00015	а	1	К

Условные обозначения: п - пары и/или газы; а - аэрозоль; О - вещества с остронаправленным механизмом действия, требующие автоматического контроля за их содержанием в воздухе; А - вещества, способные вызывать

аллергические заболевания в производственных условиях; К - канцерогены; Ф - аэрозоли преимущественно фиброгенного действия.

Для защиты окружающей среды от воздействия выхлопных газов могут быть предложены такие средства защиты как специальные фильтры, как те, которые ставят на машины (катализаторы), установка более современных двигателей, которые бы выбрасывали меньше отработанных веществ за счёт более полного сжигания питательной смеси.

### **5.6.2 Охрана природы. Гидросфера. Использование и охрана вод.**

Основным влиянием от технологии на гидросферу является то, что для осуществления технологии проводится забор воды из местных источников: рек, озёр. Данное действие может привести к нарушению экосистемы. Другим аспектом является то, что рядом с местными источниками воды могут проходить нефтяные коммуникации. Несмотря на то, что нефтепроводы запроектированы с усиленной гидроизоляцией, вероятность их порыва не исключается. Нормы на загрязнения: Нормы на загрязнение регламентируются РД 39- 0147098-005-88. Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти. В этом документе устанавливаются пределы для загрязнения нефтью и нефтепродуктами – 0,05 мг/д. К методам защиты трубопроводов от порывов можно отнести дополнительную гидроизоляционную защиту, регулярные плановые проверки трубопроводов на предмет механических повреждений, коррозии, а также автоматическое отключение секций, в которых произошла утечка.

### **5.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Возможные ЧС: сейсмическая активность; прорыв водо- и нефтенесущих коммуникаций; утечки из фланцевых соединений; возгорание котельных и парогенераторных установок; взрыв котельных и парогенераторных установок; газонефтеводопроявление. Кроме этого,

возможные такие ЧС природного характера как наводнения, ураганы, лесные пожары, землетрясения.

Наиболее вероятной ЧС является порыв коммуникаций, по которым движется теплоноситель при огромных температуре и давлении. Ввиду того, что при закачке теплоносителя через нагнетательную скважину требуется большое давление, к тому же сам теплоноситель нагрет до большой температуры, нагрузка на элементы коммуникации от котельных или парогенерирующих установок до скважины, а также на саму фонтанную арматуру очень велика.

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение следующих требований:

- топливную емкость для двигателей внутреннего сгорания и смазочные материалы необходимо располагать не ближе 15 м от кустовой площадки;

- электрические машины, оборудование и приборы должны соответствовать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;

- запрещается пользоваться открытым пламенем на кустовой площадке;

- курение разрешается только в специально отведенных местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения».

Руководитель предприятия, сотрудники и обслуживающий персонал в случае возникновения пожара или его признаков (дыма, запаха горения или тления различных материалов и т. п.) обязаны немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану. Прибывшие к месту пожара сотрудники обязаны:

- продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану;

- принять немедленные меры по организации эвакуации людей;

— проверить включение в работу (или привести в действие) автоматических систем противопожарной защиты (оповещения людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);

— прекратить все работы (если это допустимо по технологическому процессу производства), кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

— осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

— обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;

— организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

После ликвидации пожара директор предприятия создает комиссию для определения объема восстановительно-ремонтных работ, возможности использования технологического оборудования, коммуникаций, а также оформления установленной документации и разрешения на пуск производства. В комиссию включается представитель пожарной охраны. [21]

## **5.8 Вывод по разделу**

В ходе исследования тепловых методов с точки зрения социальной ответственности были выявлены опасные и вредные производственные факторы, источники их возникновения, допустимые предельные значения воздействия этих факторов, а также средства защиты от них (индивидуальные и коллективные); определено влияние технологий на атмосферу, гидросферу и литосферу, предложены методы защиты; названы возможные чрезвычайные ситуации и рассмотрена наиболее вероятная ЧС, а также источник её возникновения, меры по предупреждению и план действий в случае её проявления.

Некоторые из предложенных идей для обеспечения защиты как человека, так и окружающей среды, могут быть рассмотрены и применены на производстве (например, отвод выхлопных газов от ППУ и ППУА). Однако все они нуждаются в доработке и дальнейшем исследовании как с инженерной, так и с экономической точки зрения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены особенности разработки месторождений высоковязкой нефти в условиях Западной Сибири. Были проанализированы технологии разработки на примере четырех месторождений, два из которых находятся на территории Западной Сибири.

Для разработки высоковязкой нефти были рассмотрены тепловые, газовые и холодные методы добычи. Тепловые методы получили наибольшее распространению в связи со своей простотой и возможностью комбинирования с другими методами воздействия. Холодные методы являются наиболее не перспективным при своей дешевизне, так как нефтеотдача данного метода не больше 10 %.

Из-за неконтролируемых прорывов газа и воды в добывающих скважинах разработка сеноманских залежей сложна. Можно считать, что для оптимизации разработки в целях снижения влияния верхнего газа на показатели эксплуатации можно ввести опережающую добычу газа или одновременную добычу нефти и газа.

Залогом успешного применения того или иного метода является анализ геолого-физических параметров пласта, показатели разработки месторождений и другие факторы.

Разработка высоковязкой нефти является затратным и трудоемким процессом, хотя и является альтернативой легкой нефти. Пока добыча лёгкой нефти не достигнет своего пика, разработку высоковязкой нефти не будут вести так активно.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи // ЭБС Лань URL: <https://reader.lanbook.com/book/55449#1> (дата обращения: 14.04.2022).
2. Акт министерств и ведомств "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации" от 01.11.2013 № 3Р (477) // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. - 31.12.2013 г. - Ст. 1 (приложение 4,5).
3. Балин В.П. Малышев И.О. К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти // Территория нефтегаз. - 09.09.2017. - №9. - С. 46-56.
4. Дубин И.Б Исследование и обоснование технологий разработки сложнопостроенных залежей высоковязкой нефти: на примере Тазовского месторождения: дис. канд. техн. наук: 25.00.17. - Тюмень, 2013. - 176 с.
5. Термошахтовая разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского нефтяного месторождения) // URL: [https://giab-online.ru/files/Data/2005/3/28\\_Konoplev15.pdf](https://giab-online.ru/files/Data/2005/3/28_Konoplev15.pdf) (дата обращения: 31.05.2022).
6. Рузин, Л. М. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов [Текст]: учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ухта: УГТУ, 2015. – 166 с.
7. Дуркин С.М., Терентьев А.А. Извлечение тяжелой нефти. Термошахтные системы разработки месторождений. // Neftegaz.RU. - 2017. - №10 URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/546631-izvlechenie-tyazheloy-nefti-termoshakhtnye-sistemy-razrabotki-mestorozhdeniy/> (дата обращения 01.06.2022)
8. 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. Криницина; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с

9. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).

10. Федеральный закон об основах охраны труда в РФ № 181-ФЗ от 17.07.1999 (в редакции. Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ).

11. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов № 116-ФЗ от 21.07.1997 (в редакции Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ).

12. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03., 30 апреля 2003г. – 201 с.

13. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях;

14. Федеральный закон о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения № 52-ФЗ 30.03.1999 (в редакции Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ).

15. СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

16. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

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

18. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

19. ГОСТ 22614-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования.

20. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
21. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
22. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
23. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
24. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
25. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
26. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
27. РД 39-0147098-005-88. Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти.
28. ГОСТ 17.1.1.01-77 Охрана природы. Гидросфера. Использование и охрана вод. Основные термины и определения;
29. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ Р 22.7.02-2021 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Регламенты по организации информирования населения чрезвычайных ситуациях.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Месторождение	Глубина залегания, м	$H_{HH}, \text{ м}$	$H_{ГН}, \text{ м}$	$K_{П}, \%$	$K_{пр}, \text{ мкр}^2$	Неоднородность	Нефтенасыщенность, %	Вязкость, Па·с,	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$T, ^\circ\text{C}$	$P_{пл}, \text{ МПа}$	$P_{нас}, \text{ МПа}$	Газовая шапка
Западно-Мессояхское	782	7,66	15	28	0,210	Высокая	52	77	949	19	14	8,8	8,8	+
Восточно-Мессояхское	722	14	10	28	0,141	Высокая	56	103	935	16	16	8,15	8,15	+
Русское	790	25,5	29,4	30	1	Высокая	65	217	940	12	21	8,4	8,4	+
Северо-Комсомольское	1100	9,4	15	30,7	0,1–1,0	Высокая	52–59	114,5	916	33	35	11	11	+
Ван-Еганское	824–857	9,4	24,6	33	1,22	Высокая	65,5	377	953	22	33	9,8	9,8	+
Тазовское	1120	6	13,3	30–31	0,321	Высокая	65	63	938	26	25	11,2	9,07	+