

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке Толумского нефтяного месторождения (ХМАО)

УДК 622.276.6:546.264-31(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Хачатрян Айказ Овикович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Гладких М.А.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Мезенцева И.Л.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(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,

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	корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
		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
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)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
		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		

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
		И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		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
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследований; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции		
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	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;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<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>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	<p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности</p> <p>И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности</p>
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	<p>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)</p> <p>И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания</p> <p>И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций</p> <p>И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
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 моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		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	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач

	применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	<p>профессиональной деятельности</p> <p>И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства</p> <p>И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций</p> <p>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</p>
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	<p>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</p> <p>И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности</p>
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>		<p>месторождений углеводородного сырья</p>
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: проектный				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ.	<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>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.	<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>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья	И.ПК(У)-8.1 Участвует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов добычи нефти и газа на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ Ю. А. Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Хачатрян Айказ Овикович

Тема работы:

Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке Толумского нефтяного месторождения (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	188-12/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, публикации отечественных и зарубежных авторов, материалы Международного симпозиума имени М. А. Усова, патенты РФ, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о Толумском нефтяном месторождении; геолого-физическая характеристика месторождения; физико-химические свойства CO ₂ ; применение диоксида углерода при добыче нефти; технологии повышения нефтеотдачи пластов при

	помощи CO ₂ ; источники диоксида углерода; достоинства и недостатки применения CO ₂ ; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, Гасанов М.А., д.э.н.
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Мезенцева И.Л.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Углекислый газ как рабочий агент для повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений	
2. Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода	
3. Оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи с использованием CO ₂ на Толумском нефтяном месторождении	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Хачатрян Айказ Овикович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: бакалавриат

Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.04.2022	Углекислый газ как рабочий агент для повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений	20
28.04.2022	Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода	25
13.05.2022	Оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи с использованием CO ₂ на Толумском нефтяном месторождении	25
20.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
27.05.2022	Социальная ответственность	10
11.06.2022	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 страницы, в том числе 24 рисунка, 26 таблиц. Список литературы включает 48 источников.

Ключевые слова: нефть, методы увеличения нефтеотдачи, трудноизвлекаемые запасы, газовые методы, углекислый газ.

Объектом исследования являются продуктивные пласты Толумского месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, для эффективной разработки которых применяется воздействие углекислым газом.

Целью данной работы является анализ эффективности повышения нефтеотдачи пластов закачкой углекислоты. Обзор существующих методов. Анализ условий эффективного применения углекислого газа для повышения добычи на Толумском нефтяном месторождении.

В работе рассмотрены основные механизмы повышения нефтеотдачи пласта при закачке углекислоты в пласт, а также влияние фазового поведения двуокиси углерода на вытеснение нефти. Рассмотрены технологии разработки и критерии их эффективного применения. Проанализированы возможные источники диоксида углерода и проведена оценка эффективности применения двуокиси углерода в технологиях интенсификации добычи на Толумском нефтяном месторождении.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГКЗ РФ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Российской Федерации;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ММП – minimum miscibility pressure (минимальное давление смешиваемости);

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ШФЛУ – широкая фракция лёгких углеводородов;

ПАВ - поверхностно-активные вещества;

SAG – surfactant alternating gas injection (попеременная закачка ПАВ и газа);

FAWAG – foam assistant water alternating gas (пенное водогазовое воздействие);

SWAG – simultaneous water and gas (одновременная закачка оторочек воды и газа);

СКФ – состояние сверхкритического флюида;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПНО-СО₂ – повышение нефтеотдачи диоксидом углерода

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	20
1 ПРИМЕНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ТЕХНОЛОГИЯХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	21
1.1 Физико-химические свойства CO ₂	22
1.2 Вытеснение нефти из пласта углекислым газом.....	27
1.3 Преимущества углекислого газа в качестве рабочего агента для повышения извлечения нефти.	33
2 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА С ЗАКАЧКОЙ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА	34
2.1 Основные способы повышения эффективности добычи нефти с использованием CO ₂	34
2.1.1 Закачка воды, насыщенной CO ₂	34
2.1.2 Непрерывное нагнетание CO ₂	36
2.1.3 Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины.....	37
2.1.4 Закачка оторочки CO ₂ с последующей закачкой воды	39
2.1.5 Вытеснение нефти поочередной закачкой CO ₂ и воды	40
2.1.6 Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO ₂	42
2.1.7 Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process).....	43
2.2 Анализ источников CO ₂	45
3 ПРИМЕНЕНИЕ ЗАКАЧКИ CO ₂ НА ТОЛУМСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	49
3.1 Общие сведения о Толумском месторождении	49
3.2 Источники CO ₂	50
3.3 Обоснование проекта закачки CO ₂	51
3.4 Оценка эффективности закачки CO ₂ на Толумском месторождении.....	58
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	63
4.1 Потенциальные потребители технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом.....	64

4.2 SWOT-анализ.....	65
4.3 Анализ конкурентных решений.....	70
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	85
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
5.2 Производственная безопасность.....	87
5.3 Экологическая безопасность.....	93
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	100

ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом объем трудноизвлекаемых запасов увеличивается, ввиду того, что значительное количество крупных месторождений подходит к рубежу отбора, кроме того сложное геологическое строение некоторых крупных месторождений вынуждает откладывать разработку до тех пор, пока не будет составлен проект разработки, который обеспечит экономическую целесообразность извлечения трудноизвлекаемых запасов.

В связи с этим широкое применение получили технологии увеличения нефтеотдачи, в том числе с применением двуокиси углерода. Эффективность применения CO_2 основана на влиянии соединения на объем нефти: при растворении двуокиси углерода происходит увеличение объема пластового флюида, ввиду чего снижается вязкость нефти и поверхностное натяжение на границе раздела фаз вода-нефть, как следствие – повышается нефтеотдача [2].

Целью данной работы является анализ эффективности повышения нефтеотдачи путем закачки углекислоты на Толумском нефтяном месторождении.

Связи с целью были поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать свойства, присущие диоксиду углерода, их изменение под действием внешних условий, влияние CO_2 на свойства пластовой нефти и его влияние на продуктивный пласт;
2. Перечислить режимы вытеснения нефти рабочим агентом (CO_2);
3. Рассмотреть технологии использования диоксида углерода с целью повышения нефтеотдачи;
4. Привести возможные пути получения углекислого газа;
5. Оценить эффективность применения технологии закачки CO_2 на Толумском нефтяном месторождении.

1 ПРИМЕНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ТЕХНОЛОГИЯХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Технология закачки газа в продуктивный пласт с целью поддержания пластового давления существовала с 1917 года, до того, как в пласт с этой целью начали закачивать воду. После открытия того факта, что применение воды как рабочего агента для закачки более эффективно, чем применение газа, технологии заводнения стали вытеснять прежнюю технологию. Такая тенденция наблюдалась ввиду того, что закачка воды позволила предупредить быстрый прорыв рабочего агента к забоям и, следовательно, обеспечить больший охват пласта заводнением и высокие дебиты добывающих скважин.

История применения газовых агентов для интенсификации притока началась еще в середине XX века. Технологии показали высокую эффективность на зарубежных месторождениях, в частности в США. Среди различных агентов, наибольший эффект удалось получить от закачки углекислого газа, так как он обладает высокой растворимостью в углеводородах ввиду наличия углерода в цепи. Однако для проведения технологии требуются значительные объемы агента, следовательно, остро стоит вопрос об источниках CO₂. В России естественных источников агента очень мало, а искусственные зачастую находятся в отдалении от месторождений, поэтому технология не получила широкого распространения. Так как в последнее время все больше внимания обращается вопросу экологии, то технология закачки углекислого газа в пласт становится более востребованной, так как является возможным путем утилизации вредного для атмосферы углекислого газа.

1.1 Физико-химические свойства CO₂

Углекислый газ или диоксид углерода представляет собой бесцветный газ без запаха. Его плотность составляет $\rho_{\text{CO}_2}=1,977 \text{ кг/м}^3$ (н.у.), тогда как у воздуха при прочих равных условиях $\rho_{\text{возд}}=1,275 \text{ кг/м}^3$.

Температура, выше которой двуокись углерода не может находиться в жидком агрегатном состоянии (критическая t) составляет $+31 \text{ }^\circ\text{C}$; критическое давление при этом составляет $7,4 \text{ МПа}$ (73 атмосферы) [1]. На рисунке 1.1 приведена диаграмма фазовых состояний для двуокиси углерода.

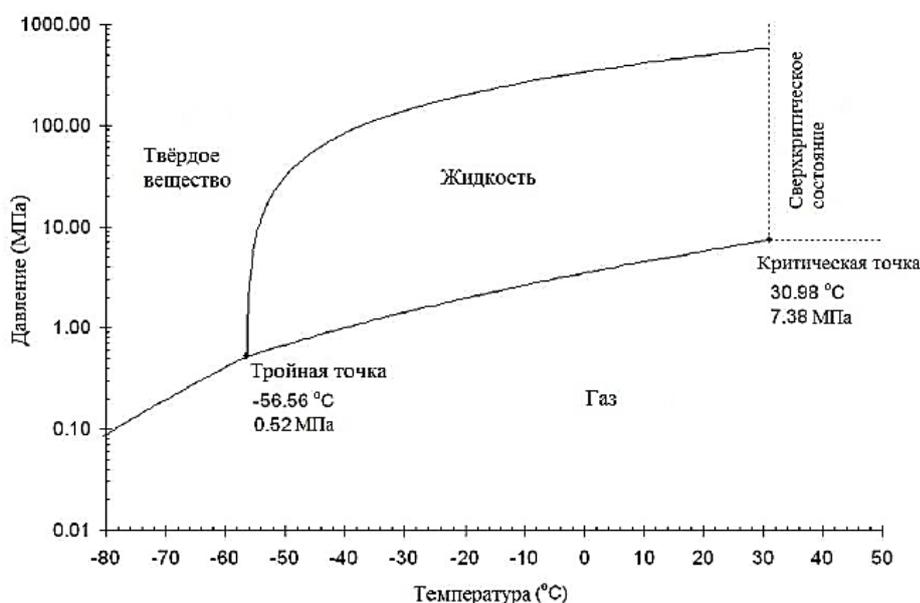


Рисунок 1.1 – Диаграмма фазовых состояний углекислого газа

Зависимость вязкости углекислого газа от термобарических условий приведена на рисунке 1.2. На рисунке 1.3 приведена зависимость молярной массы CO₂ от давления и температуры. Как известно, увеличение давления сопровождается ростом растворимости углекислого газа в воде, однако для CO₂ этот параметр не превышает значения 0,06 молярных долей.

Увеличение содержания растворенных солей приводит к снижению способности CO₂ растворяться в воде. В процессе растворения CO₂ в воде образуется угольная кислота, которая повышает кислотность воды (рН достигает значений $3,5\pm 0,2$). Полученные значения водородного показателя

способствуют растворению некоторых пород (в том числе карбонатных и пр.), что положительно сказывается на проницаемости продуктивного пласта.

Также наличие CO_2 в рабочем агенте для повышения нефтеотдачи позволяет увеличить фазовую проницаемость породы по нефти за счет того, что увеличивает диспергируемость нефти в воде и позволяет извлечь адсорбционно-связанную нефть [2].

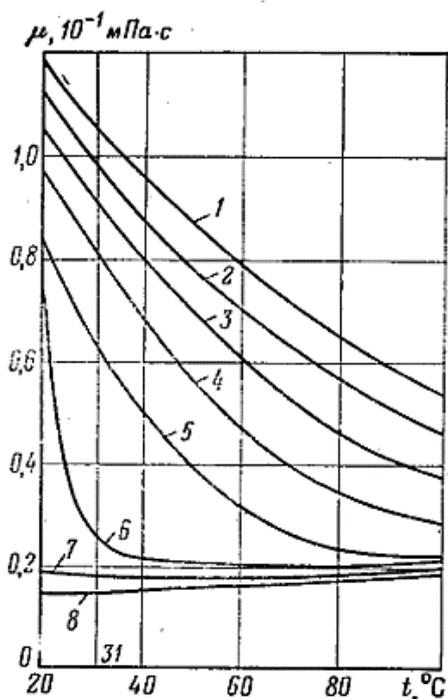


Рисунок 1.2 – Зависимость вязкости CO_2 от термобарических условий, где давление, МПа: 1 - 30; 2 - 25; 3 - 20; 4 - 15; 5 - 10; 6 - 7; 7 - 5; 8 - 0,1

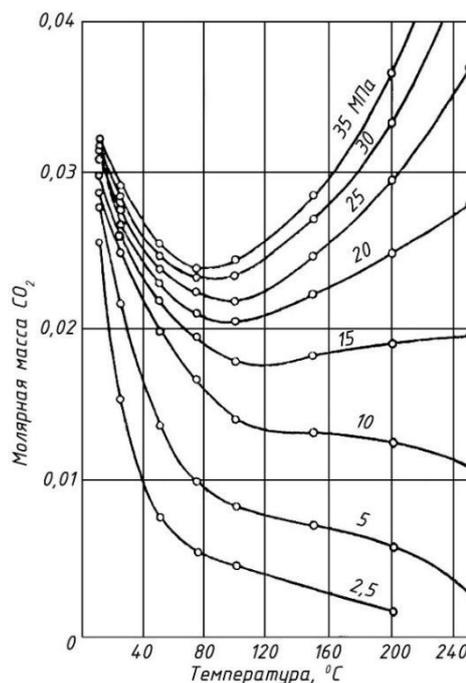


Рисунок 1.3 – Зависимость растворимости CO_2 в воде от термобарических условий [7]

Характер растворимости углекислого газа в нефти также не только от термобарических условий, но и молекулярной массы нефти: чем тяжелее нефть, тем тяжелее CO_2 в ней растворяется. Для легкой нефти возможно полное растворение углекислого газа уже при давлении $P = 6,3 \pm 0,7$ МПа, в тяжелой же нефти растворение происходит частично и зачастую сопровождается нежелательным осадкообразованием асфальтосмолопарафиновых и других отложений [3]. Добиться высокой

растворимости углекислого газа в нефти можно и при низких значениях температуры увеличивая давление.

На рисунке 1.4 приведена зависимость вязкости воды от содержания двуокиси углерода. Можно отметить, что с ростом содержания CO_2 , вязкость увеличивается.

Для условной классификации нефти был введен К-фактор или характеристический фактор, которые позволяет отнести нефть к парафиновой, нафтеновой или ароматической группе нефти. Для значений К-фактора выше 12,5 характерна сырая нефть, в составе которой преобладают парафиновые соединения. Значения ниже свойственны нефти с преобладающей нафтеновой и ароматической компонентой. Нефть большинства российских месторождений преимущественно парафиновой природы, поэтому на рисунку 1.5 представлена зависимость растворимости углекислого газа в нефти с К-фактором, равным 11,7, от термобарических условий.

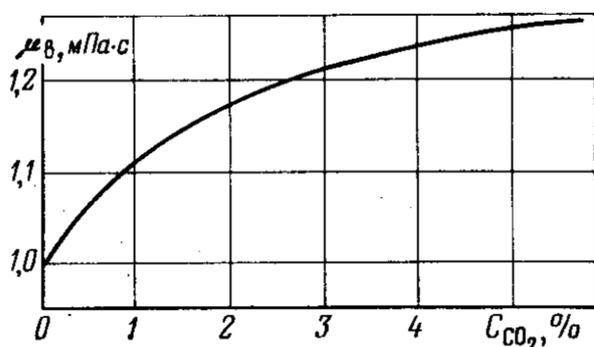


Рисунок 1.4 – Зависимость вязкости воды от концентрации двуокиси углерода C_{CO_2}

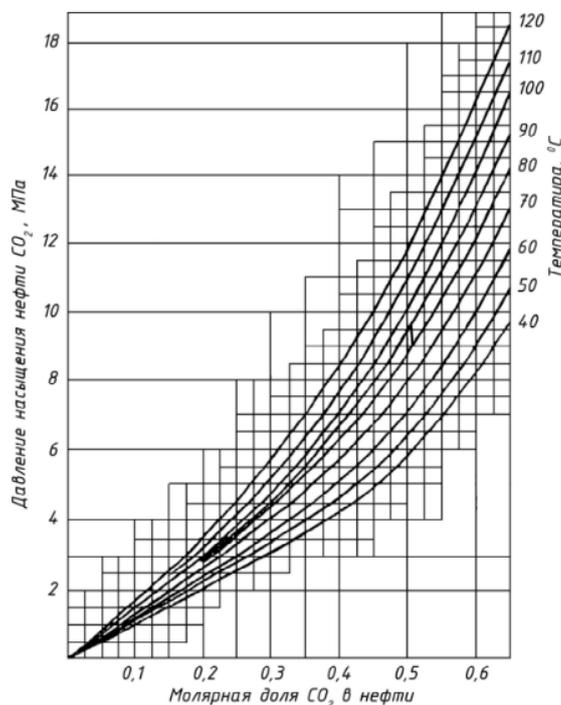


Рисунок 1.5 - Растворимость двуокиси углерода в нефти с характеристическим фактором $\Phi=11,7$ в зависимости от давления и температуры [9]

Ввиду наличия углерода в составе нефти, растворимость CO_2 в нефти на порядок выше, чем в воде (в более чем 4 раза). Растворение углекислого газа в нефти приводит к увеличению объема смеси, как следствие, снижается вязкость нефти с CO_2 (рисунок 1.6). Кроме того, значение вязкости снижается тем интенсивнее, чем она больше изначально. А чем ниже вязкость нефти, тем выше фазовая проницаемость породы по нефти и, соответственно, выше коэффициент извлечения нефти [4]. Таким образом, для тяжелой нефти наблюдается наибольшее снижения значения вязкости и наибольшая эффективность добычи при закачке двуокиси углерода.

Увеличение фазовой проницаемости породы по нефти обусловлено увеличением объема смеси нефть-углекислый газ и большим насыщением порового пространства пластовым флюидом. По такому же принципу углекислый газ позволяет извлечь труднодоступную связанную нефть.

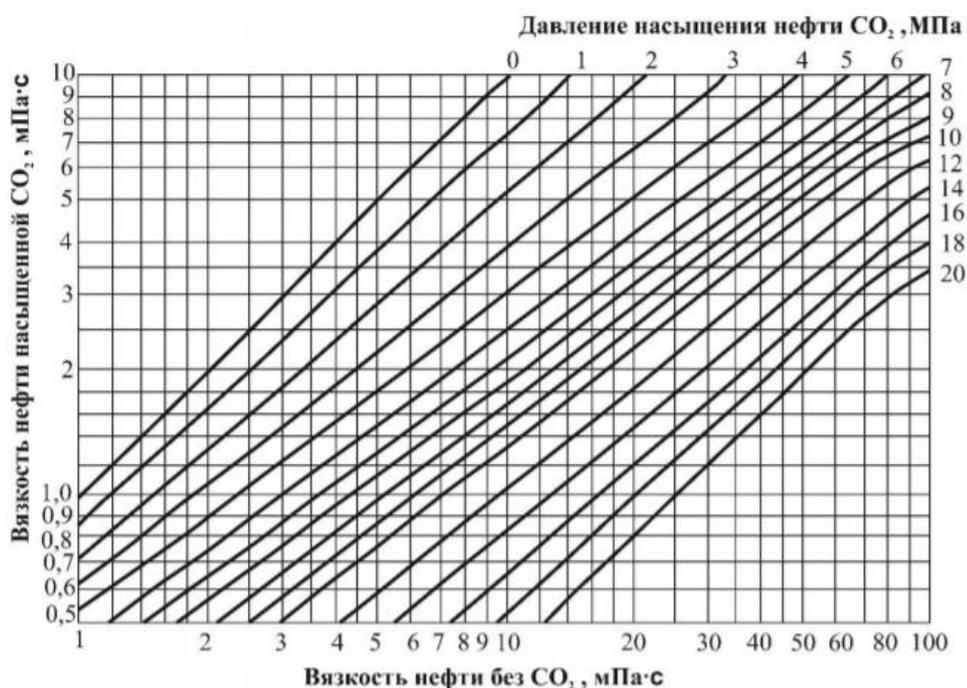


Рисунок 1.6 – Взаимосвязь значения вязкости нефти с CO_2 и без и давления насыщения [5]

Зачастую объем нефти с углекислым газом по сравнению с изначальным объемом больше на 10-40%, а иногда и на 60% [4]. Степень увеличения зависит от компонентного состава нефти и пластовых условий.

При взаимодействии нефти с углекислым газом возможно выделение летучих компонентов из нефти. Доказан факт того, что наиболее легкие компоненты нефти смешиваются с CO_2 , причем тем интенсивнее, чем выше пластовое давление. С ростом пластового давления в большей мере экстрагируются легкие компоненты нефти, увеличивается объем, нефть становится легче, снижается плотность и вязкость, увеличивается подвижность нефти [2, 3, 5].

Помимо всего прочего, углекислый газ влияет на поверхностное натяжение нефти, следовательно, влияет на капиллярные силы, которые зачастую препятствуют добыче нефти из пласта. Раньше считалось, что поверхностное натяжение выше, чем ниже давление и выше температура, однако зависимость между температурой и межфазным натяжением оказалась далеко не линейна: при низких значениях пластового давления с увеличением температуры поверхностное натяжение снижается, в свою очередь при повышенных значениях давления и росте температуры – напротив увеличивается. Это связано с тем, что при низких давлениях растворимость CO_2 в нефти растет с повышением температуры, а при высоких давлениях с ростом температуры растворимость уменьшается [4]. На величину натяжения между фазами нефти и углекислого газа оказывает влияние доля метана в составе нефти [10].

Согласно уравнению состояния, увеличение объема приводит к уменьшению температуры, в связи с чем смешение воды или нефти с углекислым газом приводит к снижению температуры смеси. Данное явление необходимо иметь ввиду при использовании CO_2 с целью повышения нефтеотдачи, так как зачастую в пласт закачиваются большие объемы

двуокиси углерода. Если не контролировать температуру нефти, возможно выпадение АСПО, которое закупоривает поры пласта и значительно затрудняет его разработку.

Наиболее распространенная и опасная проблема при использовании углекислого газа в технологиях повышения нефтеотдачи – это коррозия технологического оборудования. Наличие CO_2 в водной фазе смещает реакцию на образовавшейся гальванической паре в сторону образования водорода на катоде [6].

Помимо высокой коррозионной активности, значительным недостатком CO_2 является опасность образования кристаллогидратов, которые могут привести к закупорке пласта или образованию пробок в технологических трубопроводах и добывающих скважинах.

1.2 Вытеснение нефти из пласта углекислым газом

Механизм вытеснения при воздействии на пласт диоксидом углерода может быть смешивающимся и несмешивающимся в зависимости от пластовой температуры и давления, а также компонентного состава пластового флюида (рисунок 1.7).

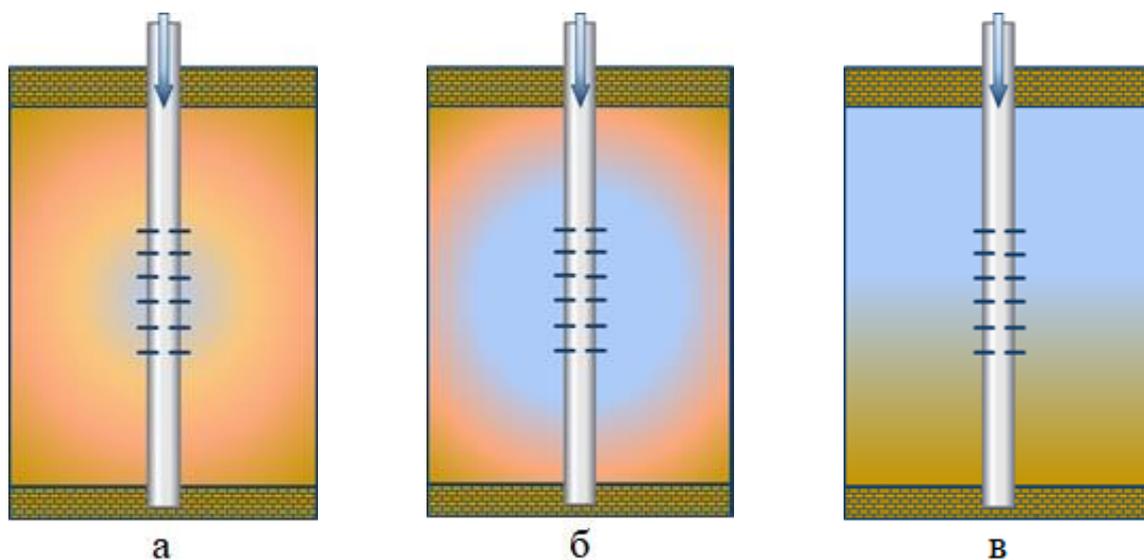


Рисунок 1.7 – Режимы смешения двуокиси углерода и пластовой нефти:

а – одноконтактный; б – многоконтактный; в – несмешивающийся

Смешивающемуся режиму вытеснения характерна полная растворимость CO_2 в нефти. Такой режим может достигаться сразу (при первом контакте) или при циклическом воздействии под действием повторного массообмена, осуществляющемуся до тех пор, пока газ полностью не растворится в нефти. Второй путь смешения диоксида углерода требует определенных условий фильтрации: наличие пространства в пласте для смешения углекислого газа и пластового флюида, а также времени для полноценного массообмена. При частичном растворении эффективность технологии снижается и имеет место режим ограниченно-смешивающегося вытеснения. Если при частичном растворении физико-химические свойства нефти меняются незначительно или растворения не происходит вовсе, то данный режим вытеснения называют несмешивающимся.

Первоочередной задачей в технологии закачки углекислого газа является достижение наибольшего смешения нефти и рабочего агента, так как в этом случае в большей мере снижаются капиллярные силы и процент извлечения труднодоступной нефти достигает более 95 %.

Технология закачки диоксида углерода заключается в образовании в пласте фронта вытеснения, в котором происходят многократные циклы массообменных процессов рабочего агента и нефти. При их взаимодействии из нефти выделяются летучие и наиболее лёгкие компоненты, которые смешиваются с углекислым газом. С дальнейшим продвижением фронта вытеснения граница между CO_2 и нефтью становится все менее четкой до тех пор, пока углекислый газ полностью не растворится в нефти.

Для достижения полного растворения двуокиси углерода необходимо обеспечить такое значение давления, при котором он может смешиваться с пластовой нефтью в неограниченных количествах. Такое давление называется минимальным давлением смешиваемости (MMP – Minimum Miscibility Pressure) [7], и зависит от пластовой температуры, начального пластового

давления и компонентного состава пластового флюида. Как известно, минимальное давление смешиваемости тем выше, чем выше молекулярная масса, плотность и вязкость нефти, и снижается с уменьшением содержания в нефти тяжелых компонентов C_{6+} , метана CH_4 и азота N_2 . Содержание оксида серы (IV) положительно сказывается на уменьшении ММР. Авторы работы [8] предлагают многокомпонентную зависимость ММР от пластовой температуры легкой фракции углеводородов, мольной доли компонентов $C_2 - C_4$ и молекулярной массы компонентов C_{5+} ($MW_{C_{5+}}$). Было отмечено, что наибольшее влияние оказывается пластовой температурой и содержанием компонентов C_{5+} .

Известно, что эффективность технологии закачки углекислого газа в пласт зависит давления. До определенного уровня коэффициент вытеснения линейно растет, однако при достижении ММР выходит на плато, следовательно, достигается максимальная эффективность от закачки диоксида углерода (рисунок 1.8). Наибольшее значение коэффициент вытеснения принимает в тех случаях, когда минимальное давление смешиваемости стремится к значению среднепластового давления.

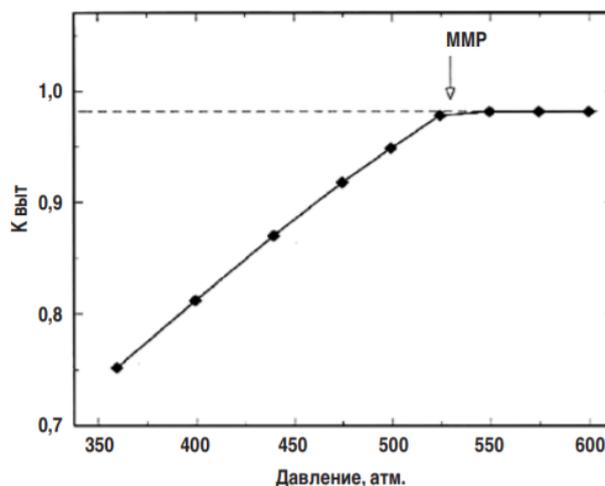


Рисунок 1.8 – Эффективность технологии закачки CO_2 в зависимости от давления

Прогнозное значение давления ММР не имеет однозначной методики расчета. Авторы Cronquist (1977), Yellig and Metcalfe (1980), Johnson and Pollin (1981), Glaso (1985) и Yuan et. all (2005) (рисунок 1.9) предложили методы расчета на основе статистических данных путем их корреляции.

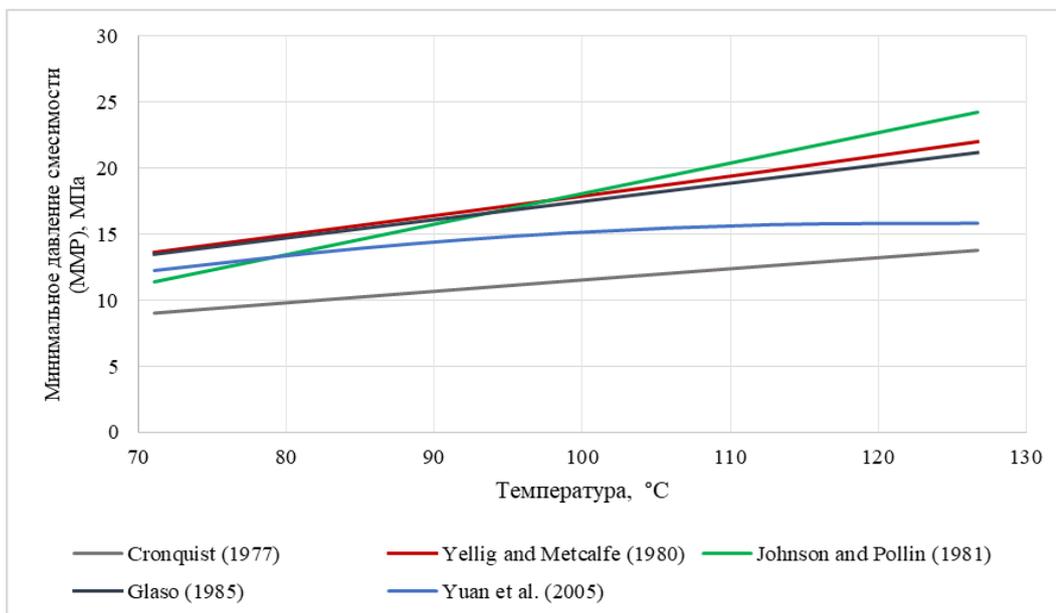


Рисунок 1.9 - График зависимости минимального давления смесимости диоксида углерода и пластовой нефти от температуры

Можно отметить, что корреляционные зависимости разных исследователей колеблются в пределах одной области.

В одной из статей В.П. Телков и Н.Н. Любимов приводят экспериментальные исследования по определению условий смешиваемости нефти и рабочего агента [9]. Объектом исследования является продуктивный пласт БП12 газонефтяной залежи севера Тюменской области. Пластовое давление составляет 27,5 МПа.

Состав исследуемого пластового флюида приведен в таблице 1.1.

Таблица 1.1- Компонентный состав нефти [9]

Компонент	Хим. формула	Концентрация, % мол
Метан	CH ₄	40,24
Этан	C ₂ H ₆	7,47
Пропан	C ₃ H ₈	9,43

и-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	2,88
н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	4,2
и-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	2,08
н-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	1,81
и-Гексан	i-C ₆ H ₁₄	1,49
н-Гексан	n-C ₆ H ₁₄	1,01
Диоксид углерода	CO ₂	0,16
Азот	N ₂	0,33
Тяжелый остаток	C ₇₊	28,9

Далее авторы используя методики построения корреляционной зависимости (рисунок 1.9) рассчитали значения ММР для нефти пласта БП12. Результаты представлены на рисунке 1.10.

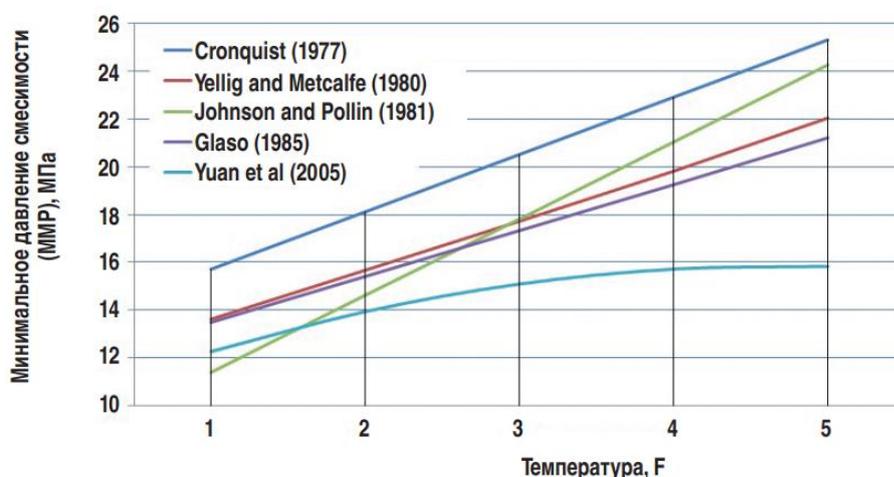


Рисунок 1.10 – Зависимость минимального давления смесимости углекислого газа и пластовой нефти от температуры

Исследование показало, что минимальное давление смесимости углекислого газа колеблется около значений среднепластового давления пласта БП12 рассматриваемого месторождения, следовательно, имеет место смешивающийся режим вытеснения, при котором достигается максимальное растворение CO₂ в нефти [9].

Кроме того, авторы сравнили эффективности ПНГ и CO₂ как рабочих агентов при газовом методе воздействия на пласт (рисунок 1.11).

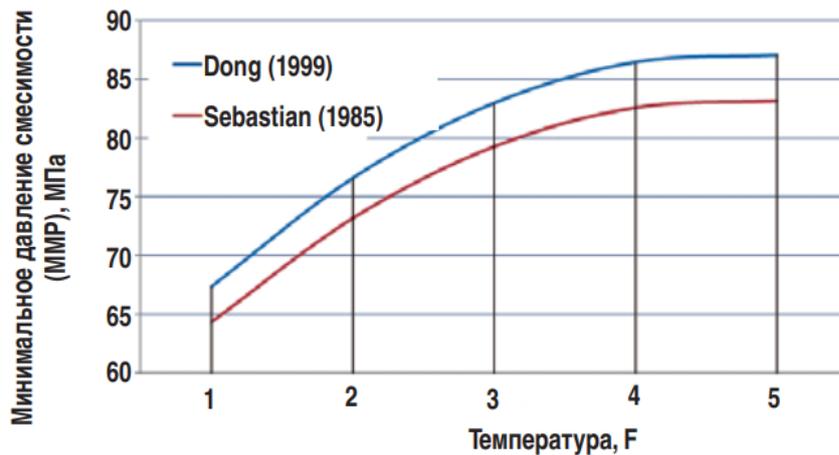


Рисунок 1.11 – Зависимость минимального давления смесимости ПНГ и пластовой нефти от температуры

Можно видеть, что ММП для попутного нефтяного газа на порядок выше среднепластового давления, следовательно, имеет место несмешивающийся режим вытеснения. И таким образом, экономическая эффективность ПНГ достигается лишь при его обогащении углекислым газом.

Точность применения методик прогноза минимального давления смесиваемости бывает далека от реальных значений ввиду множества влияющих факторов: компонентного состава нефти, термобарических условий, слагаемых пласт пород. Ввиду этого фактора математическое прогнозирование уступает место экспериментальному. Наиболее распространенными физическими методами оценки ММП являются [4]:

- слим-методика (slim tube) с использованием керновых моделей;
- метод всплывающего пузырька (Rising Bubble Apparatus);
- метод, основанный на измерении поверхностного натяжения (Vanishing Interfacial Tension);
- метод построения тройных диаграмм, отображающих фазовое равновесие в системе CO₂–рекомбинированная нефть.

Широкое распространение получила методика физического моделирования slim tube на основе керновых моделей, где воспроизводятся условия, максимально приближенные к пластовым.

1.3 Преимущества углекислого газа в качестве рабочего агента для повышения извлечения нефти.

В качестве рабочего агента при газовом методе воздействия на пласт используют попутный нефтяной газ, воздух, углекислый газ и азот. Помимо этого, в пласт могут закачиваться жидкие углеводороды (наиболее легкие фракции как ШФЛУ или сжиженный природный газ). Переработка и производство перечисленных рабочих агентов требует значительных капитальных вложений по сравнению с двуокисью углерода.

В статье о роли сжатых растворителей газа [10] приведен сравнительный анализ эффективности двуокиси углерода, азота и метана как рабочего агента для вытеснения нефти. Было отмечено, что наиболее экономически обоснованным рабочим агентом является углекислый газ, так как он обладает наибольшей растворимостью даже при небольших значениях пластового давления и температуры. Кроме того, минимальное давление смеси у двуокиси углерода значительно ниже, чем у конкурентов [10].

Еще одним преимуществом углекислого газа является его динамическая вязкость, которая влияет на степень продвижения фронта вытеснения нефти, и сжимаемость, которая влияет на мощность и количество необходимого компрессорного оборудования.

2 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА С ЗАКАЧКОЙ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

2.1 Основные способы повышения эффективности добычи нефти с использованием CO₂

При закачке CO₂ в продуктивные горизонты, в пласте происходит множество процессов: массообмен между пластовым флюидом и углекислым газом приводит к изменению физико-химических свойств нефти, изменению межфазного натяжения, реологических свойств, изменение роли капиллярных сил в поровом пространстве и, самое главное, способствует добыче связанной нефти.

Существует несколько способов воздействия на пласт путем закачки двуокиси углерода, среди которых выделяют:

1. Закачку воды, насыщенной CO₂;
2. Циклическую закачку;
3. Непрерывное нагнетание двуокиси углерода;
4. Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process).
5. Вытеснение нефти закачкой смеси ПАВ и углекислого газа;
6. Закачка оторочки CO₂ с последующей закачкой воды;
7. Вытеснение нефти чередующейся закачкой CO₂ и воды;

2.1.1 Закачка воды, насыщенной CO₂

Технология с закачкой карбонизированной воды является наиболее упрощенной технологией с использованием CO₂, так как порой достаточно частичного насыщения воды (на 3-5%). Технология применима на разных этапах разработки месторождения [11]. Закачка осуществляется через нагнетательные скважины.

Для эффективного применения технологии необходимо осуществлять закачку карбонизированной воды под давлением в 1,5-2 раза превышающим

давление насыщения, для предупреждения преждевременного выделения углекислого газа из носителя. В пластовых условиях углекислый газ насыщает нефть и фронтом вытеснения она выносится к устьям добывающих скважин.

Карбонизированная вода, оказываясь в пластовых условиях, приобретает аномальные вязкоупругие свойства, в связи с чем увеличивается интенсивность ее фильтрации в поровом пространстве. Если продуктивный пласт сложен породами с гидрофильными свойствами, то есть смачиваемость водой выше, чем нефтью, то технология закачки карбонизированной воды неэффективна в данных условиях, снижается степень охвата пласта вытеснением, падают дебиты.

Исследователи Шахвердиев А.Х., Панахаев Г.М. и др. разработали технологию увеличения нефтеотдачи путем закачки карбонизированной воды с ПАВ [12]. В качестве добавки авторы предлагают 0,01-1% катионного поверхностно-активного вещества. Результаты исследований показывают, что катионные ПАВ способствуют снижению способности пор смачиваться водой, следовательно, фронт закачиваемой воды будет продвигаться более равномерно, вовлекая в разработку низкопроницаемые области. Еще одним положительным эффектом от применения ПАВ является замедление коррозионных процессов, катализатором которой является углекислый газ.

Эффективность технологии с закачкой карбонизированной воды зависит от тех же условий, что и технология с закачкой обычной воды: сетки скважин, способ добычи, гравитационные силы. По сравнению с прочими технологиями с использованием CO_2 , в рассматриваемой наблюдается наименьший расход нефти. Ее применение возможно на месторождениях, где нет источников CO_2 , а внешние источники находятся на большом расстоянии так, что его транспортирование экономически не обосновано.

Значительным недостатком технологии является отставание фронта концентрации двуокиси углерода в воде от фронта вытеснения, которое

зависит от коэффициента распределения углекислого газа между нефтью и водой, концентрации его в воде, а также от давления и температуры в пластовых условиях. В связи с этим фактором, экономический эффект от технологии наступает не сразу.

Технология успешно применялась компанией ПАО АНК «Башнефть» на Туймазинском месторождении (Республика Башкортостан). В исследовании были задействованы три скважины, на одной из которых случился прорыв карбонизированной воды. Оставшиеся скважины дали дополнительную добычу нефти в 27,3 тыс. т. нефти, что соответствует увеличению нефтеотдачи на 15,6% [13].

2.1.2 Непрерывное нагнетание CO₂

Технология с постоянной закачкой углекислого газа позволяет максимально повысить добычу нефти. Эффективность технологии зависит от минимального давления смесимости и степени чистоты закачиваемого рабочего агента.

При данной технологии на пути фронта вытеснения образуется нефтяной вал, который аккумулирует нефть и продвигает к забоям скважин, что характерно для смешивающегося характера вытеснения.

Непрерывное нагнетание получило широкое распространение ввиду того, что позволяет вовлечь в разработку наиболее труднодоступную остаточную нефть. Однако описанная технология обладает недостатками, среди которых можно отметить стремительный прорыв двуокиси углерода к забоям нагнетательных скважин по наиболее проницаемым участкам пласта. Такой прорыв обусловлен различной вязкостью пластовой нефти и углекислого газа. Помимо этого, под действием гравитационных сил возможно разделение смеси и падение охвата пласта закачкой.

Еще одним затруднением при данной технологии является большой расход CO₂, что требует наличие постоянных источников двуокиси углерода.

Отчасти возможно применение углекислого газа в комбинации с попутным нефтяным газом с целью компенсации отсутствия необходимого количества рабочего агента. Тем не менее, смешение ПНГ и CO_2 негативно сказывается на минимальном давлении смесимости получившейся смеси: чем большую долю в смеси занимает ПНГ, тем выше ММР. Кроме того, тяжело предсказать эффективность закачки такой смеси при конкретных условиях так как характер дальнейшего взаимодействия рабочего агента и нефти зависит от компонентного состава нефти и ПНГ, термобарических условий, порового пространства пласта.

Непрерывное нагнетание зачастую успешно применяется в коллекторах с низкой проницаемостью со сводовым типом залежи или крутонаклонным расположением, а также при условии наличия источников двуокиси углерода. Вязкость нефти при этом не должна превышать 15 сП [14].

2.1.3 Циклическая закачка углекислого газа в нагнетательные скважины

В патенте [15] описывается метод разработки неоднородного по проницаемости участка залежи. При достижении падения пластового давления на 50-80% предлагается применение циклической закачки двуокиси углерода в нагнетательные скважины с переменным давлением нагнетания и синхронным регулированием режимов работы добывающих скважин. Закачка осуществляется с целью восстановления давления в пласте до значений близких к начальному пластовому давлению (90-100 % от $P_{\text{пл.нач}}$). При достижении желаемого давления процесс закачки останавливается и осуществляют добычу нефти при давлении на забое скважины выше давления насыщения нефти газом (рисунок 2.1).

Предложенная технология позволяет достичь высокого коэффициента охвата пласта вытеснением и свести к минимуму вероятность нежелательного прорыва газа к забоям скважин.

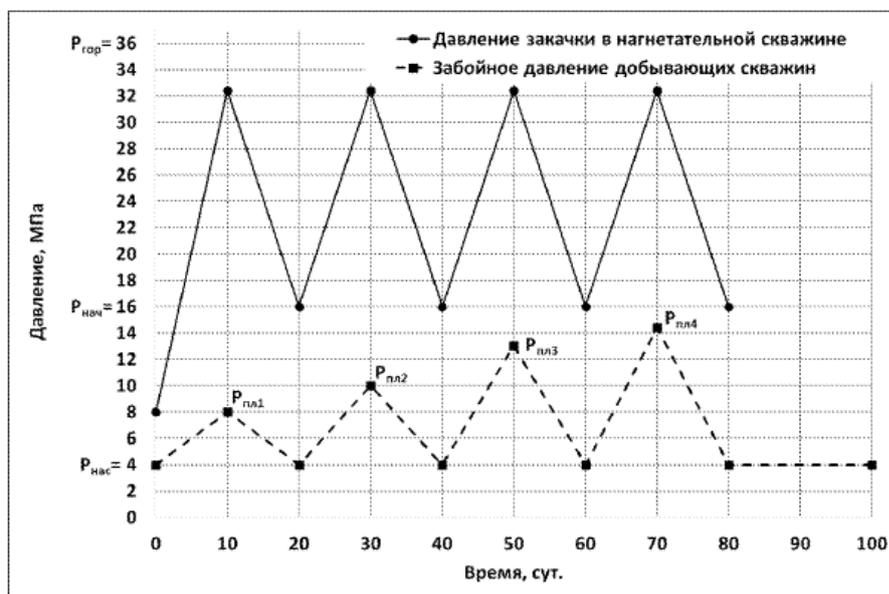


Рисунок 2.1 – Изменение давления в процессе циклической закачки углекислого газа в пласт [15]

Исследования [20] показали, что циклическая закачка, осуществляемая на карбонатных залежах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, позволяет нарастить добычу нефти и получить дополнительно 54,6 тыс. т нефти, что соответствует увеличению нефтеотдачи на 12%. Геолого-физические характеристики исследуемого участка приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Геолого-физические характеристики участка

Параметр	Ед. изм.	Значение
Глубина залегания кровли пласта	м	1520
Тип коллектора	-	Карбонатный
Начальное пластовое давление	МПа	16
Нефтенасыщенная толщина пласта	м	20
Давление насыщения нефти углеводородным газом	МПа	4
Давление насыщения нефти углекислым газом	МПа	3
Проницаемость	мД	От 0,001 до 2
Пористость	%	6
Вертикальное горное давление	МПа	36

2.1.4 Закачка оторочки CO_2 с последующей закачкой воды

Ранее рассматривалась технология с закачкой карбонизированной воды, среди недостатков которой выделялось отставание фронта концентрации CO_2 от фронта вытеснения. С целью совершенствования процесса вытеснения была разработана технология закачки воды с предварительной закачкой двуокиси углерода для образования оторочки.

Сущность технологии заключается в закачке CO_2 в объеме 10 – 30 % от общего необходимого объема рабочего агента (равного объему порового пространства). Образованная оторочка продвигается карбонизированной (или чистой) водой. При продвижении оторочки газообразного углекислого газа водой диоксид углерода движется в виде объема свободного газа с четко выраженными границами, при этом основной его объем находится перед фронтом вытеснения и лишь незначительная часть остается вне фронта.

Чем дальше продвигается оторочка CO_2 , тем меньше ее объем, так как нефть и вода насыщаются двуокисью углерода. На границе раздела фаз возникает область с карбонизированной водой, предельно насыщенной углекислым газом. На рисунке 2.2 представлен профиль продвижения оторочки CO_2 и воды в пласте [2].



Рисунок 2.2 – Фронт вытеснения нефти оторочкой CO_2 и распределение насыщенности воды, нефти и CO_2 при неполной смесимости [2]

На рисунке цифрами обозначены:

- I. Движение чистой нефти и связанной воды;

- II. Движение CO_2 , нефти и воды с массообменными процессами;
- III. Как и в зоне II, однако с меньшим числом массообмена;
- IV. Нагнетаемая вода насыщена углеродом из углекислого газа, остатки газа, нефть малоподвижна;
- V. Зона продвижения нагнетаемой воды в присутствии остаточной нефти с активным перераспределением выделяющегося из нефти CO_2 между обеими жидкостями;
- VI. Движение нагнетаемой воды и остаточной нефти.

При недостаточном объеме закачки возможно отсутствие III и IV зоны, как следствие, фронт воды опережает оторочку CO_2 и нефть движется под действием карбонизированной воды. Преимуществом закачки оторочки именно углекислого газа является значительное увеличение нефтеотдачи уже при небольших объемах оторочки.

Основным ограничением применимости описанной технологии является высокая вертикальная проницаемость пласта, ввиду которой происходит гравитационное разделение углекислого газа и нефти.

2.1.5 Вытеснение нефти поочередной закачкой CO_2 и воды

Совершенствуя технологию с закачкой оторочки из углекислого газа, исследователи пришли к технологии с поочередной закачкой двуокиси углерода и воды (рисунок 2.3).

Основным параметром технологии является газоводяное отношение, характеризующее соотношение воды и CO_2 , закачиваемых в пласт. Поочередная закачка осуществляется через промежутки времени, зависящие от расположения скважин.

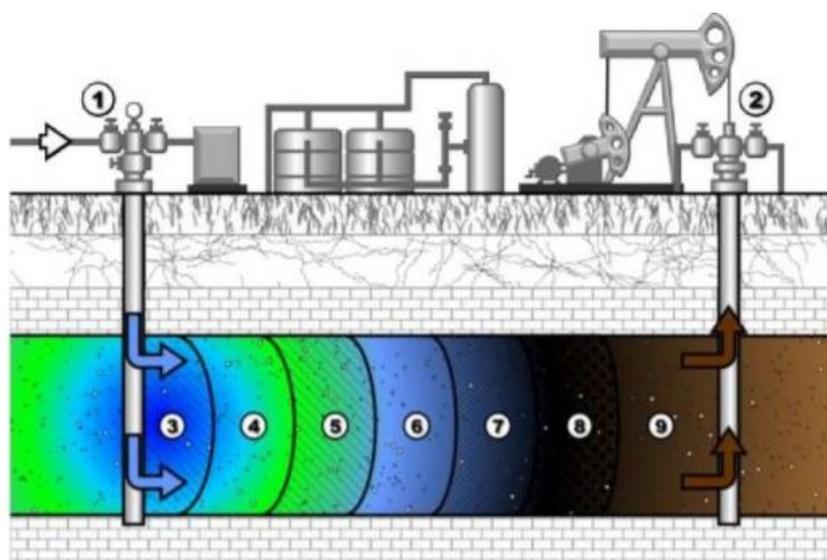


Рисунок 2.3 - Схема вытеснения нефти водогазовым воздействием:

1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – водогазовая зона; 4 – газ (CO_2); 5 – водогазовая зона; 6 – газ; 7-зона смешения; 8 – вал нефти; 9 – зона начального состояния пласта.

При закачке рабочих агентов небольшими порциями фронт продвижения областей имеет более стабильный характер, то есть уменьшается риск преждевременного прорыва CO_2 к забоям скважин. С другой стороны, при слишком маленьких объемах рабочего агента уменьшается эффект проведения технологии до значений эффективности технологии с закачкой карбонизированной воды.

Высокое значение газонефтяного отношения сопровождается вероятностью гравитационного расслоения и, как следствие, уменьшения коэффициента охвата. При определенных соотношениях объема воды и газа коэффициент охвата может быть выше чем при обычном заводнении или нагнетании карбонизированной воды. Данные значения определяются на основании опытно-промышленных испытаний.

Фронт углекислого газа при хороших фильтрационно-емкостных свойствах и высокой нефтенасыщенности достигает 20 %.

Комбинация агентов позволяет получить наилучшее от каждого агента: вода позволяет увеличить площадь охвата воздействия, а углекислый газ – эффективно вытесняет углеводороды. Закачка может осуществляться как в отдельных скважинах, так и на всем эксплуатационном фонде.

Область применения технологии, при которой закачка экономически обоснована и эффективна приведена в таблице 2.2 [16].

Таблица 2.2 – Область применения технологии водогазового воздействия

Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
Глубина залегания пласта	м	1500 - 2000
Тип коллектора	-	Терригенный, карбонатный
Пластовое давление	МПа	Более 15-18
Толщина пласта	м	15 - 20
Давление насыщения	МПа	Ниже начального пластового на 25-50 % и более
Насыщенность нефти растворенным газом	-	недонасыщенна
Проницаемость	мкм ²	0,1 – 0,8
Пластовая температура	°С	Более 50
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	Менее 10
Содержание асфальто-смолистых веществ	%	до 10 - 15

2.1.6 Вытеснение нефти закачкой комбинированных оторочек химического реагентов и CO₂

Одним из возможных негативных последствий закачки CO₂ является его преждевременный прорыв. Для контролируемого движения углекислого газа в пласте используют поверхностно-активные вещества, образующие высоковязкие пены, которые способствуют снижению подвижности рабочего агента. По сравнению с водогазовым воздействием ПАВ значительно увеличивают коэффициент вытеснения нефти путем выравнивания фронта вытеснения. Предупреждение прорыва осуществляется за счет снижения фазовой проницаемости пласта по газу [17].

Технология закачки CO_2 с ПАВ может включать как поочередную (surfactant-alternating gas (SAG)), так и одновременную (co-injection) закачку. Наибольшее распространение получила поочередная закачка, так как она обеспечивает высокую кажущуюся вязкость (до $120 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), тогда как при одновременной закачке максимальная вязкость составляет $56 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ [18]. Коэффициент вытеснения нефти при использовании SAG увеличился более чем на 30%.

Совершенствуя технологию SAG была разработана технология с закачкой углекислого газа, воды и ПАВ (рисунок 2.4), которая обеспечивает значительное выравнивание фронта движения CO_2 .

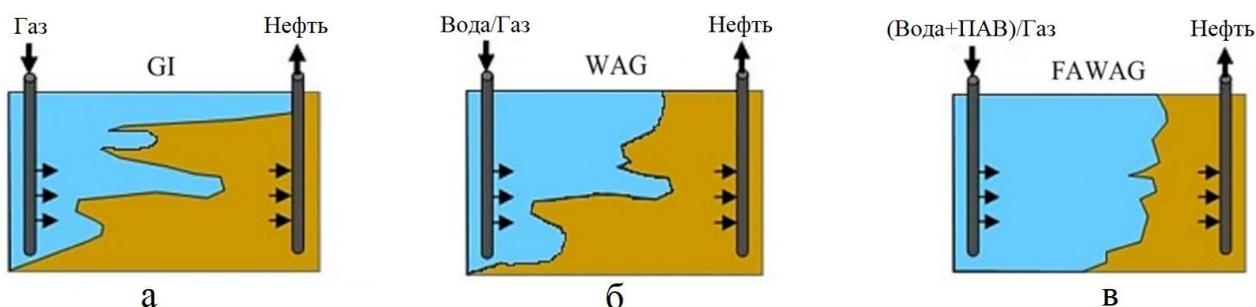


Рисунок 2.4 – Схема профиля вытеснения нефти при различных технологиях ПНО – CO_2 : а – непрерывная закачка газа (GI); б – водогазовое воздействие (WAG); в – водогазовое воздействие с пенообразующим ПАВ (FAWAG)

2.1.7 Газоциклическая закачка диоксида углерода (Huff-N-Puff process).

Сущность технологии Huff-N-Puff (H'n'P) заключается в комбинировании закачки углекислого газа и регулирования режима работы скважин. После закачки двуокиси углерода скважина останавливается на непродолжительное время (до месяца), а затем возвращается в разработку. Таким образом весь процесс можно разделить на три стадии: нагнетание углекислоты в пласт, выдержка скважины, освоение и добыча. Для формирования стабильного фронта вытеснения скорость закачки двуокиси

углерода составляет в среднем 11 тонн/час. В зависимости от объема порового пространства, закачка может осуществляться до 2 суток.

Время пропитки индивидуально для каждого пласта и зависит от термобарических условий и геолого-физических характеристик пласта. Данный этап может длиться до 40 дней.

Технология Н'п'Р не требует больших капиталовложений, как в прочих технологиях с CO_2 и может осуществляться в обычных нагнетательных скважинах. Еще одним достоинством Н'п'Р является возможность транспорта, сжиженного CO_2 к месторождению при помощи автотранспорта, исключая затраты на строительство и обслуживание трубопровода, при чем ввиду высокой коррозионной активности углекислого газа, к трубопроводу предъявляются повышенные требования к химической стойкости. Однако доставка CO_2 от источников, расположенных далее 300 км автотранспортом экономически менее целесообразна, чем отправка по трубопроводу.

Применение данной технологии может стать этапом испытания эффективности технологии с закачкой двуокиси углерода с целью дальнейшего обустройства месторождения для более масштабного применения CO_2 [19].

Диоксид углерода, как известно может существовать в жидком агрегатном состоянии. Поэтому существуют технологии с закачкой жидкого CO_2 , а также двуокиси углерода в сверхкритическом состоянии, при котором вещество сочетает в себе свойства жидкости и газа.

Сжиженный углекислый газ обладает низкой вязкостью и высокой растворяющей способностью, в связи с чем эффективно занимает поровое пространство вытесняя нефть к забоям скважин. Свойства сжиженного диоксида углерода зависят от давления, поэтому если необходима большая растворяющая способность рабочего агента, нужно увеличить давление.

По сравнению с другими газами сверхкритическое состояние диоксида углерода достигается при меньших значениях давления и температуры, следовательно, при некоторых условиях в пласте, осуществляется его переход в сжиженное состояние при сохранении агрегатного состояния других газов. Диоксид углерода в сверхкритическом состоянии является пожаро- и взрывобезопасным веществом, не наносит ущерба здоровью человека или экологии.

Сравнительный анализ технологии закачки CO₂ в сжиженном и газообразном состояниях показал увеличение коэффициента извлечения нефти в 2 раза с применением сверхкритического CO₂ [20]. Данное явление связано со значением кинематической вязкости CO₂, которое снижается в жидком состоянии. Кроме того, увеличивается растворяющая способность и выравнивается профиль вытеснения.

Областью применения закачки сжиженного углекислого газа являются глубокие скважины с низкопроницаемыми коллекторами, а также скважины с подошвенной водой или наличием водонефтяных зон.

На сегодняшний день известны случаи успешного применения технологии. Наиболее известный из них – применение закачки сжиженного углекислого газа на Марьинском месторождении. В одной из скважин прекратилась добыча нефти ввиду невозможности выработки нефти с вязкостью в пластовых условиях равной 795 мПа*с. Скважина была выведена из фонда, однако после успешной закачки сверхкритического CO₂, она вышла на дебит 8,6 т/сут и была возвращена в эксплуатацию. При этом вязкость нефти снизилась до 79 мПа*с [21].

2.2 Анализ источников CO₂

Технологии газового воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи являются высокоэффективными, однако требуют закачки

значительных объемов газа. Главной сложностью применения углекислого газа как рабочего агента является необходимость его постоянных источников причем на таком максимальном отдалении, при котором еще экономически выгодна технология закачки CO_2 .

Установлено, что в среднем для получения дополнительной добычи нефти в 1 тонну, необходимо закачать в пласт 1000 м^3 углекислого газа. Наличие источников CO_2 вблизи месторождения является ключевым условием применимости технологии в данных геолого-технических условиях.

Происхождение углекислого газа может быть природным и техногенным (рисунок 2.5). В России на сегодняшний день не открыты месторождения природного диоксида углерода, по большей части он присутствует в составе ПНГ. На 01.01.2015 на Государственном балансе РФ числилось четыре месторождения – Астраханское, Западно-Астраханское, Поморское и Северо-Гуляевское, с суммарным запасом CO_2 в составе углеводородного газа, равным $601,6 \text{ млрд. м}^3$ со средней концентрацией в 13,9 % [22]. При этом подавляющее большинство запасов (около 99%) сосредоточено в Астраханской области.

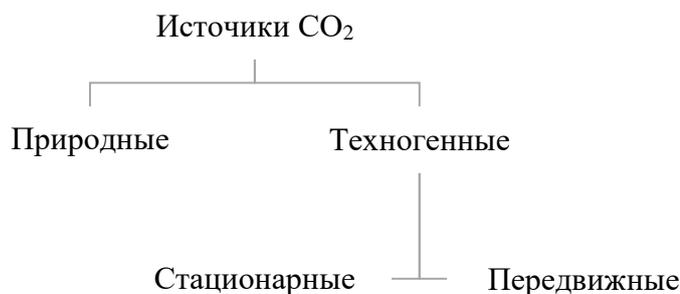


Рисунок 2.5 – Классификация источников диоксида углерода

Основная доля естественных источников CO_2 приходится на вулканические извержения. В России вулканический генезис локализован на Востоке Сибири и полуострове Сахалин и возможно в этой области страны возможно получение углекислого газа на технические нужды, однако разведка в данной отрасли не проводилась [22].

К основными техногенным источникам углекислого газа, на которых может осуществляться его улавливание, относятся:

- Электростанции;
- Цементные заводы;
- Нефте- и газоперерабатывающие заводы;
- Предприятия черной металлургии;
- Предприятия химического производства (производство аммиака, этанола, этилена и т.д.).

Некоторые исследования показывают, что достаточный объем углекислого газа для проведения технологии смог бы обеспечить энергетический сектор, который является источником наибольших выбросов [23] (рисунок 2.7).

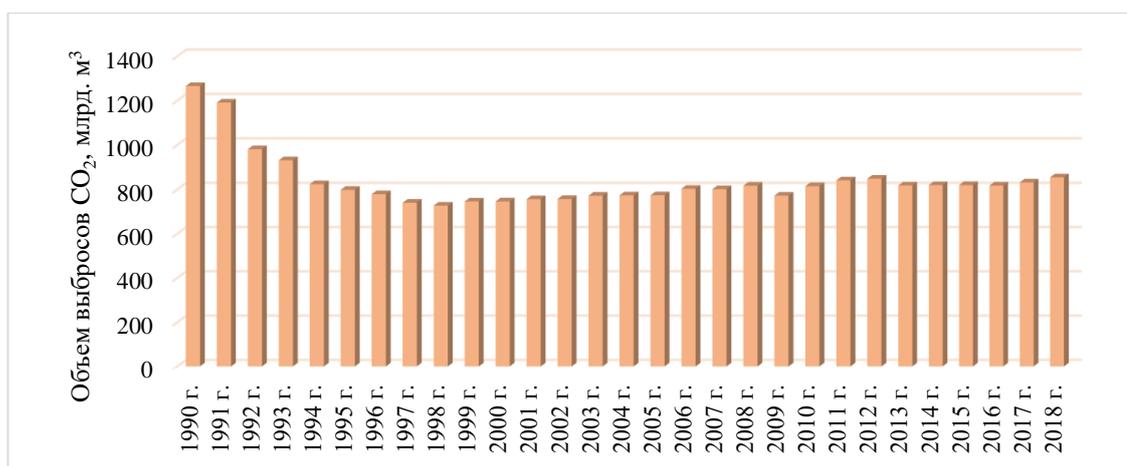


Рисунок 2.6 – Объем выбросов CO₂ на территории РФ

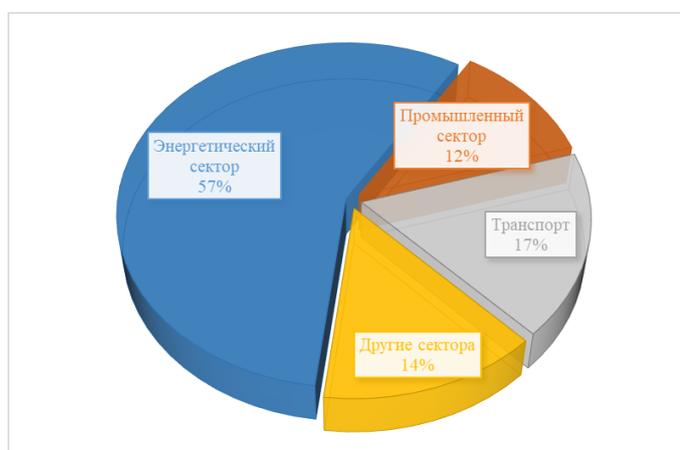


Рисунок 2.7 – Источники эмиссии CO₂ по секторам за 2018 г.

На рисунке 2.8 представлена карта перспективных регионов РФ для целей использования диоксида углерода для повышения нефтеотдачи.



Рисунок 2.8 – Карта перспективных регионов РФ для целей использования диоксида углерода для повышения нефтеотдачи [24]

Распределение источников углекислого газа позволяет выявить высокую перспективность технология проявила бы на месторождениях Волго-Уральской, Тимано-Печерской и Западно-Сибирской нефтегазовой областей. В условиях данных нефтегазовых провинций технология могла бы обеспечить значительное увеличение нефтеотдачи.

3 ПРИМЕНЕНИЕ ЗАКАЧКИ СО₂ НА ТОЛУМСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Общие сведения о Толумском месторождении

Толумское газонефтяное месторождение расположено в пределах Кондинского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 50 км северо-восточнее г. Урая. Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с юрскими прибрежно-морскими образованиями абалакской свиты (J3 пласт П), континентальными отложениями тюменской свиты (J2 пласт Т) и отложениями коры выветривания палеозоя (ДЮК). Геологический профиль месторождения представлен на рисунке 3.1.

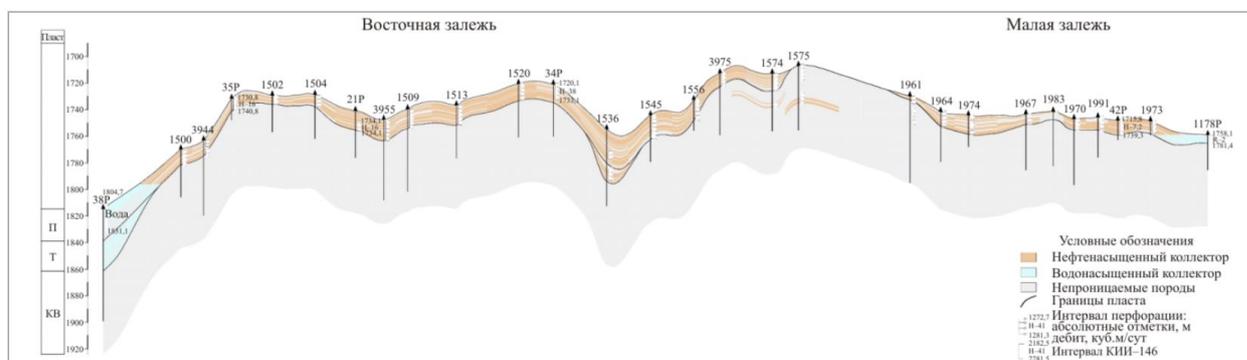


Рисунок 3.1 – Геологический профиль Толумского месторождения

На месторождении выделен один объект разработки П+Т+КВ, глубина залегания продуктивных коллекторов 1788–1954 м, текущее средневзвешенное пластовое давление составляет 14 МПа, текущий коэффициент извлечения нефти (по категории АВ1) составляет 0,390, отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 93,8 %, темп отбора от НИЗ – 0,5 %, при обводненности – 97,8 %. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 6 м, коэффициент песчанности – 0,62 доли ед., коэффициент расчлененности – 4,8 ед., коэффициент пористости – 0,207, коэффициент проницаемости варьируется в диапазоне от 1,5 до 603 мД со средним значением 118 мД [25]. Запасы нефти высокопроницаемых

коллекторов практически полностью выработаны, и добываемая нефть обеспечивается работой коллекторов в основном средней проницаемости.

Для дальнейшей успешной разработки зон остаточных запасов нефти низкопродуктивных коллекторов рассматривается применение основных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ): гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ), реперфорации и применение потокоотклоняющих технологий. В связи с высокой выработкой запасов требуются новые подходы как по поддержанию пластового давления, так и применение вытесняющих агентов.

Одним из приоритетных направлений повышения показателя конечного извлечения нефти является закачка попутного нефтяного газа Семивидовской группы месторождений с высоким содержанием CO_2 . В связи с чем проект дальнейшей разработки месторождения составляется с учетом технологии закачки двуокиси углерода.

3.2 Источники CO_2

Нефть, добываемая на соседних Северо-Семивидовском и Западно-Семивидовском месторождениях, имеет значительное содержание CO_2 в ПНГ – 73,4 % об. (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Компонентный состав ПНГ Семивидовской группы

Компонент	Содержание	
	% об.	% масс.
Метан CH_4	17,25	7,01
Этан C_2H_6	1,99	1,53
Пропан C_3H_8	2,72	3,09
Изобутан i- C_4H_{10}	0,46	0,70
Н-бутан C_4H_{10}	1,25	1,90
Изопентан i- C_5H_{12}	0,28	0,54
Н-пентан C_5H_{12}	0,41	0,79
Гексаны C_6H_{14}	0,33	0,79
Двуокись углерода CO_2	73,40	82,30
Азот N_2	1,89	1,34
Гелий He	0,021	0,0021
Водород H_2	0,0026	0,00013

Попутный нефтяной газ Семивидовской группы месторождений доставляется по существующему нефтепроводу до дожимной насосной станции № 4 Толумского месторождения. Протяженность участка нефтепровода между ДНС-4 и скважинами, добывающими ПНГ составляет 7 км. Схема расположения нефтепровода, доставляющего ПНГ к скважинам Толумского месторождения, представлена на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Схема транспортировки ПНГ с Семивидовской группы месторождений на ДНС-4 Толумского месторождения

3.3 Обоснование проекта закачки CO₂

Компанией ООО «РИТЭК» при помощи модели, построенной в симуляторе канадской компании, была разработана оптимальная схема разработки Толумского месторождения с использованием технологии увеличения нефтеотдачи путем закачки CO₂.

Computer Modelling Group (CMG) зарекомендовавшая себя как опытная и высококвалифицированная компания в области гидродинамического моделирования залежей трудноизвлекаемых запасов углеводородов

Компанией разработан симулятор, учитывающий свойства газовых конденсатов, летучей нефти и сложных смесей, в том числе нефти с углекислым газом, а также с учетом массообменных процессов, фазовых переходов и химических реакций с высокой достоверностью спрогнозировать поведение флюидов в условиях пласта [25].

Для создания модели в ПО CMG GEM использовалась исходная модель в ПО Tempest [26]. Модель флюида была отдельно создана в CMG Winprop.

В таблице 3.2 приведены нагнетательные и реагирующие добывающие скважины рассматриваемых участков.

Способы актуализации гидродинамической модели в части исходных входных данных описаны во многих научных трудах и литературе.

В исходной модели Толумского месторождения были актуализированы по данным лабораторных исследований следующие данные:

- PVT-свойства и зависимости, в том числе определение газосодержания, давления насыщения, вязкости и плотности;
- МДС (минимальное давление смесимости);
- коэффициенты вытеснения нефти водой, моделью ПНГ для зон различной проницаемости;
- относительные фазовые проницаемости при различных концентрациях ПНГ.

Таблица 3.2 – Участки опытно-промышленной разработки на Восточной залежи Толумского месторождения

Участок	Нагнетательная скважина	Реагирующие добывающие скважины
1	1576	3942, 3944, 3945, 3991, 1582Л
2А	3954	3955, 3948, 1506Б, 3947, 3995, 1508
2Б	3995	3947, 1692, 1694, 1508
3	3969	3996, 1528, 1590, 3968, 1537

В таблице 3.3 показано сравнение фактических экспериментальных данных и расчетных данных в гидродинамической модели (ГДМ) (уточненная модель).

Таблица 3.3 – Сопоставление расчетных параметров в гидродинамической модели с фактическими

Параметр	ГДМ, расчет	Эксперим, факт	Расхождение, %
Плотность нефти в пласт. усл., кг/м ³	807	827	- 2,42
Плотность нефти в пов. усл., кг/м ³	878	865	1,50
Вязкость нефти в пласт. усл., сП	2,3	2,23	3,14
Вязкость нефти в пласт.усл. с ПНГ (28,8 %), сП	1,7	1,75	- 2,86
Давление насыщения, МПа	8	8	0,00
Объемный коэффициент, доли ед	1,185	1,185	0,00
МДС, МПа	14,2	14,8	- 4,05

При разработке гидродинамической модели принимались подходы:

- объемы закачки скважин, расположенных на границе участка, адаптируются по давлению и по приходу воды в ближайшие скважины, таким образом, учитывается уход воды за границы вырезанного участка. Краевые скважины секторов были смоделированы путем «урезания» добычи или закачки для получения фактического пластового давления. Учитывались «урезания» общих граничных скважин для двух ГДМ, то есть если в одной ГДМ в истории учитывалось 70 % добычи какой-либо скважины, то для второй ГДМ соответственно 30 %;

- максимальное давление закачки определялось согласно карте изобар пластового давления;

- относительные фазовые проницаемости строились с учетом распределения проницаемости.

При воспроизведении истории разработки (адаптации гидродинамической модели) в качестве входных данных по каждой скважине на конкретные даты задавались данные из исходной гидродинамической модели и замеры дебитов и давлений из системы данных о добыче, источником которых являются промысловые данные [25].

В переведенной модели адаптировались добыча нефти и забойные давления, для которых возможны расхождения фактических и расчетных значений. Реагирующие (целевые) скважины по выбранным участкам ОПР адаптировались на накопленные показатели по добыче нефти в пределах 5 %. Сопоставление расчетной и фактической накопленной добычи выполнено для всех скважин, пример скважины 1540 представлен на рис. 3.3.

Адаптация по пластовому давлению: в построении карт изобар в районах нагнетательных скважин использовались только пластовые усредненные давления (рис. 3.4).

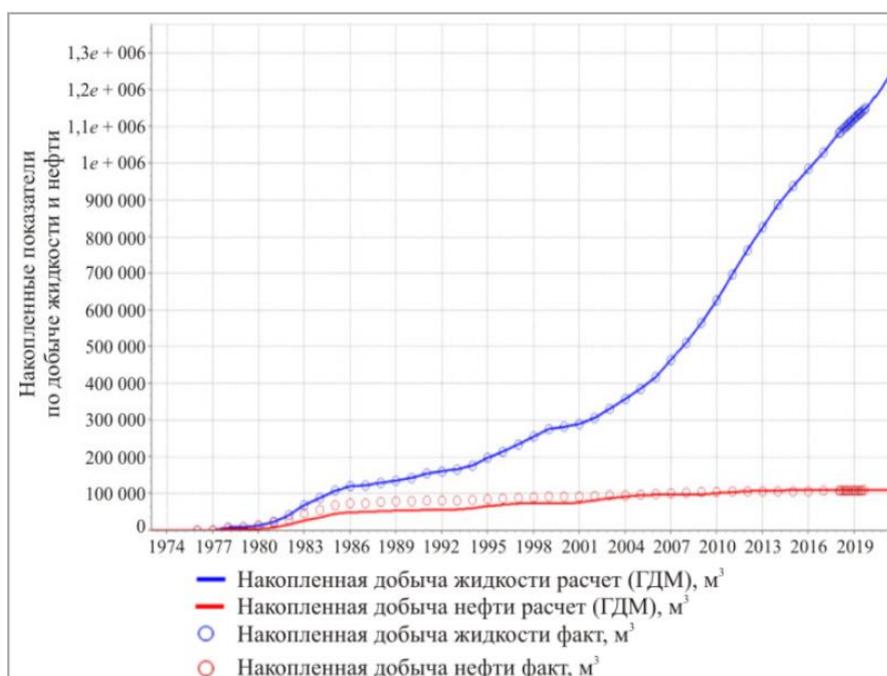


Рисунок 3.3 – Сопоставление расчетной и фактической накопленной добычи скважины 1540

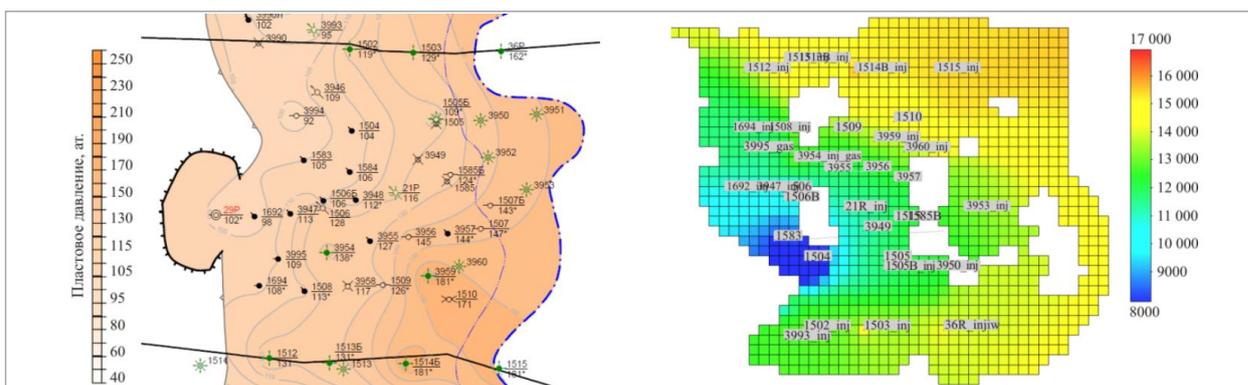


Рисунок 3.4 – Адаптация пластового давления

Для создания модели рассматривались различные технологии с закачкой углекислого газа.

При условии продолжения работы скважин вне сектора, в том числе нагнетательных, на добывающих скважинах устанавливается ограничение на историческое минимальное забойное давление.

По результату инвариантных расчетов к дальнейшему рассмотрению предлагаются следующие варианты:

- в качестве сравниваемого варианта выбрана базовая версия, предусматривающая разработку месторождения в текущих условиях;
- вариант 2 – закачка воды в скважине 3954 заменена на закачку ПНГ с CO_2 с приемистостью 64 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;
- вариант 3 – вариант разработки, при котором предусматривается временное прекращение добычи на 2,5 месяца с целью установления пластового давления равным минимальному давлению смеси (минимальное давление на забое – 14 МПа), которое позволяет обеспечить смешивающийся режим закачки ПНГ с CO_2 , для этого закачка осуществляется с расходом $q = 64 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ в скв. №3995;
- вариант 4 – вариант разработки с прекращением добычи на 2,5 месяца для установления пластового давления с закачкой ПНГ Семивидовской группы в объеме $q = 64 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ в скв. №3995, давление на забое не менее 12 МПа, последующий рост объемов закачиваемого ПНГ;

– вариант 5 – расчет с остановкой добычи на один месяц для повышения пластового давления и с закачкой ПНГ с CO₂ с темпом 64 тыс. м³/сут в скважину 3995, с Huff-n-puff на скважинах 1508, 1583, 1584 (два дня закачки ПНГ с CO₂ производительностью 48 тыс. м³/сут. и три месяца добычи – всего восемь циклов) и ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах 10,5 МПа, увеличение объема закачки на 35 %;

– вариант 6 – расчет с остановкой добычи на один месяц для повышения пластового давления и с закачкой ПНГ с CO₂ с темпом 64 тыс. м³/сут в скважины 3995 и 3954, Huff-n-puff на скважинах 1583, 1584 (два дня закачки ПНГ с CO₂ производительностью 48 тыс. м³/сут и три месяца добычи – всего восемь циклов) и ограничением на минимальное забойное давление на всех добывающих скважинах, равное 10,5 МПа, увеличение объема закачки на 8 %.

В табл. 3.4 приведены сводные результаты по суммарной добыче нефти всех скважин в краткосрочный период (четыре года) и в долгосрочный период (девять лет). Наилучший вариант № 6.

Вариант 6 позволяет вовлечь участок скважин с наибольшей площадью. Huff-n-puff на скважинах 1583, 1584 увеличивает эффективность за счет точечного воздействия в зоне, где снижается пластовое давление. Впоследствии расчеты дополнены вариантами 6.1 и 6.2, учитывающими измененный порядок ввода блоков под закачку ПНГ с CO₂ – чередование воздействия через каждые 1,5 г.

В таблице 3.4 представлены показатели опытно-промышленной разработки Толумского месторождения по наиболее перспективным вариантам разработки.

Таблица 3.4 – Показатели разработки участков по вариантам 2, 4, 6, 6.1, 6.2

Показатель	Ед.изм	Вариант					
		баз.	2	4	6	6.1	6.2
Максимальная добыча нефти	тыс.т	187,4	190,0	193,6	197,5	206,8	205,1
Максимальная добыча жидкости	тыс.т	6595,7	6595,7	6595,7	6595,7	6595,7	6595,7
Максимальная добыча газа	млн м ³	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7	90,7
Максимальная закачка воды	тыс.м ³	5911,3	5911,3	5911,3	5911,3	5911,3	5911,3
Максимальная закачка газа	млн м ³	-	23,4	23,4	52,3	102,9	99,0
Перевод скважин под круглогодичную закачку CO ₂ (ПНГ)	шт	-	4 (по 1 каждые 2,5 г. на участок)	4 (по 1 каждые 2,5 г. на участок)	7 (по 2 каждые 2,5 г. на участок)	7 (по 2 каждые 2,5 г. на участок)	7 (по 2 каждые 1,5 г. на участок)
Перевод скважин под Huff-n-Puff	шт	-	-	-	57	57	57

Варианты 2 и 4 включают только круглогодичную закачку CO₂ (ПНГ) от установки предварительного сброса воды дожимной насосной станции № 4 (ДНС-4 УПСВ) Восточно-Толумского месторождения с поэтапной реализацией на следующих опытных участках:

– блок 2 (этап I) – закачка с 01.2025 г. по 07.2027 г. по проектным высоконапорным газопроводам (ВГ) протяженностью 4 км через скважину 3995;

– блок 3 – восток (этап II) – закачка с 07.2027 г. по 12.2029 г. по ВГ 3,5 км через скважину 3996;

– блок 4 – восток (этап III) – закачка с 01.2030 г. по 07.2032 г. по ВГ 3,5 км через скважину 3976;

– блок 4 – запад (этап IV) – закачка с 07.2032 г. по 12.2034 г. по ВГ 5,5 км через скважину 1553.

Варианты 6, 6.1 и 6.2 включают как круглогодичную закачку ПНГ с CO₂, так и циклическую закачку (Huff-n-Puff) от ДНС-4 УПСВ Толумского месторождения с поэтапной реализацией на следующих опытных участках.

Блок 2 (этап I) – закачка осуществляется по проектным низконапорным газопроводам (НГ) протяженностью 4 км на газораспределительный пункт (ГРП) для круглогодичной закачки в скважины 3954, 3995 и циклической закачки в 16 скважин (Huff-n-puff).

Блок 3 – восток (этап II) – закачка осуществляется по НГ 3,5 км на ГРП для круглогодичной закачки в скважины 3969, 3996 и циклической закачки в 13 скважин (Huff-n-puff).

Блок 4 – восток (этап III) – закачка осуществляется по НГ 3,5 км на ГРП для круглогодичной закачки в скважины 1568, 3976 и циклической закачки в 19 скважин (Huff-n-puff).

Блок 4 – запад (этап IV) – закачка осуществляется по НГ 5,5 км на ГРП для круглогодичной закачки в скважины 1184Р, 1553 и циклической закачки в девять скважин (Huff-n-puff).

При круглогодичном режиме закачка ПНГ с CO₂ планируется в каждую газонагнетательную скважину в объеме 64 тыс. м³/сут, при циклическом режиме Huff-n-puff – 48 тыс. м³/сут. Давление закачки газа на забое скважин принято 12,2–13,5 МПа.

Вариант 4 с централизованной закачкой ПНГ является наименее капиталоемким, в связи с чем признан наиболее оптимальным. Итоговый NPV по данному варианту составит 7 млн долларов при ставке дисконта 15 % и 9,7 млн долларов при ставке дисконта 12,2 %.

3.4 Оценка эффективности закачки CO₂ на Толумском месторождении

Для комплексной оценки проекта была использована рекомбинированная проба – искусственный образец пластовой нефти

Толумского месторождения. Результаты моделирования воздействия на пласт двуокисью углерода представлены на рисунке 3.5. Для оценки эффективности технологии рассматривалась величина накопленной добычи нефти и жидкости при пяти циклов закачки ПНГ Семивидовской группы месторождений в пласт в условиях остаточной и начальной нефтенасыщенности в режиме Huff-n-Puff.

На графике 3.5, а видно, что по окончании закачки КИН увеличился на 6,1 % (с 68,4 % до 74,5 %) при суммарной закачке ПНГ в объеме 34,6 % порового пространства модели. Наибольший прирост при этом приходится на первую закачку – 2,4%. На момент последней закачки прирост нефтеотдачи прекратился, то есть последующая закачка CO_2 неэффективна. Всего за 3 цикла закачки нефтеотдача выросла на 6%.

Результаты эксперимента по моделированию извлечения нефти моделью ПНГ в циклическом режиме на керновой модели пласта с начальной нефтенасыщенностью представлены на рис. 3.5, б.

Как и в предыдущем случае основная доля прироста приходится на первый цикл и составляет 7,3%. Всего за закачку израсходовано диоксида углерода объемом 56,2 % порового пространства модели и извлечено 13,1% нефти.

Сопоставление эффективности циклической закачки модели ПНГ на моделях пласта с различной нефтенасыщенностью выполнялось путем сопоставления значений коэффициентов извлечения нефти на каждом цикле и величин газонефтяного отношения (объема газа, требуемого для вытеснения единицы объема нефти). Так как за пятый цикл в обоих экспериментах объем извлеченной нефти равен 0, то значения газонефтяного отношения не рассчитывались. Сопоставление выполнялось по четырем циклам. Сопоставление коэффициентов извлечения нефти и значений газонефтяных отношений по циклам при закачке ПНГ в циклическом режиме для моделей

пласта с начальной и остаточной нефтенасыщенностью представлено на рисунке 3.5, в.

При моделировании закачки в условиях остаточной и начальной нефтенасыщенности можно отметить значительное извлечение нефти при первой закачке в условиях первой модели. При этом на закачку расходуется в 2 раза меньше углекислого газа по сравнению с моделью с остаточным нефтесодержанием. На втором цикле эффективность циклической закачки (значение газонефтяного отношения) и величина прироста $K_{вт}$ на модели с $S_{н\ нач}$ также была выше, по сравнению с циклической закачкой на модели с $S_{н\ ост}$. Прирост добычи далее уменьшался, при чем на модели с $S_{н\ нач}$ процесс происходит интенсивнее. В конечном счете, в модели с остаточной нефтенасыщенностью прирост нефтеотдачи на все 5 циклов оказался выше.

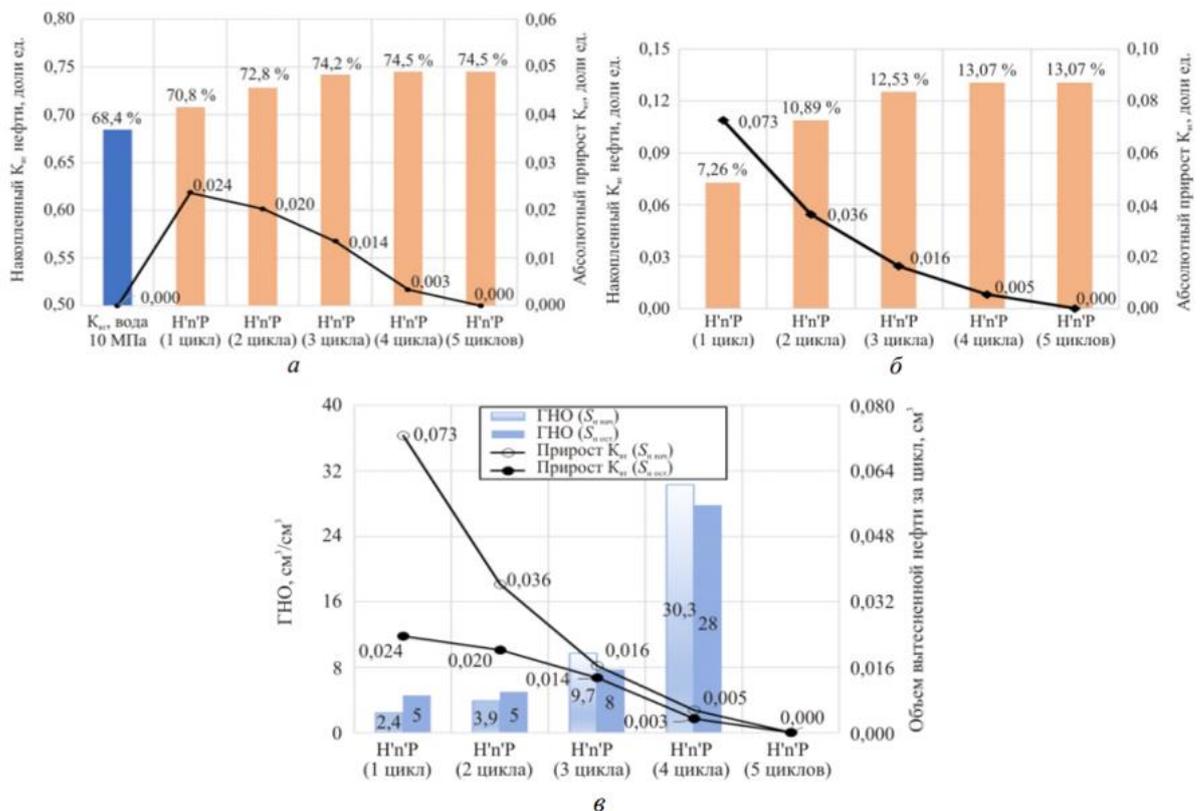


Рисунок 3.5 – Результаты эксперимента по извлечению нефти путем циклической закачки модели ПНГ на модели пласта после: а – вытеснения нефти водой; б – с начальной нефтенасыщенностью; в – с начальной и остаточной нефтенасыщенностью

Таким образом, циклическая закачка модели ПНГ, выполненная после этапа вытеснения нефти водой, позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 6,1 %. Циклическая закачка модели ПНГ в условиях начальной нефтенасыщенности позволяет извлечь в два раза больше нефти – 13,07 %.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Хачатрян Айказ Овикович

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»
Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - накладные расходы – 16%.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Потенциальные потребители технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом Проведение SWOT – анализа; Анализ конкурентных технических решений.
Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов и трудоемкости работ в рамках ВКР, составление графика Ганта. Определение затрат на проектирование (смета затрат)
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет сравнительной эффективности проекта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Гасанов М.А.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Хачатрян Айказ Овикович		

4.1 Потенциальные потребители технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом

Наряду с возрастающим объемом промышленного внедрения технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНО) на месторождениях отрасли в масштабе опытно-промысловых испытаний находятся новые технологии или усовершенствованные известные методы. Применение методов ПНО способствует поддержанию и стабилизации добычи нефти на месторождениях.

В качестве критериев сегментирования стоит использовать следующие методы по увеличению нефтеотдачи пластов: воздействие на пласт азотом, воздействие на пласт углекислым газом, закачка в пласт воздуха. Сегментирование производится на примере двух организаций: «Superior Energy Services Company» была создана в 1989 году как высокотехнологичная и инновационная компания, предоставляющая услуги большому количеству нефтегазодобывающих и сервисных компаний, обслуживает потребности нефтяных и газовых компаний по всему миру в бурении, заканчивании и добыче нефти и газа с помощью диверсифицированного портфеля специализированных нефтесервисных услуг и оборудования, которое используется на протяжении всего экономического жизненного цикла нефтяных и газовых скважин, а также оказывает услуги рассмотренные в данной работе.

«Mountain West Energy Company» – американская компания, занимающаяся исследованиями и разработками нетрадиционных технологий добычи нефти, расположенная в Ореме, штат Юта.

Обе компании охватывают громадный рынок, и доля их влияния на рынке в совокупности составляет не более 20%, это связано с тем, что существует множество подрядных организаций, занимающихся оказанием услуги проведения закачки углекислого газа, которая является очень сложным

технологическим процессом, однако условия, при которых применяется данная технология оправдывает трудности её проведения. Таким образом составляется карта сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Потенциальные потребители технологий повышения нефтеотдачи углекислым газом

		Вид услуги по увеличению нефтеотдачи		
		Воздействие азотом	Воздействие двуокисью углерода	Закачка воздуха
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Mountain West Energy

Superior Energy Services

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что компании «Mountain West Energy», следует уделить внимание другим видам услуг, хотя по части проведения закачки углекислого газа, что является основополагающим в данной работе, «Mountain West Energy» занимает лидирующие позиции по сравнению с «Superior Energy Services».

4.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ 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, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа технологий ПНО-СО₂ представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Применение на любой стадии разработки; С2. Применение на высоко обводнённых месторождениях; С3. Экологичность технологий; С4. Разработка месторождений с высоковязкой нефтью и трудными геологическими условиями.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Для большинства из технологий требуются значительные объемы углекислого газа; Сл2. Высокая коррозионная активность агента; Сл3. На сегодняшний день улавливание СО ₂ в России практически не реализуется; Сл4. На данный момент не разведаны природные источники СО ₂ .
Возможности: В1. Повышение КИН; В2. Снижение количества выбросов СО ₂ в атмосферу; В3. Совместное применение с химическими методами; В4. Поиск и применение природных скоплений СО ₂ являющиеся источником больших объемов дешевого диоксида углерода.		
Угрозы: У1. Аварии, поломки оборудования и трубопроводов; У2. Остановки процесса закачки; У3. Альтернативные способы снижения СО ₂ в электроэнергетическом секторе		

У4. Неверный подбор технологии и условий ее применения, который может повлечь за собой ухудшение проницаемости коллектора и утяжеления нефти в пласте.		
--	--	--

Построим интерактивные матрицы проекта для выявления сильных и слабых сторон применения двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи (табл. 4.3-4.6)

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	0	+
	В2	0	0	+	0
	В3	+	+	-	+
	В4	+	+	0	+

При анализе интерактивной таблицы 4.3 можно выявить следующие корреляции сильных сторон и возможностей: В1В3В4С1С2С4, В2С3

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	0	-	-
	В2	+	0	+	-
	В3	-	-	-	-
	В4	+	0	0	+

При анализе интерактивной таблицы 4.4 можно выявить следующие корреляции слабых сторон и возможностей: В1Сл1, В2Сл1Сл3, В4Сл1Сл4

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	+	-
	У2	+	0	0	0
	У3	+	+	0	+

	У4	-	-	-	+
--	----	---	---	---	---

При анализе интерактивной таблицы 4.5 можно выявить следующие корреляции сильных сторон и угроз: У1С3, У2С1, У3С1С2С3, У4С4.

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	0	+	+
	У3	+	-	+	-
	У4	-	-	0	0

При анализе интерактивной таблицы 4.6 можно выявить следующие корреляции слабых сторон и угроз: У1Сл2, У2Сл3Сл4, У3Сл1Сл4.

В таблице 4.7 составлена итоговая матрица SWOT.

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Применение на любой стадии разработки; С2. Применение на высоко обводнённых месторождениях; С3. Экологичность технологий; С4. Разработка месторождений с высоковязкой нефтью и трудными геологическими условиями.	Сл1. Для большинства из технологий требуются значительные объемы углекислого газа; Сл2. Высокая коррозионная активность агента; Сл3. На сегодняшний день улавливание CO ₂ в России практически не реализуется; Сл4. На данный момент не разведаны природные источники CO ₂ .
Возможности: В1. Повышение КИН; В2. Снижение количества выбросов CO ₂ в атмосферу; В3. Совместное применение с химическими методами; В4. Поиск и применение природных скоплений CO ₂ являющиеся источником	Технология положительно влияет на нефтеотдачу на месторождениях с осложненными условиями добычи на любой стадии разработки и может применяться совместно с другими методами увеличения нефтеотдачи.	На некоторых месторождениях для целесообразного повышения КИН необходимо использовать большие объемы CO ₂ , которые предприятиями практически не улавливаются, что отрицательно влияет на атмосферу. Кроме того,

больших объемов дешевого диоксида углерода.		природные источники CO ₂ мало разведаны не смотря на то, что они могли бы удешевить технологию.
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Аварии, поломки оборудования и трубопроводов;</p> <p>У2. Остановки процесса закачки;</p> <p>У3. Альтернативные способы снижения CO₂ в электроэнергетическом секторе</p> <p>У4. Неверный подбор технологии и условий ее применения, который может повлечь за собой ухудшение проницаемости коллектора и утяжеления нефти в пласте.</p>	<p>Аварии при использовании технологии могут нанести экологический ущерб. Непредвиденные остановки при закачке CO₂ могут негативно сказаться на добычи при поздней стадии разработки. На осложненных месторождениях применение неверной технологии увеличения нефтеотдачи может привести к значительному падению добычи. При снижении в электроэнергетическом секторе CO₂ для проведения закачки будет необходимо производство собственных источников CO₂, что крайне нежелательно.</p>	<p>Высокая коррозионная активность CO₂ может привести к износу оборудования и авариям. Недостаток источников CO₂ приведет к остановкам процесса закачки. Ввиду отсутствия разведанных источников CO₂ и того, что углекислый газ практически не улавливается предприятиями, технология значительно зависит от электроэнергетического сектора.</p>

Согласно проведенному SWOT анализу применение диоксида углерода в качестве агента для повышений нефтеотдачи имеет высокую актуальность и эффективность в реальных условиях, что может привести к его дальнейшему применению, усовершенствованию технологий использования и сведения угроз к минимуму. Значительными угрозами можно считать остановки процесса закачки, которая может быть вызвана как поломками, так и перебоями поставки CO₂ и альтернативные способы снижения CO₂ в электроэнергетическом секторе так как он является одним из основных техногенных источников углекислого газа в условиях отсутствия естественных залежей.

4.3 Анализ конкурентных решений

Применение углекислого газа для повышения нефтеотдачи относится к газовым МУН, среди которых выделяют и воздействие на пласт углеводородным газом (ПНГ). Данный метод воздействия можно считать основным конкурентом ПНО-СО₂ среди газовых методов. Основным преимуществом применения ПНГ является тот факт, что его добыча осуществляется совместно с нефтью, и на его транспортировку не нужны дополнительные затраты. Кроме того, ужесточение требований к утилизации попутно-добываемого нефтяного газа является дополнительным фактором в пользу применения данного метода. Несмотря на это углекислый газ является более эффективным агентом для увеличения КИН по сравнению с ПНГ. Низкие значения минимального давления смешиваемости и критических параметров давления и температуры, позволяют двуокиси углерода эффективнее вытеснять нефть из порового пространства. Таким образом его применение может быть экономически более выгодным, не смотря на дополнительные затраты, связанные с транспортировкой и закачкой углекислого газа.

Применением других видов МУН, такими как химическими и тепловыми, в теории можно получить больший КИН чем при использовании двуокиси углерода. Однако, как правило, это связано с большими расходами и зачастую бывает нерентабельно. Так же выгодным отличием применения двуокиси углерода в целях повышения нефтеотдачи является тот факт, что его можно применять на поздних стадия разработки месторождений с целью до извлечения остаточной нефти и вовлечение в разработку ранее не затронутых участков коллектора.

4.4 Планирование выпускной квалификационной работы

4.4.1 Структура работ в рамках в выпускной квалификационной работы

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках проводимого исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения исследований.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках ВКР и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания для ВКР	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления ВКР	2	Выбор направления	Научный руководитель, студент.
	3	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, студент.
	4	Анализ литературных источников	Студент
Оформление отчета по ВКР	5	Написание основных разделов ВКР	Научный руководитель, студент.

4.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Рассчитаем трудоемкость выполнения работ. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож\ i}$ используем следующую формулу:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_i + 2t_{\min}}{5}, \quad (4.1)$$

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{p\ i} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где $T_{p\ i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Переведем длительность каждого из этапов работ из рабочих дней в календарные:

$$T_{ki} = T_{p\ i} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности, который находится по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.4)$$

Полученные значения сведем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Временные показатели проведения ВКР

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Разработка технического задания для ВКР	4	7	5,2	Научный руководитель	5	8
Выбор направления ВКР	3	7	4,6	Научный руководитель, студент	2	3
Календарное планирование работ по теме	3	7	4,6	Научный руководитель, студент	2	3
Анализ литературных источников	30	61	42,4	Студент	42	63
Оформление отчета по ВКР	14	21	16,8	Студент	17	25
	2	4	2,8	Научный руководитель	3	4
Итого:					71	106

На основании таблицы 4.7 составим календарный план – это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта (таблица 4.8), на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады.

Таблица 4.8 – Календарный план-график выполнения ВКР

№ р а б о т	Вид работ	Исполн ители	Т к и, к а л л · д н ·	Продолжительность выполнения работ												
				Ф е в р а л ь	март			апрель			май			и ю н ь		
					3	1	2	3	1	2	3	1	2		3	1
1	Разработка технического задания для ВКР	Научный руководи- тель	8, 8	■												
2	Выбор направления ВКР	Научный руководи- тель, студент	3, 3		■											
3	Календарное планирование работ по теме	Научный руководи- тель, студент	3, 3		■											
4	Анализ литературных источников	Студент	63			□										
5	Оформление отчета по ВКР	Научный руководи- тель, студент	4, 25													■

■ - научный руководитель □ - студент

4.5 Бюджет исследования в рамках ВКР

4.5.1 Расчет материальных затрат

Материальные затраты включают в себя стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Для проведения закачки углекислого газа в пласт необходимо применение: углекислого газа, государственного стандартного образца сравнения СМС-700 и катионного поверхностно-активного вещества ГИПХ-6Б для защиты от коррозии.

В таблице 4.9 представлены материальные затраты.

Таблица 4.9 – Материальные затраты на закачку CO₂

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
CO ₂	т	5830	16,25	94737,5
СМС-700	л	270	68,60	18522
ГИПХ-6Б	л	900	25,72	23148
Итого:				136408

4.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.) и программного обеспечения, которое необходимо для проведения работ по данной тематике.

Основным оборудованием в работе является: резервуар РДХ-50,0 предназначен для длительного хранения (без ограничения срока) жидкой низкотемпературной двуокиси углерода (CO₂) и установка подачи углекислого газа.

Таблица 4.10 – Затраты на оборудование

Наименование	Единица измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Сумма амортизационных отчислений, руб. (8,8%)
Резервуар РДХ-50,0-2,0 (50,0 м ³) горизонтальный	шт	1	1270000	111760
Установка подачи углекислого газа «MINI»	шт	1	190000	16720
Итого:				128480

4.5.3 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка исполнителя (Студент), и руководителя (Старший преподаватель) взята в соответствии с приказом № 16544 от 18.12.19 по НИИ ТПУ и соответственно составляют 12130 и 26050 рублей (табл. 4.11).

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.6)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (4.7)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

T_p - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ - среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска;

F_d - действительный годовой фонд рабочего времени персонала, рабочих дней.

Таблица 4.11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	18	102
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	6	34
Потери рабочего времени - отпуск и невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	12	68

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (4.9)$$

где $Z_{тс}$ - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d - коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,3 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб
Научный руководитель	26050	1,3	33865	1734,7	12	20804,4
Студент	12130	1,3	15769	807,3	68	54895,5
Итого:						75699,9

Общие затраты на основную заработную плату персонала, участвующего в проводимых работах, составляют 75699,9 рублей.

4.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (4.10)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 - 0,15).

Расчёт дополнительной заработной платы приведён в таблице 4.13.

Таблица 4.13 - расчет дополнительной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{осн}}$, руб	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{доп}}$, руб
Научный руководитель	20804,4	0,12	2496,5
Студент	54895,5	0,12	6587,5
Итого:			9084

4.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников (табл. 4.14).

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (4.11)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Размер страховых взносов на 2020 год составляет 30,2%.

Таблица 4.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Сумма отчислений, руб
Научный руководитель	20804,4	2496,5	7036,9

Студент	54895,5	6587,5	18567,9
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2		
Итого:			25604,8

4.5.6 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:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot \sum Z_i, \quad (4.12)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (386 + 75699,9 + 9084 + 25604,8) = 17724 \text{ руб.}$$

4.5.7 Формирование бюджета затрат ВКР

Рассчитанная величина затрат на выполнение выпускной квалификационной работы является основой для формирования бюджета (табл. 4.15).

Таблица 4.15 – Расчет бюджета затрат ВКР

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты	136408	Пункт 2.5.1
2. Затраты на специальное оборудование	128480	Пункт 2.5.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	75699,9	Пункт 2.5.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9084	Пункт 2.5.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	25604,8	Пункт 2.5.5
6. Накладные расходы	60044,3	16 % от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат ВКР	435321	Сумма ст. 1-6

Суммарный бюджет затрат ВКР составил 435321 рубль.

4.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Рассчитаем *интегральный финансовый показатель* по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (4.13)$$

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

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная скорость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Рассмотрим две подрядные организации, обеспечивающие проведение технологии закачки углекислого газа с одинаковым исполнением. Различие составляют лишь суммы затрат, где 435321 тыс. руб.– затраты на проведение закачки углекислоты, рассчитанные выше, 472346 тыс. руб. – затраты на проведение закачки углекислоты другой подрядной организации со схожим исполнением, 513841 тыс. руб. – максимальное найденное значение затрат на проведение закачки CO₂.

Таблица 4.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности пользователя труда	0,30	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,10	3	3	2
3. Энергосбережение	0,20	4	4	4
4. Надежность	0,10	2	2	2
5. Материалоемкость	0,30	4	3	3
ИТОГО	1	18	16	15

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i \quad (4.14)$$

$$I_{p-\text{исп1}} = 5 * 0,30 + 3 * 0,10 + 4 * 0,20 + 2 * 0,10 + 4 * 0,30 = 4,0;$$

$$I_{p-\text{исп2}} = 4 * 0,30 + 3 * 0,10 + 4 * 0,20 + 2 * 0,10 + 3 * 0,30 = 3,4;$$

$$I_{p-\text{исп3}} = 4 * 0,30 + 2 * 0,10 + 4 * 0,20 + 2 * 0,10 + 3 * 0,30 = 3,3;$$

$$I_{\phi}(\text{исп1}) = \frac{435321}{513841} = 0,85;$$

$$I_{\phi}(\text{исп2}) = \frac{472346}{513841} = 0,92;$$

$$I_{\phi}(\text{исп3}) = \frac{513841}{513841} = 1;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп}i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп1}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\text{финр}}_{\text{исп1}}} \quad (4.15)$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\text{финр}}_{\text{исп2}}} \quad (4.16)$$

$$I_{\text{исп1}} = \frac{4,0}{0,85} = 4,71$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{3,4}{0,92} = 3,70$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{3,3}{1} = 3,30$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{m\varepsilon}^p}{I_{m\varepsilon}^{a1}} = \frac{4,71}{3,70} = 1,27;$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{m\varepsilon}^p}{I_{m\varepsilon}^{a2}} = \frac{4,71}{3,30} = 1,43.$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{m\varepsilon}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{m\varepsilon}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 4.17 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп 1	Исп 2	Исп 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,85	0,92	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,0	3,4	3,3
3	Интегральный показатель эффективности	4,71	3,70	3,30
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,27		1,43

4.7 Вывод по разделу

На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что проведение закачки диоксида углерода в пласт позволит не только повысить эффективность разработки месторождений с высоковязкой нефтью, но и принести немалый дополнительный доход предприятию. Также умелое применение новых технологий позволит не только извлекать остаточные нефти, но и получать при этом немалую прибыль.

Анализируя стоимость проведения закачки углекислого газа, можно сделать вывод, что на повышение стоимости в основном влияет статья «Затраты на специальное оборудование».

Для снижения стоимости необходимо:

- Инвестировать в разведку природных источников CO₂ для удешевления технологии;
- Использовать химические реагенты и ПАВ отечественного производства;
- Применять российское коррозионно-стойкое оборудование, не уступающего по качеству и характеристикам импортному;
- Усовершенствование технологии проведения закачивания углекислого газа и улучшение качества его проведения;
- Заключение взаимовыгодных договоров со смежными компаниями, в частности с электроэнергетическими.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Хачатрян Айказ Овикович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов при разработке Толумского нефтяного месторождения (ХМАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> технология воздействия углекислым газом на пласт с целью повышения нефтеотдачи.</p> <p><i>Область применения:</i> Толумское нефтяное месторождение ОАО «ЛУКОЙЛ»</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> районы с умеренным и холодным климатом.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> установка подачи углекислого газа «MINI».</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> добыча нефти из продуктивного пласта.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) – Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда». – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими

<p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень общей вибрации; – Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Работа с оборудованием под давлением/ударные волны воздушной среды; – Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего. <p>Средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спец. одежда, наушники, противощумные вкладыши, шлемы и каски, противощумные кожухи, респираторы, ограждения и предупредительные знаки.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: бытовые отходы производства.</p> <p>Воздействие на литосферу: попадание в почву буровых растворов, разливы продукции скважин.</p> <p>Воздействие на гидросферу: сбросы технических жидкостей.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы продуктов горения ПНГ, топлива.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические повреждения оборудования, сооружений и конструкций; – утечки рабочего агента; – взрывы и пожары. <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – разрушение трубопроводов и нагнетательных линий из-за высокой коррозионной активности углекислого газа.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	2022
--	------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Хачатрян Айказ Овикович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Понятие «Социальная ответственность» сформулировано в международном стандарте ICCSR26000:2011 «Социальная ответственность организации». В нём рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. В соответствии со стандартом, целями составления настоящего раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве, и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

В представленной работе анализируется эффективность применения технологии закачки углекислого газа на Толумском нефтяном месторождении с целью повышения нефтеотдачи.

Объектом исследования является технология воздействия углекислым газом на пласт с целью повышения нефтеотдачи.

Областью применения является Толумское нефтяное месторождение, нефтедобывающее предприятие – ПАО «ЛУКОЙЛ».

Рабочая зона оператора ДНГ включает полевые условия, производственную площадку, а также пункт управления. При закачке углекислого газа в пласт, основная работа проводится в полевых условиях.

Климатическая зона: районы с умеренным и холодным климатом.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: установка подачи углекислого газа «MINI».

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: добыча нефти из продуктивного пласта.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Толумское нефтегазовое месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе. Местность Толумского месторождения относится к области Крайнего Севера.

Правовое регулирование труда рабочих нефтегазовой отрасли в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм согласно ст. 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации [27].

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ. График предусматривает время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно.

Российским законодательством работникам за тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями предусмотрены:

- дополнительный отпуск не менее 7 календарных дней (ст.117 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 [28]);
- повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда (ст. 147 ТК РФ, Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870);

Согласно статьям 129, 219, 164 ТК РФ в условиях наличия вредного производственного фактора предусмотрены компенсационные выплаты призванными компенсировать работникам их психофизиологические затраты на работе с вредными и (или) опасными условиями труда.

Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы [29]. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [30].

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач.

5.2 Производственная безопасность

Процессы, связанные с подготовкой, транспортировкой и закачиванием диоксида углерода в пласт с целью увеличения нефтеотдачи включают в себя определенные опасные и вредные факторы, основные из которых перечислены согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [31] в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте оператора по добыче нефти и газа

Факторы	Этапы работ	Нормативные документы
	Эксплуатация	
1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	+	1. СанПиН 1.2.3685-21 [32] 2. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [33]
2. Повышенный уровень шума	+	3. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [34]
3. Повышенный уровень общей вибрации	+	4. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [35]
4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;	+	5. ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ [36]
4. Работа с оборудованием под давлением;	+	7. НП-044-18. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии» [37]

5. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;	+	8. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ [38]
---	---	-------------------------------

Анализ опасных и вредных производственных факторов

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

Параметры микроклимата в рабочей зоне соответствуют СанПиН 1.2.3685-21 в соответствии категорией работ [32].

Низкая температура, также, как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры. Для избежания переохлаждения работникам рекомендуется находится на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до -10°C .

Закачка CO_2 сопровождается переносом баллонов с газом и их установкой, категория работ согласно [32]: Пб – работы, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением (уровень энергозатрат 233-290 Вт). Температура воздуха от $+15..22^{\circ}\text{C}$, относительная влажность воздуха 15-75 %, скорость движения воздуха 0,2-0,4 м/с.

В комплект СИЗ от холода включены все предметы, надетые на человека; комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться.

2. Повышенный уровень шума

В процессе закачки рабочего агента в пласт основными источниками шума являются насосные и компрессорные установки, двигатели внутреннего сгорания.

Человеческий организм по-разному реагирует на шум разного уровня. Шумы уровня 70-90 дБ при длительном воздействии приводят к заболеванию нервной системы, а более 100 дБ - к снижению слуха, вплоть до глухоты.

Предельно допустимые уровни звукового давления шума, действующие более 4 часов согласно СП 51.13330.2011 [39] не должны превышать 80 дБА для помещений с постоянными рабочими местами производственных предприятий.

Наибольший уровень шума, создаваемый оборудованием, приходится на компрессорную установку – 75 дБА. Для снижения вредного влияния шума, оператор осуществляет дистанционное управление установками.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [40] могут быть: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски.

Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматизации, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала [34].

3. Повышенный уровень общей вибрации

Основным источником вибрации на рабочем месте оператора является компрессорная установка. Вибрация компрессоров передается непосредственно через корпус и строительные конструкции. С целью снижения амплитуды вибрации до уровня, признанного допустимым для данной установки, применяют гасительное устройство.

Длительное воздействие вибрации высоких уровней приводит к преждевременному утомлению, снижению производительности труда, росту

заболеваемости и нередко к возникновению вибрационной болезни.

На рабочем месте оператора добычи присутствует общая вибрация III категории (а). Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни представлены в таблице 5.2 (тип спектра 1/1-октавы).

Таблица 5.2 – Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни рабочих мест категории III - технологической типа «а»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X, Y, Z			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с·10 ⁻²	дБ
Значение	0,10	100	0,20	92

Защита от вибрации обеспечивается

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 [31] могут быть применены в данном случае защитные кожухи, кабины, ограждения.

4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Основные вредные вещества при применении методов увлечения нефтеотдачи с помощью углекислого газа [36]:

- ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 1,0 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- углеводороды C₁ - C₁₀ – 10 мг/м³;

- ПДК углекислого газа 9000 мг/м³ (4-ой класс опасности).

Превышение ПДК при повседневном влиянии в течение длительного времени на организм человека вызывает патологические изменения или хронические заболевания. Например, превышение ПДК ароматических соединений в воздухе рабочей зоны приводит к развитию аллергии. Повышенная концентрация сероводорода оказывает сильное воздействие на центральную нервную систему. Пыль, попадающая в воздух, оказывает более или менее сильное воздействие на организм, в зависимости от свойств (токсичность, дисперсность, физико-химические характеристики). Она вызывает раздражение слизистых оболочек и верхних дыхательных путей, способна спровоцировать такое заболевание как пневмокониоз.

Основным агентом при проведении работ является углекислый газ. Сжиженный углекислый газ нетоксичен и невзрывоопасен. ПДК углекислого газа в воздушном пространстве рабочей зоны не регламентируется. По степени воздействия на организм относится к 4 классу опасности.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора.

5. Работа с оборудованием под давлением

Оборудование, работающее под высоким давлением (компрессорные установки), обладает повышенной опасностью.

При разгерметизации оборудования, работающего под избыточным давлением, возможно образование взрывоопасных горючих смесей, загрязнение окружающего воздуха свыше ПДК, поражение осколками оборудования, поражение ударной волной.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, согласно [37] распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление которых при $T < 50^{\circ}\text{C}$ более 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Для безопасной эксплуатации сосудов широко применяются электромагнитные, пневматические и гидравлические системы блокировки, например, предохранительные клапаны и мембраны. Для защиты человека от воздействия опасного фактора необходимо соблюдать принцип герметичности рабочего тела, находящегося под давлением.

б. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего

Источником опасного фактора являются мобильные установки, которые доставляются к нагнетательной скважине на базе КАМАЗов с целью закачки CO_2 . Типичные профессиональные заболевания или травмы: удар по телу работающего, ушиб, перелом, порез, потеря работоспособности, смерть.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [38] устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Для обеспечения безопасности при работе с движущимися частями машин и оборудования необходимо соблюдать правила безопасности на производстве, а также правила эксплуатации оборудования. Для предупреждения появления сотрудника в опасной зоне необходимо применение защитных ограждений и сигнальных табличек.

5.3 Экологическая безопасность

Защита селитебной зоны. Предприятия по добыче нефти относятся к классу I согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [43]. Санитарно-защитная зона составляет 1000 м.

Согласно постановлению Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [41] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Источником загрязнения являются бытовые отходы производства. Обязанности и меры стимулирования снижения НВОС [42]:

- Программа производственного экологического контроля (ПЭК);
- Плата за НВОС;
- Автоматические средства измерения и учета объема или массы выбросов и сбросов загрязняющих веществ;
- Программа повышения экологической эффективности;
- Нормативы образования отходов и лимиты на их размещение.

Защита атмосферы. При бурении скважин загрязнение атмосферы происходит на этапе вышкомонтажных работ, подготовительных работ, бурения, крепление и освоения скважин.

При эксплуатации объектов загрязнение основные объемы выбросов приходится на продукты сгорания попутно добываемого газа. Кроме того, возможна утечка углеводородов от технологического оборудования.

Также при эксплуатации скважин на производстве используется передвижной транспорт: промышленный, грузовой, а также транспорт для перевозки сотрудников. Продукты сгорания топлива, выхлопные газы также являются источниками загрязняющих атмосферу веществ.

Для защиты атмосферы от вредного воздействия выбросов производства экологическими нормами устанавливаются объемы допускаемых выбросов, которые регулируются государственным надзором.

Для предотвращения утечек через несплошности технологического оборудования необходимо производить регулярные контроль и своевременное обслуживание и ремонт всего оборудования.

Защита гидросферы. Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил [45].

Источником загрязнения гидросферы являются химические вещества, используемые при бурении скважины или закачиваемые в пласт с целью поддержания пластового давления. Кроме того, прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок также влияет на гидрографию местности.

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия: изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов; обваловка кустовых площадок; организация зон санитарной охраны артезианских скважин; повторное использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин; сбор и обезвреживание жидких отходов.

Защита литосферы. Технологическое загрязнение почвы нефтью и нефтепродуктами является крайне опасным явлением, угрожающим флоре, фауне и здоровью населения. Для обеспечения экологической безопасности при закачке CO₂ в пласт, необходимо [45]:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;
- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;

- установка бордюров для бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин;
- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру необходимы:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрет нелегальной охоты на территории месторождения;
- рекультивация нарушенных земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [46].

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или экологии, большие материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

В районе проведения работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций техногенного характера:

- механические повреждения оборудования, сооружений и конструкций вызванные коррозией, некачественным монтажом оборудования или внешним воздействием. В таком случае требуется аварийная остановка агрегата и устранение повреждений. Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования позволяет избежать данной ЧС;
- взрывы и пожары, вызванные утечкой взрывоопасных веществ вследствие высокого уровня износа, человеческого или природного фактора. Для предупреждения данной ЧС необходимо своевременное проведение

текущего и капитального ремонта, а также постоянный контроль за состоянием фонда скважин.

Ввиду высокой коррозионной активности углекислого газа существует большая вероятность разрушения трубопроводов и нагнетательных линий, в связи с чем необходимо предпринимать меры по предупреждению коррозии.

Проектирование, строительство и эксплуатация промышленных трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр», Постановление Госгортехнадзора РФ № 71 (от 06.06.03 г.) и № 80 (от 10.06.03 г.).

На случай ЧС создаются и утверждаются планы по ликвидации аварий.

Согласно [47] класс пожара В (пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов). Первичные средства пожаротушения: переносные и передвижные огнетушители, пожарные краны, пожарный инвентарь, покрывала для изоляции очага возгорания.

Вывод

В данном разделе были рассмотрены основные правовые и организационные вопросы безопасности, возможные вредные и опасные производственные факторы, а также возможные и наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти в процессе применения углекислого газа в целях увеличения нефтеотдачи пластов.

Закачка CO_2 в пласт сопровождается работой с источниками вредного и опасного воздействия на человека. К ним относятся аномальные микроклиматические параметры, повышенный уровень шума и общей вибрации, чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, работа с оборудованием под давлением/ударные волны воздушной среды, движущиеся

твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.

Категория работ по закачке диоксида углерода – средней тяжести (ПБ).
Климатическая зона работ – холодный и умеренно холодный климат.

Скважина, через которую осуществляется закачка CO_2 относится ко 2-му классу пожароопасных и взрывоопасных зон. Основным оборудованием является установка подачи углекислого газа, которая согласно ПУЭ относится к I категории. Для данной необходимо иметь III группу допуска по электробезопасности и выше.

В разделе «Экологическая безопасность» были рассмотрены возможные негативные последствия. Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при выходе из строя технологического оборудования ввиду коррозионных процессов, вызванных агрессивностью углекислого газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены физико-химические характеристики углекислого газа. Выявлены сильные и слабые стороны его применения как агента для закачки в пласт. Оценено влияние CO_2 на пластовые флюиды и поровое пространство пласта. Произведен анализ технологии с применением углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов Толумского месторождения.

На основе анализа применения двуокиси углерода для интенсификации притока на месторождении можно обозначить следующие особенности технологии:

1) успешность применения данных технологий зависит от большого количества различных факторов, в том числе физико-химических свойств нефти, геофизических условий ее залегания, свойств коллекторов, стадии разработки, объема и состава вытесняющих агентов в применяемой смеси, вида протекаемого вытеснения в условиях пласта.

2) эффективность технологии закачки зависит от смесимости CO_2 и пластовой нефти: при установлении смешивающегося режима вытеснение происходит эффективнее;

3) возможность решения экологической проблемы утилизации значительного количества CO_2 .

Технология увеличения нефтеотдачи с закачкой CO_2 на Толумском нефтяном месторождении имеет высокие перспективы ввиду следующих факторов:

- наличие источников CO_2 на технологические нужды (попутный нефтяной газ Семивидовской группы месторождений);
- высокая рентабельность производства согласно выбранному варианту разработки (вариант 4), смоделированному в высокоточном симуляторе CMG GEM;

- доказанная высокая эффективность применения ПНГ Семивидовской группы, обоснованная рекомбинированной моделью пластовой нефти Толумского месторождения – порядка 13,07% за 5 циклов закачки;

- высокий прирост вытеснения нефти также достигается за первый цикл закачки ПНГ – 0,073 доли ед. (7,3 %);

Таким образом, технология увеличения нефтеотдачи на Толумском месторождении путем закачки CO₂ имеет высокий потенциал. В рассматриваемых геолого-технических условиях (труднодоступная нефть, наличие источников CO₂) проект разработки должен изначально состояться с упором на технологию циклической закачки двуокиси углерода. Таким образом можно получить наибольший экономический эффект и достичь максимального коэффициента извлечения нефти. Применение технологии закачки CO₂ на Толумском месторождении успешно обосновано гидродинамической моделью пласта, а также на основании анализа конкурентных вариантов разработки месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учебное пособие. М., ИЦ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – С. 75 (Назарова Л. Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – 2011.)
2. Сургучев М.Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М., Недра, 1985г. - 308 с.
3. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. – Рипол Классик, 2005.
4. Лян М. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim tube//Дис. на соискание учёной степени кандидата технических наук. Москва. 2016г. – 2016.
5. Проселков Е.Б., Проселков Ю.М. Физика пласта: учеб. пособие /Кубан. гос. технол. ун-т. - Краснодар: Изд. КубГТУ, 2011. - 188с.
6. Чухарева Н. В., Абрамова Р. Н., Болсуновская Л. М. Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции //Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2009.
7. Chen G. et al. An improved correlation to determine minimum miscibility pressure of CO₂–oil system //Green Energy & Environment. – 2018.
8. Alston R. B. et al. CO₂ minimum miscibility pressure: a correlation for impure CO₂ streams and live oil systems //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Т. 25. – №. 02. – С. 268-274.
9. Телков В. П., Любимов Н. Н. Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт //Бурение и нефть. – 2012. – №. 12. – С. 38-42.
10. Жузе Т. П. Роль сжатых газов как растворителей //М.: недра. – 1981. – Т. 165.

11. Махмудбеков Э. А., Вольнов А. И. Интенсификация добычи нефти и газа //М.: ВНИИОЭНГ. – 2001.
12. Патент РФ № 97109101/03, 16.06.1997. Способ разработки нефтяной залежи// Патент России 2119580 / Шахвердиев А.Х., Панахаев Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Галеев Ф.Х., Санамова С.Р.
13. Калинин С. А., Морозюк О. А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – №. 4. – С. 373-387.
14. Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие //Ухта: УГТУ. – 2014.
15. Патент РФ № 2016145334, 21.11.2016. Способ разработки плотных нефтяных коллекторов циклической закачкой углекислого газа // Патент России 2630318 Бюл. № 25 / Хисамов Р.Г., Ахметгареев В.В., Подавалов В.Б.
16. Дедечко В. А. Геолого-физические критерии реализации метода водогазового воздействия //РГУ нефти и газа имени ИМ Губкина.
17. Meyer J. P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂ EOR) injection well technology //American Petroleum Institute, Washington, DC. – 2007.
18. Alcorn Z. P. et al. Core-scale sensitivity study of CO₂ foam injection strategies for mobility control, enhanced oil recovery, and CO₂ storage //E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2020. – Т. 146. – С. 02002.
19. Афанасьев С. В. и др. «Зеленые» технологии в нефтегазодобыче //Инновации и "зеленые" технологии. – 2018. – С. 99-107.
20. Филенко Д. Г. и др. Исследование влияния термобарических условий на вытеснение нефти диоксидом углерода в сверхкритическом состоянии //Вести газовой науки. – 2012. – №. 3 (11).

21. РИТЭК впервые в России применил технологию huff & puff. ООО «РИТЭК» [Электронный ресурс]. URL: <https://ritek.lukoil.ru/ru/News/News?rid=164926> (Дата обращения: 17.04.2020).
22. Н.Г. Главнов, М.Г. Дымочкина, Е.И. Литвак, М.В. Вершинина. Потенциал природных и техногенных источников диоксида углерода для реализации технологии смешивающегося вытеснения на территории РФ // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2017 — № 2(4). — С. 47-52.
23. Российская Федерация. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990 – 2018гг. – 2020.
24. Сидорова К. И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи //Дисс. кандидата эконом. наук. СПб.: НМСУ Горный. – 2016.
25. Computer modelling group [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.petec.ru/cmг> (дата обращения: 29.10.2021).
26. Дополнение к технологическому проекту разработки Толумского нефтяного месторождения. – 2018.
27. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).
28. Постановление П.Р.Ф. Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда.
29. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

30. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
31. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками).
32. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
33. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
34. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание).
35. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
36. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
37. НП-044-18. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии».
38. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
39. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
40. ГОСТ 12.4.275-2014 (EN 13819-1:2002) ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

41. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

42. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»

43. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 26.03.2022) «Об охране окружающей среды».

44. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

45. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

46. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» (с изменениями на 26 июня 2021 года).

47. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

48. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».