

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.43:678.7 (571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Прокопенко Кирилл Витальевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное критическое мышление и	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 и	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство и	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном 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 исследования; 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>
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	<p>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</p> <p>И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности</p>

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	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности

	профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах 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>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p>	<p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	9. Составление геологических отчетов	<p>конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
	<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>	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Прокопенко Кириллу Витальевичу

Тема работы:

Обоснование применения технологии полимерного заводнения в различных геологических условиях нефтяных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68–67/с от 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Оценка остаточной нефтенасыщенности на поздней стадии разработки, минерализация пластовых вод в условиях применения полимерного заводнения, физико-химические процессы с полимерами, адаптация технологии полимерного заводнения, выбор и обоснование участков применения полимерного заводнения, стадии подготовки технологии полимерного заводнения, технологические подходы к применению схем полимерного заводнения, анализ современных химических компонентов для полимерного заводнения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволод
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ	
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПРИМЕНЕНИЮ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КОМПОЗИЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Прокопенко Кирилл Витальевич		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- ПЗ** – полимерное заводнение;
- ГФУ** – геолого-физические условия;
- ПАА** – полиакриламид;
- РК** – реагент комплексный;
- НФС** – низкое фильтрационное сопротивление;
- ГДС** - геле-дисперсная система
- СС** - структурированная система
- ОГС** - осадкогелеобразующие составы
- ГОС** - гелеобразующие композиции
- ДСК** - дисперсно-структурированная композиция
- ПДН** - полимеры с тонкодисперсным наполнителем
- ДГС** - дисперсные гелеобразующие составы
- ПГС** - полимерный гелеобразующий состав
- ПДНС** - полимеры дисперсно-наполненной системы
- НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства
- ПНП** – повышение нефтеотдачи пласта;
- КМЦ** – карбоксиметилцеллюлоза;
- НПАВ** – неионогенные поверхностно-активные вещества;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 107 страниц, в том числе 17 рисунков, 32 таблицы. Список литературы включает в себя 30 источников.

Ключевые слова: коэффициент охвата пласта заводнением, полимерное заводнение, деструкция полимера, изменение направления фильтрационных потоков.

Объектом исследования являются технологии полимерного заводнения.

Цель исследования - обоснование применения технологии полимерного заводнения в различных геологических условиях нефтяных месторождений Западной Сибири

В выпускной квалификационной работе представлены реагенты, применяемые при полимерном заводнении, а также композиции полимерного заводнения с применением разных полимерных составов в различных геологических условиях.

Наиболее эффективной композицией оказался полимерный гелеобразующий состав. Технология рекомендуется для использования на нефтяных месторождениях с терригенными, полимиктовыми по составу продуктивными пластами, со значительными удельными извлекаемыми запасами при высокой обводненности продукции окружающих добывающих скважин

Область применения: продуктивные пласты нефтяных месторождений

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычи нефти за счет применения полимерного заводнения

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	17
1.1 Оценка остаточной нефтенасыщенности на поздней стадии разработки	22
1.2 Минерализация пластовых вод в условиях применения полимерного заводнения	26
1.3 Физико-химические процессы с полимерами.....	31
1.4 Адаптация технологии полимерного заводнения	37
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПРИМЕНЕНИЮ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	43
2.1 Выбор и обоснование участков применения полимерного заводнения	44
2.2 Стадии подготовки технологии полимерного заводнения.....	50
2.3 Технологические подходы к применению схем полимерного заводнения	52
2.3.1 Геле-дисперсные системы.....	53
2.3.2 Структурированные системы.....	56
2.3.3 Осадкогелеобразующие составы	58
2.3.4 Гелеобразующие композиции	61
2.3.5 Дисперсно-структурированные композиции	63
2.3.6 Полимеры с тонкодисперсным наполнителем	64
2.3.7 Дисперсные гелеобразующие составы	66
2.3.8 Полимерный гелеобразующий состав	68

2.3.9 Полимерные дисперсно-наполненные системы	71
2.4 Анализ современных химических компонентов, применяемых для полимерного заводнения	74
3. ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КОМПОЗИЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	78
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	82
4.1 Анализ сферы применения технологии полимерного заводнения	82
4.2 Расчёт бюджетной стоимости технологии полимерного заводнения	84
4.3 Экономическая эффективность технологии полимерного заводнения	85
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	91
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..	91
5.2 Производственная безопасность.....	92
5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	94
5.3 Экологическая безопасность.....	100
5.3.1 Защита атмосферы.....	100
5.3.3 Защита литосферы	101
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	105

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки. Это говорит о высокой обводненности добываемой продукции, остаточной нефтенасыщенности в низкопроницаемых участках пласта. С каждым годом вопрос о применении новых технологий по увеличению нефтеотдачи становится всё чаще.

Стандартное заводнение способно извлечь из недр менее половины запасов нефти, что нельзя назвать эффективным методом для достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). Одним из наиболее актуальных методов является полимерное заводнение (ПЗ), которое реализуется путем добавления в нагнетаемую воду реагентов, повышающих её вязкость в пластовых условиях, тем самым значительно снижая подвижность закачиваемой воды, закупориваются пустоты высокопроницаемых участков пласта и фильтрационный поток меняет направление. Тем самым увеличивается охват пласта.

Сущность ПЗ заключается в закачке большеобъемной оторочки полимерного раствора.

Каждое месторождение соответствует определенным геолого-физическим характеристикам, а следовательно, и определение параметров ПЗ требует полной проработки, от которой зависит эффективность применения данной технологии, а выражается она в количестве дополнительно добытой нефти.

Актуальность данной работы: применение полимерного заводнения вместо традиционного заводнения.

Целью выпускной квалификационной работы является эффективность применения технологии полимерного заводнения с оценкой различных геологических условий на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать геологические условия применения полимерного

заводнения;

2. Обосновать технологические подходы к применению полимерного заводнения на месторождениях Западной Сибири;

3. Выбрать оптимальную композицию для проведения технологии полимерного заводнения

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

В процессе разработки нефтяных месторождений, применяя стандартное заводнение залежей, добиться эффективного фронта вытеснения достаточно сложно. Сущность технологии полимерного заводнения заключается в закачке в продуктивный пласт, через нагнетательные или добывающие скважины полимерной композиции, содержащей раствор полимера полиакриламида (ПАА) и сшивающий агент, которая в пластовых условиях образует в поровом и трещинном пространстве коллектора структурированную систему (упругий гель) с высоким градиентом начального напряжения сдвига и значительным фактором остаточного сопротивления после разрушения геля.

Полимерное заводнение – технология выравнивания проницаемостной неоднородности пласта за счёт снижения проницаемости высокопроницаемых слоев или трещин, вырабатываемых наиболее интенсивно и служащих каналами преимущественного движения воды. В результате снижения проницаемости высокопроницаемых пропластков происходит уменьшение притока воды в добывающие скважины, приводящее к увеличению депрессии на пласт и вовлечению в процесс фильтрации низкопроницаемых пропластков.

Технология направлена на регулирование фильтрационных потоков в межскважинной зоне пласта. Глубина воздействия обеспечивается тем, что приготовленная суспензия комплексного реагента (РК) прокачивается исключительно по каналам низкого фильтрационного сопротивления (НФС), имеющим длину в сотни метров при ограниченной ширине микротрещин (характеристики могут быть уточнены по результатам интерпретации гидродинамических и трассерных исследований). В пластовых условиях химическая композиция обеспечивает образование устойчивой гелеобразной системы в объеме каналов НФС. Селективность воздействия обеспечивается низкой начальной вязкостью рабочего раствора и регламентированным грансоставом компонентов реагента. Частичное исключение из процесса фильтрации каналов НФС и перераспределение фильтрационных потоков в

пласте в зоны ранее незадействованные дренированием обеспечивают приток к реагирующим скважинам участка дополнительной нефти и сокращение попутно добываемой воды.

Технология полимерного заводнения может комплексироваться с другими технологиями физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и технологиями интенсификации процесса вытеснения – повышения давления нагнетания, применения химических реагентов доотмывающего и растворяющего действия (кислоты, щелочи, растворы поверхностно-активных веществ и их сочетания).

Существуют следующие виды полимерного заводнения:

- Геле-дисперсная система (ГДС);
- Структурированная система (СС);
- Осадкогелеобразующие составы (ОГС);
- Гелеобразующие композиции (ГОК);
- Дисперсно-структурированная композиция (ДСК);
- Полимеры с тонкодисперсным наполнителем (ПДН);
- Дисперсные гелеобразующие составы (ДГС);
- Полимерный гелеобразующий состав (ПГС);
- Полимеры дисперсно-наполненной системы (ПДНС);

Нефть, которая находится в зонах низкой проницаемости пласта, остается в ней. ПЗ способствует вытеснению остаточной нефти. Полимерный раствор проникает в высокопроницаемые зоны пласта, в результате чего уменьшается динамическая неоднородность, соответственно увеличивается охват пласта заводнением.

При нарушении процесса вытеснения нефти водой происходят различного вида порывы воды к добывающим скважинам, что негативно сказывается на обводненности продукции. Закачка полимера в пласт может исправить ситуацию перекрытием водоносного горизонта, тем самым увеличит охват пласта заводнением. Причинами порывов могут служить: зональная и

слоистая неоднородности пласта, наличие промытых соединенных пор и трещин с высокой проницаемостью, а также негерметичность колонны.

Текущий диапазон применения полимерного заводнения представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Текущий диапазон значения для полимерного заводнения с применением полимерного гелеобразующего состава

Параметр	Текущий диапазон применения
Тип коллектора	Пористый, трещиновато-пористый
Пористость	>15%
Пластовая температура °С	<120
Средняя проницаемость, мкм ²	>0,03
Нефтенасыщенная толщина	>3
Расчлененность	≥2
Обводненность добывающих скважин	<95%
Приемистость нагнетательной скважины	≥100 м ³ /сут
Дебит добывающих скважин по жидкости	<20 м ³ /сут

Как правило, полимерное заводнение выполняется в двух случаях:

- если отношение подвижности воды и нефти в процессе заводнения водой неблагоприятное. При этом непрерывная закачка полимера может улучшить коэффициент охвата;
- если пласт, даже при благоприятном отношении подвижности воды и нефти, имеет некоторую степень неоднородности.

В таком случае закачка полимера может помочь извлечь нефть из низкопроницаемых пропластков. В первом случае имеется неэффективное вытеснение, способствующее раннему прорыву воды (языки обводнения) с последующим длительным периодом двухфазной добычи с увеличивающимся обводнением. На второй случай часто не обращают внимания. Выходит, что даже при отношении подвижности ≤ 1 наличие высокопроницаемых каналов либо крупных наслоений, а также неоднородностей может сильно ухудшить площадной и вертикальный коэффициенты охвата во время закачки воды. [1]

История применения ПЗ начинается с конца 1950-х годов. На

месторождения начало испытываться с 1960-х. Испытания эффективности проводили в ряде таких стран как: США, Франция, Аргентина, Бразилия и т.д.

СССР также не отставал в этой области и уже в 1966 году на Орлянском месторождении было проведено ПЗ с использованием акриламида в промышленном объеме. В результате было добыто 1800 т нефти на 1 т закаченного агента.

Технология показывала высокую эффективность, после проведение полимерного заводнения на месторождения СССР. Динамика добычи сырой нефти возросла, коэффициент извлечения нефти увеличился на 5-6%. [2]

В настоящее время отечественная химическая промышленность не выпускает ни одного промышленного полимера акриламида, пригодного для применения в технологиях полимерного заводнения. Коммерческий рынок полимеров акриламида характеризуется широким спектром фирм-производителей полимеров. Следует отметить, что эти фирмы представлены не только странами с развитой химической промышленностью (США, Японией, Великобританией, Францией, Германией), но и развивающимися странами, прежде всего Китаем.

Таблица 2 – Характеристики зарубежных и отечественных опытов по полимерному заводнению

Месторождение, страна, год	Температура, °С	Вязкость нефти, мПа·с	Проницаемость, мкм ²	Полимер и его концентрация, %	Эффективность
Норс Хосвил, Техас, 1963	105	0,07-0,09	0,05	Pusher, 0,025-0,05	Увеличение КИН на 3,3%
Орлянское, Россия, 1966	24,5	8,6	0,5	ПАА, 0,1	1800 т дополнительно добытой нефти на 1 т реагента
	24	12,2	0,4		

Продолжение таблицы 2

Месторождение, страна, год	Температура, °С	Вязкость нефти, мПа·с	Проницаемость, мкм ²	Полимер и его концентрация, %	Эффективность
Тайбер, США, 1967	35	58	2,1	Pusher-500 и Pusher-700, 0,036 или 0,023	Разработка ведется с меньшим обводнением, чем прогнозировалось для традиционного заводнения, но преждевременный прорыв полимера свидетельствует о невысокой эффективности процесса
Тайбер Менвилл, Канада, 1971	33	120	1,92	Pusher-700, 0,025	Увеличение нефтеотдачи.
Арланское, Россия, 1975	24	19-29	0,66	CS-6, 0,075	-
Ист, Коалинга, Калифорния, 1978	38	25	0,25	Келзан, 0,05	Увеличение КИН на 2,8%

Ассортимент марок полимеров и, соответственно, их физико-химических и технологических свойств, чрезвычайно высок. Именно анализ продукции рынка водорастворимых полимеров должен являться первым этапом при проектировании технологии полимерного заводнения, поскольку позволяет на основании накопленных данных осуществлять предварительный выбор образцов, перспективных для промышленного применения и сократить объем экспериментальных исследований.

В то же время из-за многообразия геолого-технических условий применения полимеров в качестве загустителя воды универсальной марки полимеров, пригодной для промышленного внедрения на любом месторождении не существует. На основании анализа рынка выбираются 10 - 15 образцов полимеров, потенциально пригодных для реализации технологии на данном объекте с целью выбора наиболее перспективных. Выбор этих образцов является

следствием комплексного анализа ассортимента полимеров, представленного на рынке по совокупности технологических, физико-химических и молекулярных характеристик.

1.1 Оценка остаточной нефтенасыщенности на поздней стадии разработки

Понятие поздней стадии разработки, как правило, применяют для всей нефтяной залежи по интегральной характеристике обводнения и увязывают с коэффициентом использования или со степенью выработки извлекаемых запасов. [3]. Принято считать, что к поздней стадии относится период разработки, когда средняя обводненность продукции превышает 90%, а добыча от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) больше 80% нефтью, имеющей большое содержание примеси серы, происходит образование дополнительного объема ПАВ.

Любая разрабатываемая нефтяная залежь – это динамическая система [4], которая претерпевает необратимые изменения в процессе извлечения из нее пластовых флюидов. Однако после внедрения системы повышения пластового давления (ППД), по сути, происходит одинаковое воздействие на залежь вне зависимости от состояния этой системы. Как результат на неадекватное воздействие происходит постепенное и неуклонное снижение эффективности системы ППД, однако вплоть до наступления нерентабельной добычи воздействие не меняется.

Отметим, что поздняя стадия разработки нефтяного месторождения принципиально отличается от предшествующих стадий разработки:

1. Энергетическое состояние залежи:

- наличие избыточной потенциальной энергии (поровое пространство насыщено водой, привнесенной искусственно через систему ППД);
- непосредственный контакт двух несродственных сред «остаточная нефть – вытесняющий агент»;
- появление гравитационного градиента давления на границе раздела фаз,

обусловленного разницей в удельном весе между ними.

2. Состояние запасов нефти:

- остаточная нефть хаотично рассредоточена внутри промытого порового объема пласта и представлена в виде двойных структурированных слоев, появление которых обусловлено проявлением хроматографических процессов на границе фаз;
- воздействие вытесняющего агента на остаточную нефть путем дальнейшей промывки порового пространства неэффективно (вытесняющий агент воздействует на остаточную нефть по касательной).

3. Свойства остаточной нефти:

- остаточная нефть обладает структурно-механическими свойствами;
- вязкость и плотность остаточной нефти значительно выше, чем у нативной нефти, из которой она образована.

Таким образом, нефтяная залежь на заключительной стадии кардинально отличается от первоначального своего состояния, следовательно, необходимо адекватное воздействие на остаточную нефть. [5]

Наиболее важной характеристикой является оценка остаточной нефтенасыщенности именно на поздней стадии разработки, которая показывает, насколько эффективно производилась добыча нефти. Иными словами, остаточная нефтенасыщенность – количество нефти в продуктивном пласте, остающееся после ее вытеснения водой по окончании эксплуатации объекта.

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности (S_{or}) определяется по корреляционным связям остаточной нефтенасыщенности и вязкости пластовой нефти, предложенным Р. К. Крейзом, С. Е. Бекли и Я. Я. Арпсом, а также в лабораторных условиях по керну.

Если говорить об определении нефтенасыщенности лабораторным путем, то осуществляется это по методу насыщения породы каким-либо раствором, зачастую керосином и водой.

Если говорить об определении нефтенасыщенности лабораторным путем, то осуществляется это по методу насыщения породы каким-либо раствором,

зачастую керосином и водой.

В большинстве случаев остаточная нефть за счёт капиллярных сил скапливается в зонах низкой проницаемости пласта. В условиях высокой обводненности наиболее актуально применять ПЗ, так как можно направить фронт вытеснения в слабопроницаемые зоны, тем самым извлечь объем остаточной нефти в пласте.

Таблица 3 – Корреляционная связь остаточной нефтенасыщенности и вязкости пластовой нефти.

Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Остаточная нефтенасыщенность, %
0,2	30
0,5	32
1	34,5
2	37
5	40,5
10	43,5
20	64,5

Поправки в значения остаточной нефтенасыщенности в зависимости от средней проницаемости коллектора следующие: для $50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 2%, для $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 9%, для $200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 6%, для $500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 2%, для $1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 1%, для $2000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 4,5% и для $5000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ 8,5%. [6].

Наиболее важным коэффициентом на всех стадиях разработки месторождения является КИН.

$$\text{КИН} = K_{\text{ВЫТ}} \cdot K_{\text{ОХВ}} \cdot K_{\text{ЗАВ}}(K_{\text{ЗАМ}}) \quad (1)$$

где $K_{\text{ВЫТ}}$ – коэффициент вытеснения;

$K_{\text{ОХВ}}$ – коэффициент охвата;

$K_{\text{ЗАВ}}(K_{\text{ЗАМ}})$ – коэффициент заводнения (замещения).

$K_{\text{ВЫТ}}$ – это отношение объема нефти, полученной при ее вытеснении рабочим агентом-вытеснителем (в лабораторных условиях) из колонки репрезентативных образцов керна при соблюдении пластовых условий, среднем в системе разработки градиенте давления и «бесконечной» (в выходящем из колонки потоке жидкости нефти нет) промывке, к начальному объему нефти в

колонке образцов. [7] Коэффициент вытеснения — предельная величина нефтеотдачи, которую можно достичь в лабораторных условиях с помощью данного рабочего агента при длительной промывке образца породы.

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{выт.н}}}{V_{\text{п.н.}}} \quad (2)$$

где

$K_{\text{выт}}$ - коэффициент вытеснения, доли единицы;

$V_{\text{выт.н}}$ - объем нефти, вытесненной рабочим агентом (водой) из образца горной породы, м³;

$V_{\text{п.н.}}$ - первоначальный объем нефти, содержащийся в образце породы, м³.

По формуле 1 можно сказать, что при повышении коэффициента охвата пласта заводнением увеличится и КИН. Следовательно, первоочередной задачей стоит увеличить коэффициент охвата, тем самым снизить процент остаточной нефти в продуктивном пласте.

$$K_{\text{охв}} = \frac{V_{\text{зав}}}{V} \quad (3)$$

где

$K_{\text{охв}}$ - коэффициент охвата, доли единицы;

$V_{\text{зав}}$ - объем породы, охваченный вытеснением, м³;

V - объем породы, м³.

В процессе добычи ведется и текущий коэффициент извлечения нефти, который равен отношению объема добытой нефти к геологическим запасам данной залежи. Текущий КИН постоянно увеличивается до проектного КИН.

$$\eta_{\text{тек}} = \frac{Q_{\text{доб.нефти}}}{Q_{\text{бал}}} \quad (4)$$

где

$\eta_{\text{тек}}$ - коэффициент текущий нефтеотдачи, доли единицы;

$Q_{\text{доб.нефти}}$ - добытое количество нефти из заводненной части пласта на любую дату, тыс.т;

$Q_{\text{бал}}$ - начальные балансовые запасы нефти в пределах заводненной части пласта, тыс.т.

1.2 Минерализация пластовых вод в условиях применения полимерного заводнения

Минерализация вод нефтяных месторождений является важной составляющей для изучения. Диапазон данных колеблется от нескольких сотен кг/м³ в более пресной воде и до 300 кг/м³ в рассолах. Минерализация воды зачастую представлена солями натрия, калия, кальция, магния и солей других металлов. Минерализованные воды имеют как положительные, так и отрицательные стороны. Имея высокую моющую способность, минерализованные воды являются основным рабочим агентом для нагнетания, но, с другой стороны, проблемой, вытекающей из этого, будет выпадение солей в призабойной зоне, что снижает фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта.

В нефтяной геологии признание получила классификация В.А. Сулина, в которой по трем коэффициентам определяется тип подземных вод.

Таблица 4 – Классификация пластовых вод В.А. Сулина

Генетический тип воды	$r_{\text{Na}} / r_{\text{Cl}}$	$r_{\text{Na}} - r_{\text{Cl}} / r_{\text{SO}_4}$	$r_{\text{Cl}} - r_{\text{Na}} / r_{\text{Mg}}$
I Сульфатнатриевый	>1	<1	-
II Гидрокарбонатнатриевый	>1	>1	-
III Хлориднокальциевый	<1	-	>1
IV Хлоридномагнийевый	<1	-	<1

Для коллекторов с повышенной температурой и минерализацией пластовой воды в процессе применения ПЗ возникают проблемы различного характера. Слабая термо- и солеустойчивость применяемых реагентов приводит к деструкции полимера, а следовательно, и снижение влияния технологии водонагнетания и объемов добычи. [8]

Так, например, Вэньминский блок нефтяного месторождения Туха в Китае в настоящее время вступил в позднюю стадию разработки с высокой

степень обводненности, степень минерализации пластовой воды достигает 35,45 г/л, пластовая температура составляет 76 °С, что значительно затрудняют процесс добычи нефти. Поэтому, чтобы применять какие-то новые технологии для увеличения нефтеотдачи пластов на данном месторождении, необходимо исследовать и разработать наиболее эффективные полимерные системы для заводнения на конкретном нефтяном месторождении. В связи с этим для нефтяного месторождения Туха, блок Вэньми, с высокой минерализацией пластовой воды в качестве солеустойчивых вытесняющих агентов для повышения нефтеотдачи пластов были выбраны и исследованы: низкомолекулярный солеустойчивый полимер (Daqing Hualongxi- ang Chemical Co., Ltd.), солеустойчивый полимер 7760 (Shandong Norr Biotechnology Co., Ltd.), высокомолекулярный полимер (Нефтеперерабатывающая компания PetroChina Daqing) и сшитый полимерный гель, полученный путем компаундирования высокомолекулярного полимера (Нефтеперерабатывающая компания PetroChina Daqing) и сшивающего агента – ацетата хрома. [8]

В настоящей работе с помощью различных физико-химических методов были исследованы изменение вязкости, формы и размера полимерных структур, размеры молекулярных клубков полимеров, реологические и фильтрационные характеристики четырех солеустойчивых образцов вытесняющих агентов в условиях высокой минерализации пластовой воды для повышения нефтеотдачи пластов. [8]

Для проведения экспериментов использовалась высокоминерализованная пластовая вода нефтяного месторождения Туха, которая содержала следующие катионы и анионы солей: (K^+Na^+), Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} и HCO_3^- . Общая степень минерализации пластовой воды составляла 35,45 г/л. В нагнетаемой пластовой воде содержалось большое количество ионов кальция и магния, чтобы удалить их избыточное количество в нагнетаемую пластовую воду добавляли определенное количество $NaOH$ и Na_2CO_3 , выпавший осадок $CaCO_3$ и $Mg(OH)_2$ удаляли фильтрованием и таким способом была получена частично деминерализованная вода. [8]

Определенное количество полимера полиакриламида добавляли в воду при перемешивании до полного растворения полимера и после этого определенное количество сшивающего агента. В данной работе соотношение содержания полимера к содержанию хрома $w(\text{П}/\text{Cr}^{3+}) = 180:1$. После этого эффективность полимерного раствора и его свойства были исследованы в экспериментах на фильтрационной установке после выдерживания в течение 50 минут при температуре резервуара 76 °С. [8]

Маточные растворы полимеров (5 г/л) были приготовлены с использованием нагнетательной воды и частично деминерализованной воды месторождения Туха, скорость перемешивания составляла 350 об/мин, время перемешивания 4 часа. Затем маточный раствор полимера разбавляли водой до концентрации 600, 1200, 1800 и 2400 мг/л. [8]

Таблица 5 – Результаты измерения вязкости (мПа·с)

Типы полимера и воды	Параметры	Концентрация раствора полимера (мг/л)			
		600	1200	1800	2400
П-1 Р-1	Нагнетаемая вода	18	29	57,5	118
	Деминерализованная вода	4,6	25,6	95	961
	Рост вязкости (%)	-74,4	-11,7	65,2	714,4
П-2 Р-2	Нагнетаемая вода	1,9	2,3	3,4	3,6
	Деминерализованная вода	3,5	6,7	12,3	25,9
	Рост вязкости (%)	84,2	191,3	261,8	619,4
П-3 Р-3	Нагнетаемая вода	1,1	2	2,6	4
	Деминерализованная вода	3,1	6,3	9,7	15,8
	Рост вязкости (%)	181,8	215	273,1	295
П-4 Р-4	Нагнетаемая вода	2,1	3,6	6,8	12,8
	Деминерализованная вода	3,3	10,7	32	547,9
	Рост вязкости (%)	57,1	197,2	370,6	4180,5

Из таблицы 5 видно, что степень минерализации воды оказывает большое влияние на вязкость растворов полимеров. В частично деминерализованной

пластовой воде ионы кальция и магния практически были удалены, поэтому полимер обладает хорошей растворимостью и способностью получения высоковязких растворов. Это, возможно, объяснить тем, что в нагнетаемой пластовой воде содержится большое количество ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , процесс и время обезвоживания электролита увеличивается, сольватная оболочка вокруг макромолекул полимера в растворе уменьшается, неструктурная вязкость раствора снижается, что приводит к более низкой вязкости системы. [8]

С увеличением концентрации полимера вязкость полимерных растворов, приготовленных из обоих типов воды, возрастает. Из результатов следует, что процент прироста вязкости солеустойчивого полимерного раствора, приготовленного из деминерализованной воды, высокий. Дальнейший анализ показал, что при концентрации 600 и 1200 мг/л вязкость раствора полимера П-1, приготовленного из нагнетаемой пластовой воды, выше вязкости раствора полимера П-1, приготовленного из деминерализованной воды, что может быть связано с низкой концентрацией полимера и общей степенью высокой минерализации деминерализованной воды. [8]

Растворы полимера и полимерного геля, приготовленные из деминерализованной воды, имеют высокую вязкость и лучшее сопротивление сдвигу, чем растворы, приготовленные из нагнетаемой пластовой воды. В связи с этим была выбрана деминерализованная вода для проведения последующих экспериментальных исследований. [8]

Проведены исследования деструктивного воздействия деминерализованной воды на применение полимерных растворов различных концентраций с использованием высокоскоростной мешалки со временем перемешивания 10 с. Результаты измерения вязкости растворов после деструктивного воздействия пластовой воды на полимерные растворы представлены в таблице 6. [8]

Таблица 6 – Результаты измерения вязкости после деструктивного воздействия пластовой воды (мПа·с)

Типы полимера и воды		Время срезывания (10 с)						Степень удерживания вязкости (%)		
		0			10			1200	1800	2400
		1200	1800	2400	1200	1800	2400			
П-1	Нагнетаемая вода	25,8	84,1	118	1,5	2,2	4,5	5,8	2,6	3,8
Р-1	Деминерализованная вода	25,6	95	961	6,8	21,5	388,9	26,6	22,6	40,5
П-2	Нагнетаемая вода	2,6	3,4	4,5	0,9	2,3	2,8	34,6	67,7	62,2
Р-2	Деминерализованная вода	6,7	12,3	25,9	3,2	4,3	8,8	47,8	35	34
П-3	Нагнетаемая вода	2	2,6	4	0,7	1,2	1,3	35	46,2	32,5
Р-3	Деминерализованная вода	6,3	9,7	15,8	2,5	3,9	6,6	39,7	40,2	41,8
П-4	Нагнетаемая вода	3,6	6,8	12,8	1,3	1,8	2,1	36,1	26,5	16,4
Р-4	Деминерализованная вода	10,7	32	547,9	4,1	6,1	12,6	38,3	19,1	2,3

Из таблицы 6 видно, что деструктивное воздействие деминерализованной воды на полимерные растворы вызывает значительное снижение вязкости раствора полимера. Раствор солеустойчивого полимера П-1, приготовленный из деминерализованной воды, не только значительно увеличивает прирост вязкости, но также улучшает сопротивление сдвигу раствора. Раствор солеустойчивого полимера П-2 имеет более высокую степень удерживания вязкости, а полимерный раствор П-3 имеет среднее сопротивление сдвигу и среднюю степень удерживания вязкости. Для полимера П-4, при концентрации полимера 2400 мг/л, вязкость полимерного раствора П-4, приготовленного из деминерализованной воды, очень высокая, но степень удерживания вязкости снизилась до 2,3%. Это связано с тем, что в растворе происходит межмолекулярное сшивание полимеров и катионов Cr^{3+} , которое значительно увеличивает вязкость раствора. Однако после деструктивного воздействия деминерализованной воды на полимерные растворы структура сшивания полимеров значительно разрушена и вязкость полимерного раствора сильно снижается. [8]

Характеристики фильтрации полимерных растворов и полимерных гелей обычно оценивают по коэффициенту сопротивления и коэффициенту

остаточного сопротивления, которые являются техническими индикаторами, описывающими количество удерживания химического вытесняющего агента в пористой среде, и обычно представляют символами F_R и F_{RR} . Определение коэффициентов F_R и F_{RR} проводили по следующим формулам. [8]

$$F_R = \frac{\partial P_2}{\partial P_1} \quad (5)$$

$$F_{RR} = \frac{\partial P_3}{\partial P_1} \quad (6)$$

где ∂P_1 – перепад давления в процессе заводнения;

∂P_2 – перепад давления в процессе полимерного заводнения; ∂P_3 – перепад давления в процессе последующего заводнения. Скорость нагнетания вышеуказанного процесса 0,3 мл/мин, а объем нагнетания жидкости в процессе полимерного заводнения и последующего заводнения 4PV...5PV (PV – поровый объем керна). [8]

Когда полимерный раствор и полимерный гель проходят через поры породы, соотношение между давлением нагнетания и объемом нагнетания PV, коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления отражают их уровни удерживания в пористой среде, которые представляют собой совместимость между растворами полимера и полимерного геля и порами породы. [8]

1.3 Физико-химические процессы с полимерами

При применении ПЗ полимеры с большой молекулярной массой подвержены различным деструкциям, т.е. разрушениям молекул полимера. Процесс деструкции приводит к ухудшению заводнения и уменьшению нефтеотдачи. Существует несколько типов деструкции полимера:

- Химическая деструкция – образование свободных радикалов;
- Механическая деструкция – происходит при воздействии на основную цепь полимера большого сдвигового напряжения;

- Термическая деструкция – воздействие температуры на полимер;
- Биологическое разложение полимера.

Химическая деструкция является следствием взаимодействия молекул полимера и кислорода. Полимер перед закачкой в пласт растворяют в «воде для растворения», а затем в «воде для разбавления». После раствор закачивают в пласт. Вода, с помощью которой получают необходимый раствор для заводнения, содержит в своем составе элементы, способные вступать в реакцию: растворенный кислород O_2 , сероводород H_2S , железо Fe^{2+} и пр. Благодаря взаимодействию окислителя и восстановителя образуются свободные радикалы. При контакте с полиакриламидом (ПАА) происходит разрушение полимера. В следствие того, что один свободный радикал способен разрушить большое количество молекул, данную реакцию считают цепной.

Чтобы уменьшить вероятность наступления химической деструкции необходимо либо подобрать молекулярную массу, либо использовать методы, позволяющие снизить чувствительность к данному типу деструкции. Например, можно использовать акцепторы свободных радикалов. Данный метод заключается в применении поглотителей кислорода (например, бисульфита аммония NH_4HSO_3), с помощью которых возможно снизить содержание в воде, используемой для закачки кислорода до 0-20 частей на миллиард (0-20 ppb). Еще одним способом борьбы с химической деструкцией является удаление кислорода. Важно, чтобы полученный раствор содержал небольшое количество кислорода и ограниченное количество поглотителей кислорода.

Таким образом, раствор, подлежащий закачке в пласт при ПЗ, должен быть бескислородным. Данный раствор необходимо защищать от взаимодействия и попадания кислорода. Решение данной проблемы заключается в азотной защите оборудования, которое используется при приготовлении раствора закачки. Однако попутный газ для защиты от химической деструкции использовать не рекомендуется.

Сдвиговое напряжение или сдвиг – фактор, который влияет на наличие механической деструкции полимера. Разделение полимера на отдельные части

происходит под действием сдвига. В результате данного процесса образуются свободные радикалы, которые так же, как и при химической деструкции, способны разрушать полимерные молекулы в ходе цепной реакции.

Основной сдвиг наблюдается в нагнетательной линии. Это объясняется тем, что в данном месте происходит затор или уменьшение внутреннего диаметра (наличие дросселей и клапанов). Также сдвиг можно наблюдать при прохождении жидкости по насосам или в призабойной зоне пласта. Сдвиг может происходить и при совместном действии нескольких факторов:

- Тип полимера – средняя молекулярная масса и полидисперсность;
- Исполнение скважины – перфорирование, глубина скважины.
- Проницаемость пласта;
- Наземное оборудование – клапаны, насосы, дроссели и оборудование для растворения.

Таким образом, механическая деструкция будет наблюдаться при высоких скоростях движения. В трубах и оборудовании скорость потока жидкости рекомендуется не более 5 м/с. При одинаковом значении сдвигового напряжения степень механической деструкции будет тем выше, чем выше молекулярная масса полимера.

Термическая деструкция наступает при воздействии высокой пластовой температуры на полимер. Реакции осаждения взаимодействующих между собой гидролизированным ПАА и двухвалентными ионами пластовой воды (кальций Ca^{2+} , магний Mg^{2+}) происходят при определенных температурах. Эти реакции ведут к потере вязкости раствора закачки. Это негативно сказывается на процессе ПЗ, так как не будет достигнуто необходимое отношение подвижности (должно быть меньше 1).

При температуре, не превышающей 80°C , сополимеры акриламида (АА) и акриловой кислоты остаются стабильными. Однако при температурах выше 80°C они теряют свою стабильность. Для сохранения стабильности при высоких температурах ($90-100^{\circ}\text{C}$) необходимо использовать стабилизаторы, например, сульфонируемые мономеры (АТBS). Их подбирают в зависимости от состава

раствора и количества стабилизатора.

Гидролиз полимера также может происходить и при низких температурах (50°C) при определенных значениях pH раствора. Данный процесс приведет к повышенной анионности полимера, в результате чего соли кальция и магния будут осаждать полимер. Такой процесс характерен для карбонатных коллекторов. Поэтому при высоких температурах следует выбирать полимер с низкой анионностью или с низкой кажущейся вязкостью. В результате будет наблюдаться повышение вязкости. Если будет правильно выбран полимер для ПЗ, то в ходе гидролиза не будет происходить осаждение полимера.

Итак, термическая деструкция наблюдается при высоких значениях пластовой температуры. Если раствор, в который добавляется полимер, содержит ионы двухвалентных металлов, то вязкость раствора уменьшится и произойдет осаждение полимера из раствора. Поэтому в раствор целесообразно добавлять стабилизатор, который повысит стойкость полимера не только к высокой температуре, но и не даст полимеру осаждаться в результате гидролиза. ПАА менее чувствителен к биологическому воздействию. Однако встречаются случаи, когда происходит биологическая деструкция под воздействием аэробных бактерий. При закачке их с водой происходит окисление нефти в результате чего образуются бактерии. Также в результате образования сероводорода H_2S сульфатвосстанавливающими бактериями получается низкое значение уровня pH. В результате возможна коррозия оборудования или окислительно-восстановительная реакция, в ходе которой будет наблюдаться разрушение полимера. Тем не менее данные процессы встречаются редко и на ограниченных участках, поэтому данный вид деструкции не особо влияет на вязкость полимера [9].

Стоит отметить, что важно подобрать тип полимера и его молекулярную массу таким образом, чтобы не допустить наступления деструкции. В результате деструкции снижается молекулярная масса и загущающая способность, которая является важной характеристикой полимера, как агента вытеснения.

Вязкость полимера – результат, полученный в ходе взаимодействия

гидродинамического объема растворителя с молекулами полимера. Ухудшение ПЗ произойдет при разрушении молекул полимера, которое проводят с целью уменьшения частиц и которое повлечет за собой снижение вязкости полимера. Чтобы не произошла деструкция полимера:

Растворимость является важным параметром при выборе реагентов для технологии полимерного заводнения, особенно для условий неглубоко залегающих пластов.

Результаты исследований, представленные в таблице 7, показали, что 11 из 15 образцов полимеров акриламида удовлетворительно растворяются в высокоминерализованной модельной воде месторождения ХХХ. Плохой растворимостью в данной воде характеризуются образцы полимеров марок П-5, П-8, П-14, П-15. Полученные результаты подтверждают литературные данные (глава 1.2) о плохой совместимости с высокоминерализованными водами полимеров акриламида, обладающих высокой анионностью заряда макромолекул. Вышеперечисленные образцы полимеров с плохой растворимостью исключаются из дальнейших исследований.

Таблица 7 – Фракционный состав и растворимость полимеров. Растворитель - модельная вода, 116 г/л

№	Показатели	Норма	Марка полимера															
			П-1	П-2	П-3	П-4	П-5	П-6	П-7	П-8	П-9	П-10	П-11	П-12	П-13	П-14	П-15	П-16
1	Дисперсность порошка, % масс.: - фракции с размером частиц менее 0,25 мм - фракции с размером частиц более 1,0 мм	<10	2,5	3,3	2,1	3,8	4,0	3,0	2,5	3,7	4,1	3,6	3,5	4,3	4,0	4,3	3,9	тонкодисперсный порошок
		<10	3,6	2,5	2,8	3,1	3,6	2,9	3,0	4,2	4,0	3,1	4,3	3,0	3,0	2,5	4,0	
2	Время растворения, мин	<240	240	240	150	180	300	210	210	300	240	240	240	240	240	300	300	30
3	Нерастворимый остаток, %	<0,3	0,22	0,20	0,11	0,13	1,84	0,15	0,12	2,0	0,22	0,28	0,30	0,25	0,31	3,3	2,9	-

1.4 Адаптация технологии полимерного заводнения

Для проведения экспериментов были представлены образцы кернового материала в виде трех колонок, отобранных с разных интервалов.



Рисунок 1 – Схема обвязки оборудование для реализации ПЗ

Эксперименты проводили на модели элемента пласта, представляющей собой дезагрегированную проэкстрагированную породу песчаников темно-серых, коричневато-серых, нефтенасыщенных полевошпато-кварцевых слабоцементированных на глинистом поровом цементе, среднепористых, рыхлых, упакованных (набитых) в трубки из нержавеющей стали (кернодержатели), имеющие промежуточную точку отбора давления.

Основными фильтрационными характеристиками растворов полимеров для полимерного заводнения, являются: фильтруемость, фактор сопротивления, остаточный фактор сопротивления

Фильтруемость раствора полимера (способность проникать в пористую среду) оценивается путем сравнения факторов сопротивления на входном участке модели и на основной длине. При хорошей фильтруемости раствора полимера их значения близки. Более высокий фактор сопротивления на входном участке свидетельствует о его закупорке и, следовательно, о плохой фильтруемости раствора полимера после него.

Методика определения фактора и остаточного фактора сопротивления раствора полимера заключается в определении и сравнении подвижностей закачиваемой воды и раствора полимера (фактор сопротивления) и в сравнении подвижностей закачиваемой воды до и после закачки раствора полимера (остаточный фактор сопротивления).

Искомые подвижности (J) вычисляются из уравнения Дарси (формула

(7):

$$\lambda = \frac{K}{\mu} = \frac{Q \cdot L}{F \cdot \Delta P}, \quad (7)$$

где Q – расход жидкости, см³/с;

L – длина участка керна, см;

F – площадь сечения керна, см²;

ΔP – перепад давления на участке керна, атм;

K – проницаемость, мкм²;

μ – вязкость динамическая, мПас.

Фактор сопротивления (R) определяется по формуле (8):

$$R = \frac{\lambda_B}{\lambda_P}, \quad (8)$$

где λ_B – подвижность воды до закачки полимера;

λ_P – подвижность раствора полимера.

Остаточный фактор сопротивления ($R_{\text{ост}}$) определяется по формуле (9):

$$R_{\text{ост}} = \frac{\lambda_B}{\lambda'_B}, \quad (9)$$

где λ'_B – подвижность воды после закачки полимера.

Фактор и остаточный фактор сопротивления рассчитывались по основному участку модели элемента пласта.

Целью данных лабораторных испытаний являлась оценка реологических и нефтевытесняющих характеристик раствора полимера Superpusher K129 в соответствии с РД 39-114-91 и РД 39-0148311-206-85. В экспериментах оценены факторы и остаточные факторы сопротивлений в зависимости скорости течения раствора полимера и воды – растворителя полимера, применяемой для заводнения, а также получены реологические зависимости от проницаемости.

Реология раствора полимера марки Superpusher K129

Эксперименты по оценке зависимости фактора и остаточного фактора сопротивления от линейной скорости фильтрации раствора полимера

Superpusher K129 проводили на модели элемента пласта дезагрегированного керна месторождения ХХХ. Характеристики модели представлены в таблице 10.

Таблица 8 – Характеристики модели элемента пласта месторождения ХХХ

Пористость, д. ед	Проницаемость, мкм ²	Коэф-т ост. водонасыщенности, %	Диаметр модели керна, см	Длины участков, см		Объем пор, см ³
				Входной	Основной	
0,31	0,763	20,03	3,07	9,6	20,3	45,79

Температура в всех экспериментах составляла 40 °С.

Через подготовленный керн последовательно прокачивались растворы полимера с концентрациями в диапазоне 0,8 г/л, 1,0 г/л, 1,5 г/л. Закачку растворов проводили, начиная с наименьшей концентрации. Замеры перепадов давления осуществляли на 6 скоростях. Фильтрацию раствора осуществляли до установления стационарного режима фильтрации на каждой из скоростей. Далее рассчитывали подвижность раствора из уравнения Дарси по замеренным значениям расхода и перепада давления. По данным подвижности воды и раствора полимера вычисляли фактор сопротивления R.

Вслед за раствором полимера на тех же скоростях через керн прокачивали воду, на которой приготовлен полимер. На каждой скорости определяли подвижность воды, которую сравнивали с подвижностью воды до закачки раствора полимера и вычисляли остаточный фактор сопротивления R_{ост.}

Аналогичный цикл работ проводили на этом же керне для растворов других концентраций.

Результаты экспериментов представлены в таблице 11.

На основании полученных данных построены графики зависимости фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации и подобраны аналитические зависимости. Графики зависимости фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации представлены в рисунках 2-4

Таблица 9 – Результаты экспериментов по зависимости факторов сопротивлений от линейной скорости фильтрации растворов полимера Superpusher K129

№ эксп.	Концентрация ПАА, г/л	Линейная скорость фильтрации, м/сут	Фактор сопротивления, д.ед	Остаточный фактор сопротивления, д.ед
1	0,8	0,9	44,02	21,04
		2,0	39,12	17,10
		3,1	30,05	15,25
		5,0	18,41	8,09
		7,5	11,1	4,34
		10,0	6,23	2,01
2	1,0	0,9	65,08	41,3
		2,0	52,2	32,38
		3,1	37,5	23,1
		5,0	24,23	11,99
		7,5	15,06	8,4
		10,0	10,64	6,32
3	1,5	0,9	75,2	51,5
		2,0	69,03	39,21
		3,1	54,9	30,14
		5,0	38,12	17,4
		7,5	33,36	13,22
		10,0	27,04	11,1

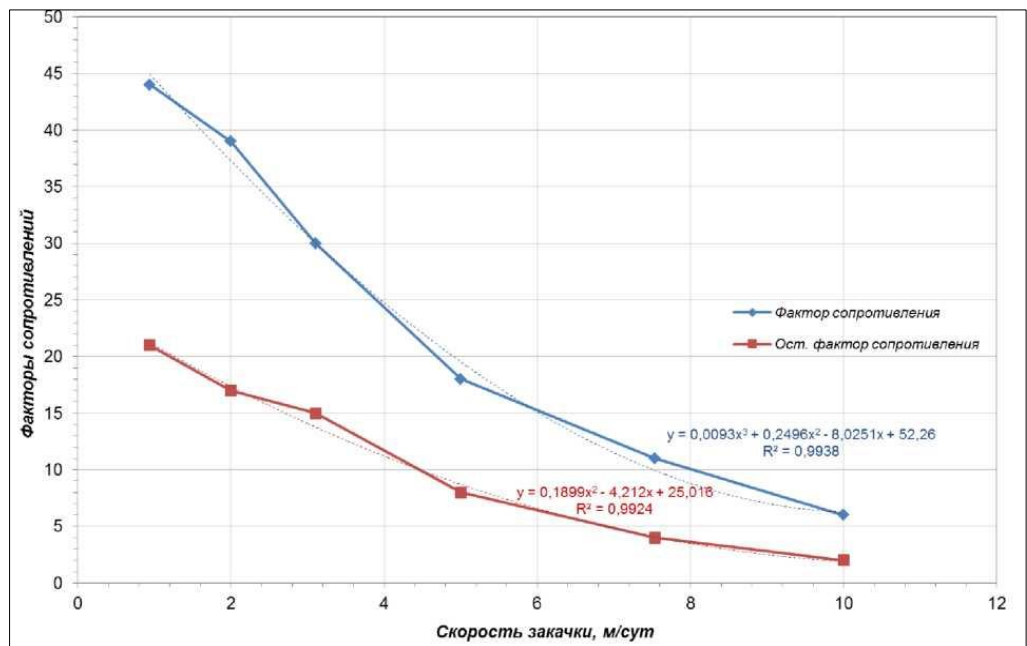


Рисунок 2 – Зависимость фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации, $S_p=0,8$ г/л; $K=0,763$ мкм²

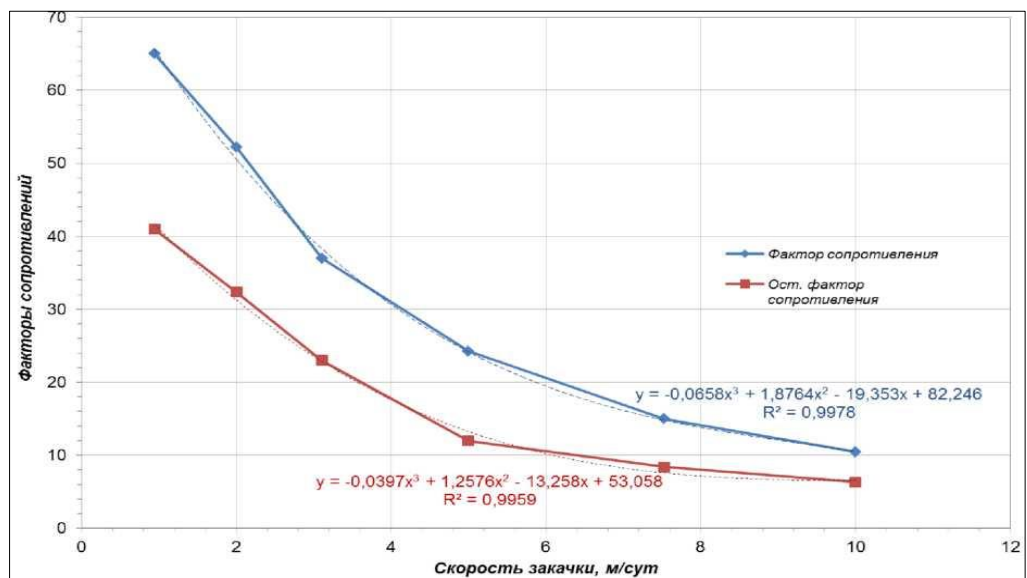


Рисунок 3 – Зависимость фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации, $S_p=1,0$ г/л; $K=0,763$ мкм²

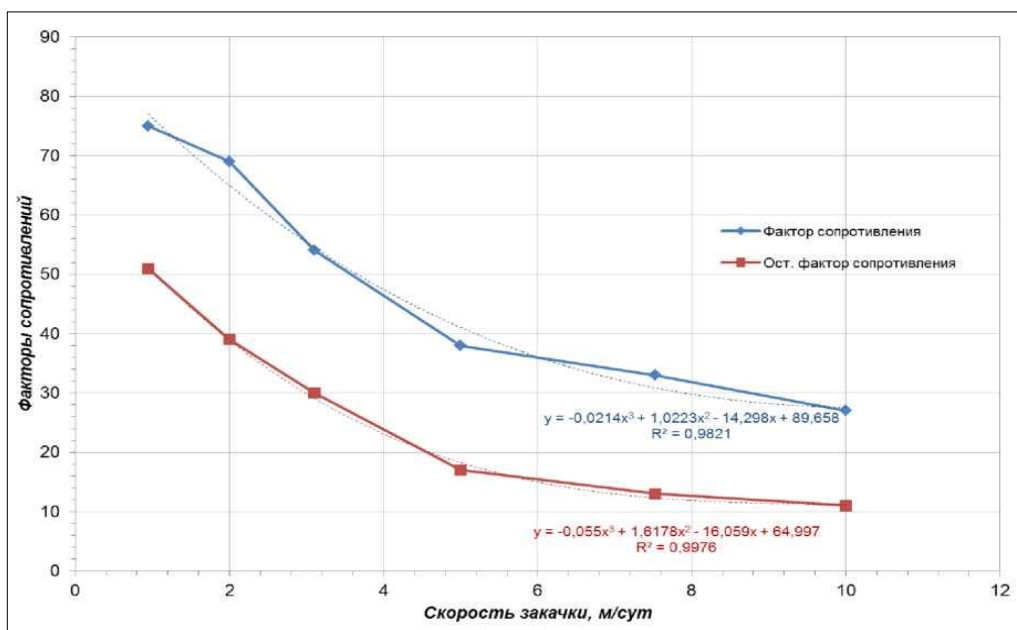


Рисунок 4 – Зависимость фактора и остаточного фактора сопротивления от скорости фильтрации, $C_p=1,5$ г/л; $K=0,763$ мкм²

2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПРИМЕНЕНИЮ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для того чтобы эффективно провести технологию полимерного заводнения необходимо начинать её именно с выбора и анализа пластов – кандидатов. Изучив пласт, зная его геолого-физические характеристики и условия применения конкретной технологии полимерного заводнения начинается производство полимеров и растворов. Также важной составляющей является полевые испытания для того, чтобы смоделировать эффективный процесс заводнения.

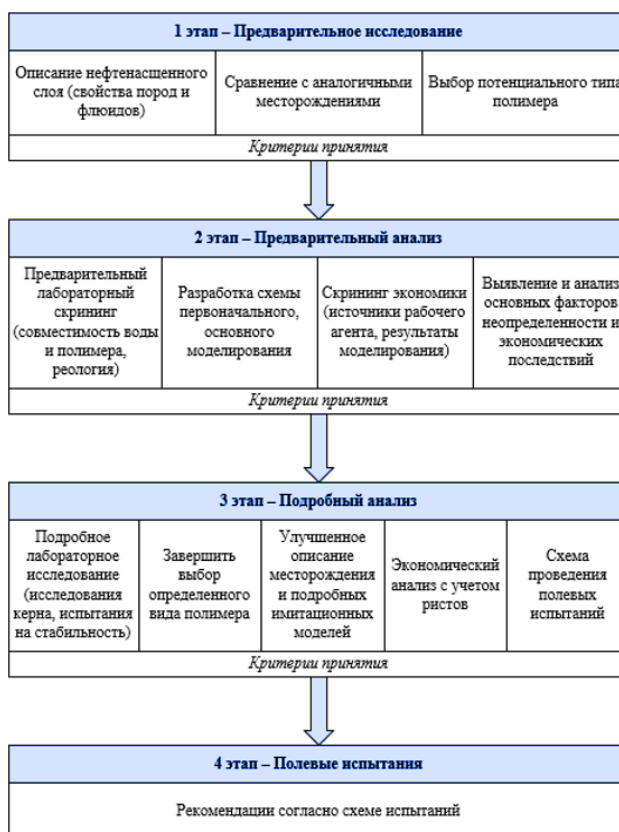


Рисунок 5 – Программа исследования технологии полимерного заводнения

На 1 этапе осуществляют сбор информации о пласте-кандидате, изучение его геолого-физических характеристик. Необходимо получить анализ именно о нефтенасыщенной части пласта, для подбора эффективной технологии заводнения. Далее, основываясь на полученные данные проводят подготовку конкретного полимера.

На 2 этапе проводят предварительный анализ. В химических лабораториях изучают совместимости вод и закачиваемых полимеров, разработку схемы первоначального и основного моделирования, а также расчёт экономической эффективности.

На 3 этапе осуществляется подробный анализ. Проводят исследования на кернах, а также испытания на термостабильность. На этой стадии необходимо конкретно определиться с выбором полимера. Также проводят экономических анализ с учетом рисков и составляют схему проведения полевых испытаний.

На 4 этапе проводят полевые испытания выбранного полимера. Изучают поведение полимера именно в пластовых условиях. Необходимо оценить эффективность пилотного проекта, а также анализ полученных данных [10].

2.1 Выбор и обоснование участков применения полимерного заводнения

Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция может быть:

- химической, при которой разрушение происходит в результате взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами;
- термической - происходит при температурах выше 100 °С.
- механической (сдвиговой), обусловленной разрывом макромолекулярных ассоциаций под действием повышенных напряжений (при высоких скоростях движения) при течении растворов в нефтепромысловом оборудовании, призабойной зоне пласта.

- микробиологической, происходящей под действием аэробных бактерий, которые могут развиваться в пласте при закачке их с водой.

Микробиологическая и механическая деструкции ПАА уменьшают молекулярную массу полимера и, как следствие, его загущающую способность.

Поэтому для обеспечения эффективности предлагаемой технологии полимерного заводнения и получения наилучших технико-экономических показателей разработки необходимо определить диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, то есть выделить критерии применимости данного метода. Эти критерии определяются на основе анализа технологических показателей, обобщения опыта применения полимерного воздействия в различных геолого-физических условиях, а также использования широких теоретических и лабораторных исследований.

Выделяются три категории критериев:

- геолого-физические (свойства пластовых жидкостей, толщины нефтенасыщенного пласта), параметры и особенности нефтесодержащего коллектора (насыщенность порового пространства, условия залегания), а также техническое состояние скважины;
- технологические (концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания и т. д.);
- материально-технические (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства и др.).

При выборе объектов для применения полимерного заводнения основополагающими являются критерии первой категории.

Область применения полимерного заводнения ограничивается обводненностью заводняемого пласта не выше 95 %. Это связано с тем, что в этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при обработке полимером практически не изменяется.

На вязкоупругие и реологические свойства растворов полиакриламида при фильтрации в пористой среде существенное влияние оказывает

проницаемость пород. При снижении проницаемости пород линейно увеличиваются показатели реологических свойств фильтрующихся растворов, в особенности остаточный фактор сопротивления, который является основным при оценке действия полимеров и связан с сорбцией полимера породами пласта. При коэффициенте проницаемости пласта менее $0,1 \text{ мкм}^2$ процесс полимерного заводнения трудно реализуем, так как размеры молекул раствора больше размеров пор и происходит либо его коагуляция в призабойной зоне, либо механическое разрушение молекул полимера. В коллекторах с проницаемостью более $2,0 \text{ мкм}^2$ эффективность полимерного заводнения снижается из-за уменьшения величины адсорбции полимера пористой средой или из-за недостаточно высоких его концентраций в растворе [11]. Опыт применения полимерного заводнения на месторождении ХХХ также показал низкую эффективность технологии при проницаемости свыше 2 мкм^2 [12].

Применение полимеров для глубокозалегающих пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами (менее $0,1 \text{ мкм}^2$) и имеющих высокую температуру (более $90 \text{ }^\circ\text{C}$) является неэффективным. Значительного эффекта нельзя ожидать также от закачки в сравнительно однородные пласты, содержащие маловязкие нефти (менее $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) [13].

В условиях повышенной солености пластовых вод и содержания солей кальция и магния водные растворы полимеров становятся неустойчивыми, снижается вязкость раствора, т.к. под действием ионов пластовой воды и приложенного напряжения структура растворов полностью разрушается. С увеличением концентрации полиакриламида в растворе требуется большее количество соли для разрушения структуры. Так, при концентрации полиакриламида $0,1 \text{ \%}$ масс. вязкость раствора становится независимой от концентрации соли до 3 \% . Влияние минерализации пластовой воды (непосредственно в пласте) на стабильность раствора полимера неоднозначно. Увеличение минерализации пластовой воды снижает вязкость раствора, а фазовая проницаемость для раствора увеличивается, что способствует повышению нефтеотдачи. Результирующий эффект может быть различным в

зависимости от свойств пластовой воды, пористой среды, типа полимера, свойств растворителя и концентрации раствора.

Адсорбция породами пласта из минерализованных растворов в несколько раз выше, чем из опресненных вод. Уменьшение степени адсорбции полимера снижает фактор сопротивления для воды и охват пласта заводнением. При высокой адсорбции фронт полимера значительно отстает от фронта вытеснения нефти водой. Поэтому необходимо определение оптимального диапазона адсорбции, который обеспечит эффективное вытеснение нефти на основе подбора реагентов и концентрации по лабораторным исследованиям [14].

Анализ показателя обводненности проводимых мероприятий выявил положительную тенденцию эффективности в пределах 86-95 %. В результате были сформированы критерии применимости технологии закачки полимерных композиций в условиях месторождения ХХХ, которые сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Критерии эффективного применения полимерного воздействия

Категория скважин	Наименование параметры	Оптимальное значение параметра
Нагнетательные скважины	Среднесуточная приемистость, м ³ /сут	свыше 100
	Приемистость, мкм ²	0,1-1,5
	Эффективная толщина пласта, м	не менее 2
	Глинистость, д. ед.	менее 0.3
	Количество реагирующих добывающих	5 и более
	Герметичность э/колонны	герметична
	Заколонные перетоки	отсутствуют
	Выработанность запасов нефти по участку, %	не более 85 %
	Средняя обводненность по участку, %	80,0-95,0
	Объект разработки	не более 1
Добывающие реагирующие скважины	Среднесуточный дебит нефти, т/сут	не менее 2.5
	Среднесуточный дебит жидкости, м ³ /сут	более 40
	Накопленный ВНФ, д. ед.	2,0-4,0
	Группа неоднородности	2, 3
	Текущая нефтенасыщенность, д. ед.	более 0,45
	Минерализация пластовой воды, г/л	120-140
	Техногенное изменение ФЭС (физические)	отсутствие ГРП
Наличие газовой шапки		отсутствие

Проведение многовариантного анализа по различным сценариям, использование критериев применимости технологий повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) с исключением участков с неблагоприятными факторами позволил

сократить количество рассматриваемых участков-кандидатов до двух с оптимальными параметрами.

Выбор скважин для полимерного заводнения по месторождению ХХХ проводился с использованием геолого-гидродинамической модели, а также вышеприведенных критериев применимости.

Выбор объектов базировался на детальном анализе геологического строения пласта, фильтрационно-емкостных характеристик, степени проницаемостной неоднородности, а также рабочих характеристик скважин. Приоритет при выборе реагирующих скважин отдавался скважинам в зоне влияния закачки. Немаловажным фактором явилось техническое состояние скважин.

Краткая характеристика участка пласта Ю₁¹

Геологических характеристики по разрабатываемому объекту представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристика средних значений толщин и неоднородности продуктивного пласта Ю₁¹

Показатели	Пласт
	ЮС ₁ ¹
Толщина, м	11,0
Эффективная толщина, м	6,9
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,0
Эффективная водонасыщенная толщина, м	2,8
Коэффициент песчаности, доли. Ед	0,62
Коэффициент песчаности в нефтенасыщенной части, доли ед.	0,62
Коэффициент песчаности в водонасыщенной части, доли ед.	0,63
Расчлененность, ед.	3,6
Расчлененность в нефтенасыщенной части, ед.	3,2
Расчлененность в водонасыщенной части, ед.	1,7

Пласт ЮС₁¹ характеризуется сложным строением по разрезу и по площади. Верхняя часть пласта сложена коллекторами с лучшими коллекторскими свойствами, нижняя – представлена частым чередованием глинистых слабопроницаемых песчаников и коллекторов с прослоями аргиллитов и карбонатов.

Общая толщина пласта изменяется от 7,4 м до 16,4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,4 м до 12,9 м.

Как следует из представленных данных, подтверждаемых региональной гидрохимической зональностью, пластовые воды месторождения ХХХ характеризуются минерализацией от 16,3 до 23,5 г/л, бессольфатностью, содержанием водорастворенного органического вещества и газов углеводородного состава. Основные солеобразующие компоненты представлены ионами хлора, натрия, кальция, гидрокарбоната. Свойства и состав пластовых вод месторождения ХХХ представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Свойства и состав пластовых вод месторождения ХХХ

Параметры	Юрский комплекс ЮС ₁ ¹	
	Диапазон значений	Средние значения
Пластовое давление, МПа	24-29	28-29
Пластовая температура, °С	83-90	87
Газосодержащие, м ³ / м ³	0,8-2,8	1,0
Плотность воды, кг/ м ³		
– В стандартных условиях	1010-1013	1012
– В условиях пласта	988-991	989
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	0,34-0,36	0,36
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻³	4,7-4,8	4,7
Объемный коэффициент, доли ед.	1,020-1,025	1,024
Химический состав вод, (мг/л)		
Na ⁺ +K ⁺	5881-8763	7900
Ca ⁺²	80-90	90,2
Mg ⁺²	12-190	85
Cl ⁻¹	7976-12585	11166,7
HCO ₃ ⁻¹	2330-3691	2440
CO ₃ ⁻²	Отс.	Отс.
SO ₄ ⁻²	0,04-36,0	10,5
Общая минерализация, г/л	16,31-23,5	21,7
Водородный показатель	5,8-7,9	7,1
Жесткость общая, (мг-экв/л)	5,0-20,1	11,5
Химический тип воды (по В.А. Сулину) преимущественный	Гидрокарбонатно-натриевый	

Итоговая геолого-физическая характеристика продуктивного пласта ЮС₁¹ месторождения ХХХ представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта ЮС₁¹ месторождения ХХХ

Параметры	Пласты
	ЮС ₁ ¹
Средняя глубина залегания кровли, м	2838
Тип залежи	ПСТЭ
Тип коллектора	поровый
Средняя общая толщина, м	11,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,18
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,44
Проницаемость, мкм ²	0,023
Расчлененность, ед.	3
Начальная пластовая температура, °С	85
Начальное пластовое давление, МПа	28,0

2.2 Стадии подготовки технологии полимерного заводнения

Можно выделить несколько стадий подготовки технологии полимерного заводнения. В первую очередь производят подбор объекта для ПЗ, который должен соответствовать необходимым параметра ГФУ: пластовая температура, проницаемость (приемистость) пласта и минерализация пластовой воды. Подбор конкретного полимера с хорошей загущающей способностью, устойчивостью к сдвигу, а также термической, химической и биологической устойчивостью. Расчёт объема и концентрации полимера. Подобрать технологическое оборудования для смешивания порошка и воды, и закачки полимера в пласт. Все вышеперечисленное можно представить некоторыми шагами для эффективного применения ПЗ:

- Изучение ГФУ пласта;
- Анализ и подбор конкретного полимера;
- Моделирование процесса с целью эффективности технологии;
- Отслеживание параметров заводнения, а именно фронта вытеснения и качества закачиваемого полимера и воды.

Как и все геолого-технические мероприятия (ГТМ) ПЗ имеет свои недостатки. При закачке в пласт вязкой консистенции жидкости приемистость

нагнетательной скважины снижается. Контролировать это достаточно сложно, так как при увеличении давления нагнетания возможно деструкция самого полимера. Из-за различных природных факторов (например минерализация, давление, температура) полимер может разрушаться, что приводит к снижению загущающей способности полимера.

Таким образом можно выделить три категории при выборе объекта для проведения ПЗ;

- Геолого-физические свойства пласта и пластовой жидкости;
- Технологические – подбор полимера, концентрация и объем оторочки;
- Материально-технические – технологическая обеспеченность месторождения;

Полимерное заводнение один из наиболее распространённых третичных методов повышения нефтеотдачи пластов. Применение технологии полимерного заводнения может быть реализована как на одной, так и на нескольких скважинах участка. При проектировании полимерного заводнения важными аспектами являются: геологическое обоснование участка проведения работ, выбор химии и технико-технологические вопросы реализации проекта.

При проработке технико-технологических вопросов важными критериями являются:

1. Инфраструктура системы ППД (распределение БКНС, линий нагнетания, ВРП);
2. Параметры работы системы ППД (давление на участках системы ППД, температура закачиваемой воды, расход воды);
3. Химический состав воды, содержание механических примесей и остатков нефтепродуктов;
4. Расположение источников энергоснабжения;
5. Характеристики оборудования для полимерного заводнения;
6. Схема подключения установки полимерного заводнения к системе ППД.

2.3 Технологические подходы к применению схем полимерного заводнения

Для наибольшей эффективности от применения ПЗ необходимо тщательно изучить ГФУ и исходя из этих условий подобрать оптимальный состав реагента. У полимеров, как и многих других реагентов, есть свои свойства. Эти свойства определяют промышленные характеристики применения полимеров:

1. Вязкость – анионные ПАА обладают загущающей способностью, которая связана с взаимодействием макромолекул с высокой молекулярной массой. Данный параметр зависит от концентрации и молекулярной массы полимера в растворе.

2. Реологические свойства – растворы на основе ПАА характеризуются неньютоновским поведением, т.е. от приложенного сдвигового напряжения зависит вязкость раствора. У раствора наблюдается псевдопластическое поведение, при котором вязкость уменьшается при увеличении сдвигового напряжения.

3. Растворимость – проблемы с растворимостью и фильтрующей способностью будут наблюдаться при применении полимеров с высокой (более 1 млн г/моль) или сверхвысокой (около 18 млн г/моль) молекулярной массой.

Таким образом, выделяют следующие требования при выборе полимера:

- Высокая вязкость;
- Хорошая растворимость;
- Пониженная степень удерживания полимера в пласте;
- Устойчивость к механической деструкции, т.е. сдвиговая стойкость;
- Устойчивость к химической деструкции, т.е. использование защитных систем для минимизации количества примесей в воде;
- Устойчивость к термической деструкции, т.е. добавление к раствору стабилизаторов;

- Устойчивость к биологической деструкции, использование биоцидов (вещества, способные бороться с вредными организмами);
- Хорошая фильтруемость, т.е. хороший перенос полимера в проницаемой среде.

Полимеры, попадая в пласт уменьшают проницаемость пласта, поэтому оптимальной концентрацией полимера считается 0,1-0,15% масс. Использование большей концентрации нерентабельно, так как будет наблюдаться значительное уменьшение проницаемости.

В настоящее время из-за большого разнообразия реагентов в нефтехимии выделяют следующие типы полимеров: геле-дисперсные системы, структурированные системы, осадкогелеобразующие составы, гелеобразующие композиции, дисперсно-структурированные композиции, полимеры с тонкодисперсным наполнителем, дисперсные гелеобразующие составы, полимерный гелеобразующий состав, полимеры дисперсно-наполненной системы.

2.3.1 Геле-дисперсные системы

Технология ГДС направлена на регулирование фильтрационных потоков в межскважинной зоне пласта. Приготовленная в устьевых условиях суспензия прокачивается по низкофильтрационным каналам. В пластовых условиях химическая композиция приобретает устойчивый характер в НФС. Эффективность воздействия обуславливается низкой начальной вязкостью рабочего раствора и регламентируется составом компонентов реагента. В результате применения технологии наблюдается перераспределение фильтрационных потоков в пласте в зонах ранее незадействованных дренированием. Обеспечивает приток к реагирующим скважинам участка добычи дополнительной нефти и сокращение попутно добываемой воды.

Технология ГДС совмещается с другими технологиями физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и технологиями интенсификации процесса вытеснения – повышения давления нагнетания, применения

химических реагентов доотмывающего и растворяющего действия (кислоты, щелочи, растворы поверхностно-активных веществ и их сочетания)

Таблица 14 – Геолого-физические критерии применения технологии геле-дисперсных систем

Наименование критерия	Характеристика, величина
Тип коллектора	не регламентируется
Вид коллектора	поровый; порово-трещиноватый
Стадия разработки	технология рекомендуется к применению на участках с прогрессирующим обводнением добываемой продукции (случаи прорыва закачиваемых вод по каналам НФС)
Система заводнения	площадная, рядная, очагово-избирательная
Средняя обводненность добываемой продукции по участку	более 50%
Пористость	не менее 15%
Проницаемость	не менее 10 мД матрицы коллектора; наличие каналов и пропластков с НФС
Расчлененность	более двух; в краевых зонах выклинивания возможна расчлененность равная одному при условии увеличения мощности и расчлененности по направлению к забоям добывающих скважин
Температура пласта	не регламентируется
Глубина залегания пласта	не регламентируется
Приемистость скважины при рабочем давлении нагнетания	не менее 100 м ³ /сут
Дебит по жидкости скважин участка	не менее 20 м ³ /сут
Нефтенасыщенная толщина	более 1 м (малая мощность возможна в краевых зонах выклинивания при условии увеличения мощности и расчлененности по направлению к забоям добывающих скважин)
Вязкость пластовой нефти	не регламентируется

В таблице 15 представлены условия выбора вида технологии ГДС, применяемых на месторождении ХХХ.

Таблица 15 – Виды технологий геле-дисперсной системы на основе комплексного реагента

Вид технологии	Характеристика участка коллектора	Приемистость, м ³ /сут	Марка используемого реагента	Массовая доля, %
ГДС-1М-5	Низкопроницаемые	100-250	РК-1М	5
ГДС-1-5	Среднепроницаемые	200-450	РК-1	5
ГДС-4-4	Высокопроницаемые	Более 400	РК-4	4
*Приемистость при давлении нагнетания 100 атм.				

Объем химической композиции по технологии ГДС определяется индивидуально по каждой скважине с учетом состояния разработки, геолого-физических характеристик обрабатываемого участка, характеристик каналов или пропластков НФС. Технология реализуема при температуре окружающей среды от -35 °С до 40 °С.

Объем закачки по технологии ГДС, в зависимости от характеристик объекта воздействия, составляет 50-300% от текущей приемистости обрабатываемой скважины. Необходимый объем рабочего раствора округляется до целого числа под целое количество мягких контейнеров разового использования с реагентом.

- Массовая доля реагента в композиции ГДС-1М-5 составляет 5%. В 1м³ оторочки рабочего раствора содержится 50 кг реагента марки РК-1М.
- Массовая доля реагента в композиции ГДС-1-5 составляет 5%. В 1м³ оторочки рабочего раствора содержится 50 кг реагента марки РК-1.
- Массовая доля реагента в композиции ГДС-4-4 составляет 4%. В 1м³ оторочки рабочего раствора содержится 40 кг реагента марки РК-1М.

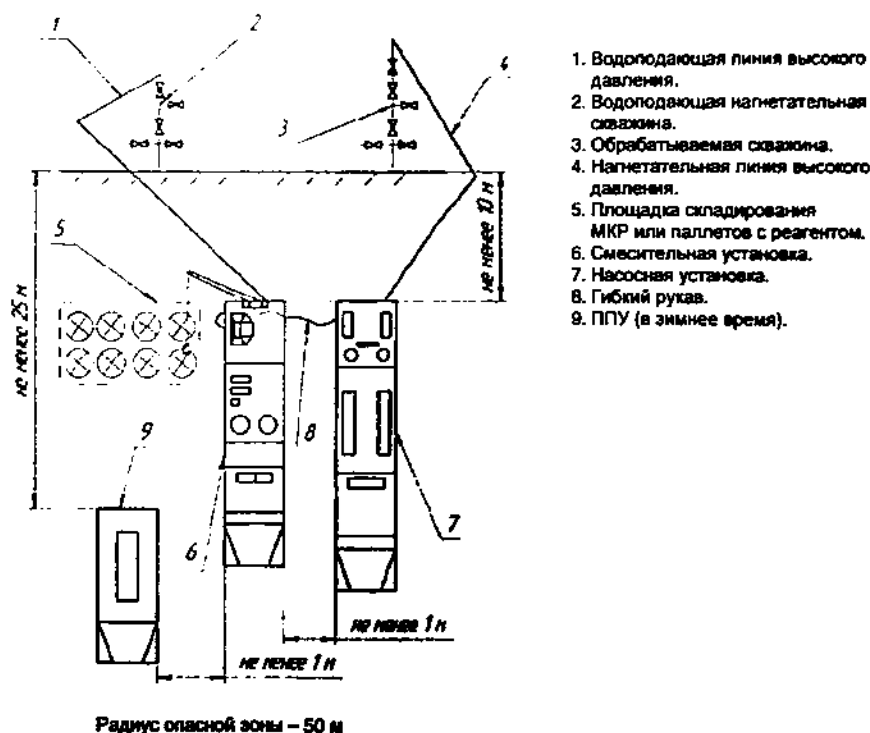


Рисунок 6 – Схема обвязки оборудования для реализации технологии ГДС

2.3.2 Структурированные системы

Сущность технологии заключается в закачке в продуктивный пласт через нагнетательные скважины, суспензии глинопорошка в растворе полимера, с продвижением по пласту за счёт последующего нагнетания воды.

Закачка в пласт глинистой суспензии в растворе натрий-карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) – технология СС-1, или глинистой суспензии в растворе КМЦ с добавкой неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) – технология СС-2, обеспечивает выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины и перераспределение фильтрационных потоков, в результате чего закачиваемая вода направляется в зоны ранее слабо охваченные заводнением.

Использование технологии основано на способности растворов КМЦ при взаимодействии с глинопорошком образовывать устойчивые флокуляционно-коагуляционные структуры, способные в зависимости от концентрации КМЦ и глинопорошка выдерживать значительные сдвиговые напряжения.

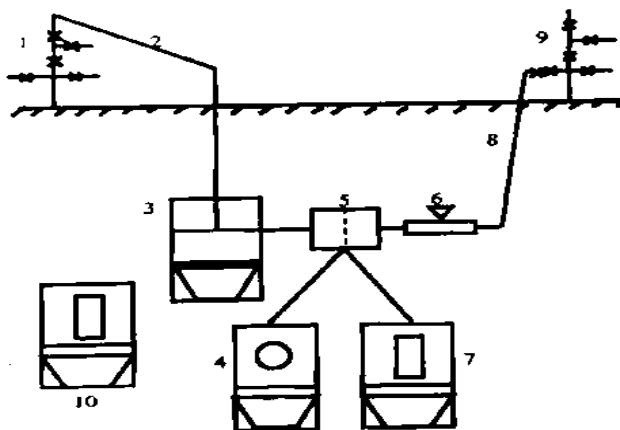
Таблица 16 – Геолого-физические критерии применения технологии структурированных систем

Наименование критерия	Характеристика, величина
Область применения	Слоисто-неоднородные по проницаемости и начальной нефтенасыщенности пласты, представленные относительно высокопроницаемыми коллекторами
Проницаемость	$>0,075 \text{ мкм}^2$
Начальный коэффициент нефтенасыщенности	$>0,5$
Текущий коэффициент нефтенасыщенности	$>0,3$
Температура пласта	$<95^\circ\text{C}$
Мощность нефтенасыщенного интервала	Не менее 4 м
Вязкость пластовой нефти	$< 10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$
Обводненность продукции, используя технологию СС-1	Не менее 60%
Обводненность продукции, используя технологию СС-1	Не менее 70%
Обводненность продукции, используя поочередную закачку	Не менее 80%

Количество химреагентов, необходимое для приготовления рабочих растворов, определяется индивидуально для каждой нагнетательной скважины с учетом текущего состояния разработки и геолого-физических характеристик участка:

- Массовая доля КМЦ марок 500÷700 в композициях СС-1 или СС-2 составляет 1%, марок 1000÷1200 – 0.7%.
- Массовая доля НПАВ в композиции СС-2 составляет 1%.
- Массовая доля глинопорошка в композициях СС-1 или СС-2 составляет 1%.
- В 1 м³ рабочего раствора композиций СС-1 содержится 10 кг глинопорошка и 10 кг КМЦ – 700 или 7 кг – 1000,1200.
- В 1 м³ рабочего раствора композиции СС-2 содержится 10 кг глинопорошка, 10 кг КМЦ – 700 (7 кг КМЦ – 1000,1200) и 27,5 кг (25 л) товарной формы неонала.

Объем композиции СС-1 или СС-2 составляет 20-200% от текущей приемистости обрабатываемой нагнетательной скважины.



- 1 – обрабатываемая нагнетательная скважина
- 2 – линия высокого давления
- 3 – ЦА АНЦ-320У, УНБ-125х32
- 4 – автоцистерна с НПАВ (технология СС-2)
- 5 – чанок
- 6 – эжектор
- 7 – установка смесительная УС 50-14У, УС-6-30
- 8 – водоподающая линия
- 9 – нагнетательная скважина
- 10 – ППУА-1600/100, ПКУ-1,6/4

Рисунок 7 – Схема обвязки оборудования для реализации технологии СС-1 и СС-2

2.3.3 Осадкогелеобразующие составы

Сущность технологии заключается в последовательной закачке в нефтяной пласт через нагнетательные или добывающие скважины одной или нескольких оторочек раствора сульфата натрия, либо состава на его основе, буферной оторочки воды и вспомогательного реагента – хлорида кальция или реагента его образующего в пластовых условиях.

Для усиления эффекта осадкообразования в пласт дополнительно может закачиваться оторочка раствора силиката натрия (жидкого стекла) или глинопорошка. При использовании растворов, содержащих сульфат натрия и силикат натрия, в пластовых условиях образуется кристаллический осадок сульфата кальция и аморфный осадок геля кремниевой кислоты. При этом осадок сульфата кальция способствует формированию более устойчивого геля кремниевой кислоты и препятствует его преждевременному размыванию нагнетаемой водой. Кроме того, такая композиция, благодаря наличию в составе щелочных компонентов, снижает межфазное натяжение на границе нефть – вода и способствует увеличению коэффициента нефтевытеснения.

Технология реализуется в двух вариантах:

- ОГС-1 – осадкогелеобразующая композиция на основе сульфата натрия, жидкого стекла и хлористого кальция;
- ОГС-2 – осадкогелеобразующая композиция на основе сульфата натрия и хлористого кальция.

Технологический процесс предназначен для увеличения нефтеотдачи неоднородных коллекторов, характеризующихся показателями, представленными в таблице 17.

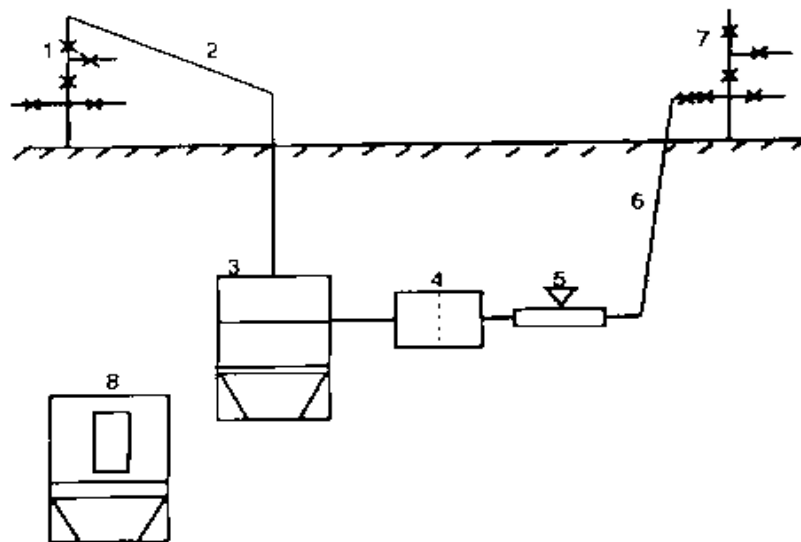
Таблица 17 – Геолого-физические критерии применения технологии осадкогелеобразующих составов

Наименование критерия	Характеристика, величина
Вид коллектора	Пористый, трещиновато-пористый, кавернозный
Пористость	Не менее 14%
Проницаемость	Не менее 0,03 мкм ²
Нефтенасыщенная толщина	Не менее 3 м
Обводненность	60-99,9%
Приемистость	Не менее 100 м ³ /сут

Технология реализуема при температуре окружающей среды от -35 °С до 40 °С.

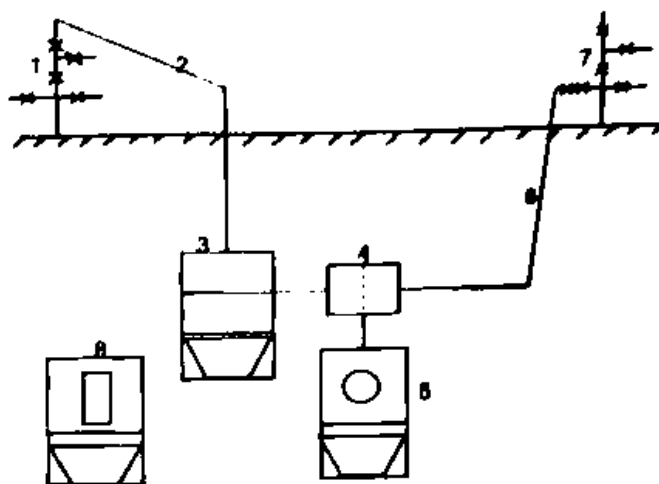
Количество химреагентов, необходимое для приготовления рабочих растворов, определяется индивидуально для каждой скважины с учетом текущего состояния разработки и геолого-физических характеристик участка:

- Объем закачки композиций ОГС, в зависимости от характеристики объекта воздействия, составляет 30-200% от текущей приемистости обрабатываемой скважины.
- Массовая доля СН в композициях ОГС-1 и ОГС-2 составляет 10%. В 1 м³ оторочки рабочего раствора СН содержится 100 кг реагента.
- Массовая доля жидкого стекла в композиции ОГС-1 составляет 9%. В 1 м³ оторочки рабочего раствора жидкого стекла содержится 280 кг (200 л) товарной формы 45%-ного жидкого стекла.
- Массовая доля хлористого кальция в композициях ОГС-1 и ОГС-2 составляет 10%. В 1 м³ оторочки рабочего раствора хлористого кальция содержится 100 кг кристаллического хлористого кальция или 340,5 кг (266 л) хлористого кальция в жидкой товарной форме (30%-ный раствор).



- 1 – обрабатываемая нагнетательная скважина
- 2 – линия высокого давления
- 3 – ЦА АНЦ-320У, УНБ-125х32
- 4 – чанок
- 5 – эжектор
- 6 – линия водоподающая
- 7 – нагнетательная скважина (точка отбора воды)
- 9 – ППУА-1600/100, ПКУ-1,6/4

Рисунок 8 – Схема обвязки оборудования для реализации технологии ОГС-2



- 1 – обрабатываемая нагнетательная скважина
- 2 – линия высокого давления
- 3 – ЦА АНЦ-320У, УНБ-125х32
- 4 – чанок
- 5 – автоцистерна
- 6 – линия водоподающая
- 7 – нагнетательная скважина (точка отбора воды)
- 9 – ППУА-1600/100, ПКУ-1,6/4

Рисунок 9 – Схема обвязки оборудования для реализации технологии ОГС-1

2.3.4 Гелеобразующие композиции

Технология ГОК базируется на закачке в скважины композиций на основе силиката натрия, позволяющих создавать в пласте гели, обладающие повышенным фильтрационным сопротивлением закачиваемой воде, а также способствует устранению заколонных перетоков. Механизм действия технологии заключается в селективном снижении скорости фильтрации воды в высокопроницаемых водоносных пропластках и трещинах, за счёт перехода закачиваемого в скважину силикатного раствора в гель, при повышенной температуре пласта.

Технологический процесс состоит из определения зоны поглощения или наступления воды, приготовления и закачки гелеобразующего состава, выдержки его до образования геля, с последующим запуском скважины в работу.

Время начала гелеобразования раствора зависит от состава и природы компонентов раствора и от пластовых условий. Это позволяет осуществлять процесс приготовления раствора не только непосредственно на устье скважины, но и на стационарных установках.

Рекомендуемые композиции удовлетворяют требования к составам для изоляционных работ:

- достаточная прочность, позволяющая обеспечить изоляцию;
- способность разрушаться под действием щелочного агента;
- различная скорость гелеобразования при различном соотношении компонентов, позволяющая выбирать наиболее рациональное время гелеобразования в зависимости от пластовой температуры.

При реакции силиката натрия с соляной кислотой образуется гель кремниевой кислоты. Силикатный гель имеет пространственную структуру в которой молекулы кремниевой кислоты связаны между собой валентными и водородными связями, что определяет прочность геля, образования его во всем объеме рабочего раствора и предотвращает выделение осадков кремниевой кислоты в отдельную фазу. В присутствии полиакриламида и ПАВ происходил

образование геля за счёт структуризации ПАА и его сшивания силикатом натрия. Этот процесс усиливается в присутствии сульфонола (ПАВ).

Область применения гелеобразующих композиций определяется следующими их свойствами:

- временем гелеобразования при температуре приготовления;
- временем гелеобразования при температуре пласта;
- прочностью геля;
- устойчивостью геля в минерализованной воде;
- стабильностью во времени;
- возможностью разрушения геля.

Таблица 18 – Геолого-физические критерии применения технологии гелеобразующих составов

Наименование критерия	Характеристика, величина
Минерализация	Пресная, слабоминерализованная вода
Температура	Повышенная температура пласта
Приемистость	>200 м ³ /сут
Дебит	>40 м ³ /сут
Обводненность	Прогрессирующая

Технология реализуется по двум вариантам:

- на нагнетательном фонде – ГОК-1, состоящий из 6% жидкого стекла, 0,6% соляной кислоты, остальное – техническая или пресная вода. В 1 м³ рабочего раствора ГОК должно содержаться 60 л (84 кг) товарной формы жидкого стекла (45% концентрации) и 6 л (6,72 кг) соляной кислоты (22% концентрации);
- на добывающем фонде – ГОК-2, состоящий из 6% жидкого стекла, 0,02% полиакриламида, 0,1% ПАВ – остальное техническая или пресная вода. В 1 м³ рабочего раствора ГОК должно содержаться 60 л (84 кг) товарной формы жидкого стекла (45% концентрации), 0,2 кг полиакриламида и 1 л (1,1 кг) сульфонола

2.3.5 Дисперсно-структурированные композиции

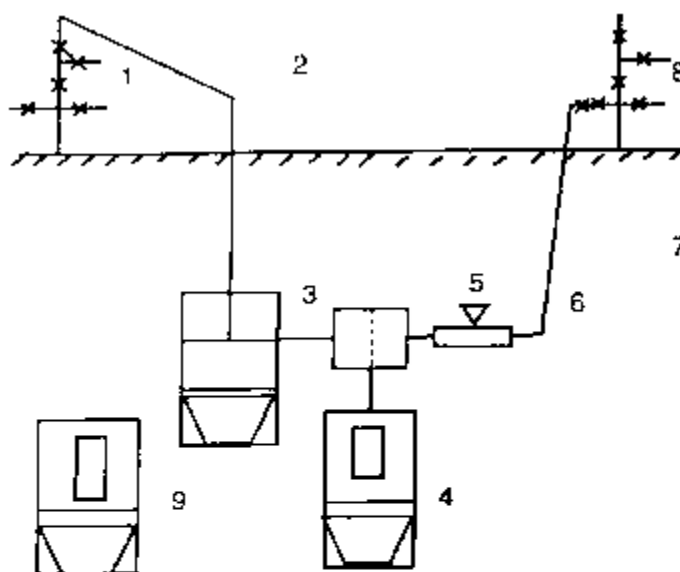
Одним из путей повышения охвата пластов заводнением, является увеличение фильтрационного сопротивления промытых высокопроницаемых интервалов коллектора с использованием древесной муки в сочетании с глиной. Древесная мука, поступающая в высокопроницаемые зоны пласта, благодаря наличию на своей поверхности тончайших волокнистых ответвлений, фибрилл, закрепляется на стенках пор за счёт сил физического взаимодействия. Более мелкие глинистые частицы, при их нагнетании вслед, задерживаются фибриллами древесной муки, в результате чего образуется стойкая к размыву структурированная волокнисто-дисперсная система, снижающая сечение промытых поровых каналов пласта. С течением времени древесная мука и глина предельно набухают, усиливая закупоривающий эффект.

Древесная мука в отличие от других применяемых в технология по повышению нефтеотдачи пластов реагентов (полиакриламида, карбоксиметилцеллюлозы и др.) не подвергается термодеструкции, не обладает биоцидными свойствами, биологически чиста. Вследствие того, что ее производство основано на использовании ресурсообеспечивающего материала – отходов производства, стоимость древесной муки на порядок ниже стоимости материалов, применяемых при повышении нефтеотдачи пласта.

Таблица 19 – Геолого-физические критерии применения технологии дисперсно-структурированных композиций

Наименование критерия	Характеристика, величина
Тип коллектора	терригенные
Вид коллектора	поровый; порово-трещиноватый
Коэффициент расчлененности	>2
Обводненность	>70%
Приемистость	>250 м ³ /сут

Схема обвязки оборудования для приготовления и закачки ДСК представлена на рисунке 10.



- 1 – обрабатываемая нагнетательная скважина
- 2 – линия высокого давления
- 3 – ЦА АНЦ-320У, УНБ-125х32
- 4 – установка смесительная УС 50-14У, УС-6-30
- 5 – чанок
- 6 – эжектор
- 7 – линия водоподающая
- 8 – нагнетательная скважина
- 9 – ППУА-1600/100, ПКУ-1,6/4

Рисунок 10 – Схема обвязки оборудования для реализации технологии ДСК

2.3.6 Полимеры с тонкодисперсным наполнителем

Сущность технологии заключается в закачке в продуктивный пласт, через нагнетательные или добывающие скважины, суспензии глинопорошка в растворе полимера, с продвижением по пласту за счёт последующего нагнетания воды. Закачка в пласт глинистой суспензии обеспечивает выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины и перераспределение фильтрационных потоков, в результате чего закачиваемая вода направляется в зоны ранее слабо охваченные заводнением.

Механизм вытеснения нефти из пласта по рекомендуемой технологии можно представить в виде следующих этапов:

- закачка состава в пласт, сопровождающаяся поступлением композиции в наиболее проницаемые водопромытые интервалы;

- кратковременная остановка скважины, способствующая частичной или полной изоляции высокопроницаемого интервала в результате образования внутривыводных структур, связанных с глинистым цементом и обломочной частью скелета породы;
- включение в работу прослоев с низкими фильтрационными свойствами.

Технология ПДН рекомендуется для использования на нефтяных месторождениях с терригенными, полимиктовыми по составу продуктивными пластами, со значительными удельными извлекаемыми запасами при высокой обводненности продукции окружающих добывающих скважин, характеризующихся показателями, представленными в таблице 20.

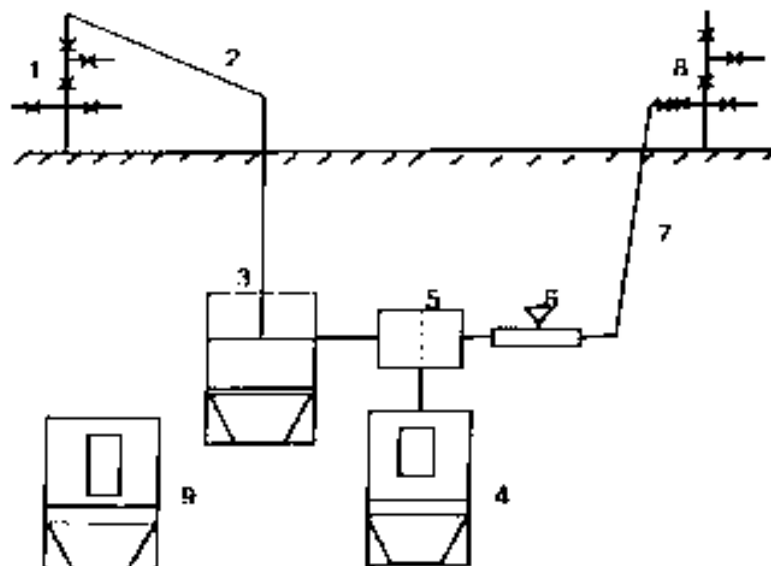
Таблица 20 – Геолого-физические критерии применения технологии полимеров с тонкодисперсным наполнителем

Наименование критерия	Характеристика, величина
Тип коллектора	Пористый, трещиновато-пористый
Пористость	>15%
Проницаемость	>0,05 мкм ²
Нефтенасыщенная толщина	>3 м
Расчлененность	>2
Обводненность	>870%
Приемистость	>100 м ³ /сут

Количество химреагентов, необходимое для приготовления рабочих растворов и общий объем рабочего раствора ПДН определяется индивидуально для каждой нагнетательной скважины с учетом текущего состояния разработки и геолого-физических характеристик опытного участка. Массовая доля веществ в композиции ПДН:

- массовая доля глинопорошка в композиции ПДН составляет 1%;
- массовая доли полиакриламида в композиции ПДН составляет 0,08%;
- в 1 м³ рабочего раствора композиции ПДН содержится 10 кг глинопорошка и 0,8 кг полиакриламида.

Схема реализации технологии ПДН представлена на рисунке 11.



- 1 – обрабатываемая нагнетательная скважина
- 2 – линия высокого давления
- 3 – ЦА АНЦ-320У, УНБ-125х32
- 4 – установка смесительная УС 50-14У, УС-В 30
- 5 – чанок
- 6 – эжектор
- 7 – линия водоподающая
- 8 – нагнетательная скважина
- 9 – ППУА-1600/100, ПКУ-1,6/4

Рисунок 11 – Схема обвязки оборудования для реализации технологии ПДН

2.3.7 Дисперсные гелеобразующие составы

Сущность технологии заключается в последовательной закачке в нефтяной пласт через нагнетательные или добывающие скважины одной или нескольких оторочек раствора хлористого кальция и раствора специальным образом обработанного торфа – модифицированного доотмывающего агента.

Выравнивание профиля приемистости достигается за счёт того, что в результате реакции щелочи и натриевых солей органических кислот входящих в состав ДГС, с пластовой водой, содержащей соли Ca^{2+} и Mg^{2+} с раствором CaCl_2 , образуются нерастворимые осадки соответствующих гидроксидов и солей органических кислот кальция и магния. В составе ДГС содержится небольшое количество непрореагировавшего торфа, который блокирует наиболее крупные поры и трещины. Доотмыв остаточной нефти обеспечивается наличием в составе ДГС анионоактивных ПАВ – натриевых солей органических кислот.

ДГС коррозионно малоактивны, не способствует увеличению скорости солеотложения и развитию сульфатовосстанавливающих бактерий в нефтепромысловом оборудовании, не оказывают отрицательного влияния на процессы подготовки нефти и не ухудшают качество товарной нефти.

Технологический процесс предназначен для повышения эффективности вытеснения нефти из коллекторов нефтяных месторождений, характеризующихся показателями, представленными в таблице 21.

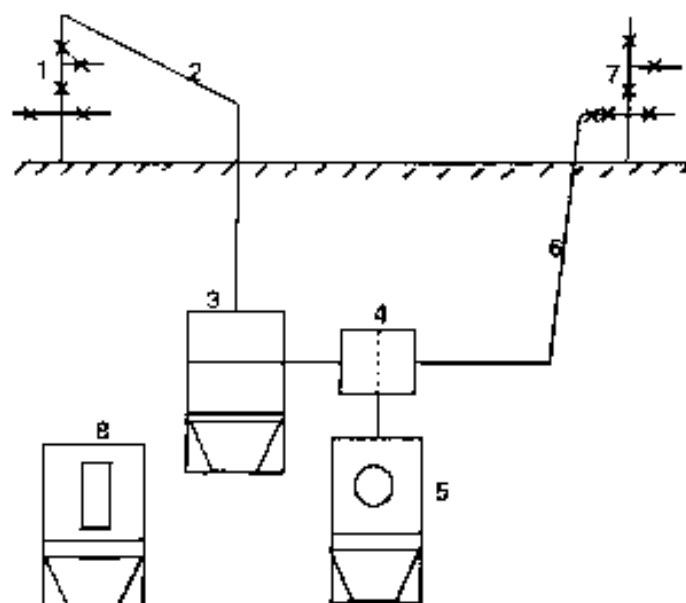
Таблица 21 – Геолого-физические критерии применения технологии дисперсных гелеобразующих составов

Наименование критерия	Характеристика, величина
Тип коллектора	Пористый, трещиновато-пористый
Коэффициент начальной нефтенасыщенности	>0,4
Проницаемость	>0,05 мкм ²
Пористость	>15%
Нефтенасыщенная толщина	>2 м
Приемистость	>100 м ³ /сут
Обводненность	<95%

Количество химреагентов, необходимое для приготовления рабочих растворов и общий объем рабочего раствора ДГС определяется индивидуально для каждой нагнетательной скважины с учетом текущего состояний разработки и геолого-физических характеристик опытного участка. Массовая доля веществ в композиции ДГС:

- Объем закачки композиций ДГС, в зависимости от характеристики объекта воздействия, составляет 30-100% от текущей приемистости обрабатываемой скважины;
- Массовая доля хлористого кальция в композиции ДГС составляет 10%. В 1 м³ оторочки раствора хлористого кальция содержится 100 кг кристаллического хлористого кальция или 340,48 кг (266 л) хлористого кальция в жидкой товарной форме (30%-ный раствор).

Схема обвязки оборудования при проведении технологии ГДС представлена на рисунке 12.



- 1 – обрабатываемая нагнетательная скважина
- 2 – линия высокого давления
- 3 – ЦА АНЦ-320У, УНБ-125х3?
- 4 – чанок
- 5 – автоцистерна
- 6 – линия водоснабжающая
- 7 – нагнетательная скважина (точка отбора воды)
- 8 – ППУА-1600/100, ПКУ-1,6/4

Рисунок 12 – Схема обвязки оборудования для реализации технологии ГДС

2.3.8 Полимерный гелеобразующий состав

Сущность технологии заключается в закачке в продуктивный пласт, через нагнетательные или добывающие скважины, полимерной композиции, содержащей раствор полимера (полиакриламида) и сшивающий агент, который в пластовых условиях образует в поровом и трещинном пространстве коллектора структурированную систему (упругий гель) с высоким градиентом начального напряжения сдвига и значительным фактором остаточного сопротивления после разрушения геля.

Технология ПГС рекомендуется для использования на нефтяных месторождениях с терригенными, полимиктовыми по составу продуктивными пластами, со значительными удельными извлекаемыми запасами при высокой обводненности продукции окружающих добывающих скважин, характеризующихся показателем, представленными в таблице 22.

Таблица 22 – Геолого-физические критерии применения технологии полимерных гелеобразующих составов

Наименование критерия	Характеристика, величина
Тип коллектора	Пористый, трещиновато-пористый
Пористость	>15%
Проницаемость	0,03 мкм ²
Нефтенасыщенная толщина	>3 м
Пластовая температура	<120°С
Расчлененность	>2
Обводненность	<95%
Приемистость	>100 м ³ /сут
Дебит	<20 м ³ /сут

Расход рабочего раствора на 1 м эффективной толщины для нагнетательной скважины в зависимости от приемистости составляет:

- при приемистости 100-300 м³/сут – 2,5-5 м³/м
- при приемистости 300-600 м³/сут – 5-10 м³/м
- при приемистости >600 м³/сут – 10-15 м³/м

Расход рабочего раствора на 1 м эффективной толщины для добывающей скважины в зависимости дебита по жидкости составит:

- при дебите жидкости <20 м³/сут – 1-1,5 м³/м
- при дебите жидкости 20-50 м³/сут – 1,5-3 м³/м
- при дебите жидкости 50-100 м³/сут – 3,0-5,0 м³/м
- при дебите жидкости 100-200 м³/сут – 5,0-7,0 м³/м
- при дебите жидкости >200 м³/сут – 7,0-10 м³/м

Полимер-гелевые системы, в зависимости от условий участка применения, могут реализовываться в следующих вариантах:

- ПГС-1, концентрация полиакриламида 0,2%, сшивателя 0,02%, в 1 м³ рабочего раствора содержится 2 кг полиакриламида и 0,214 кг (0,2 л) сшивателя;
- ПГС-2, концентрация полиакриламида 0,4%, сшивателя 0,04%, в 1 м³ рабочего раствора содержится 4 кг полиакриламида и 0,428 кг (0,4 л) сшивателя;

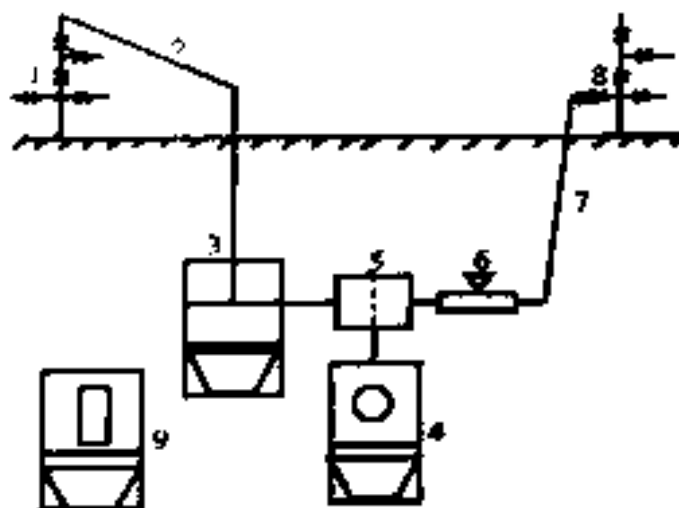
- ПГС-3, концентрация полиакриламида 0,6%, сшивателя 0,07%, в 1 м³ рабочего раствора содержится 6 кг полиакриламида и 0,749 кг (0,7 л) сшивателя.

Технические требования к полимерам акриламида представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Технические требования к полимерам акриламида

Наименование показателя	Единица измерения	Норма
Товарная форма	-	порошок
Дисперсность порошка: фракции с размером частиц менее 0,25 мм; более 1 мм	% масс % масс	не более 10 не более 10
Содержание основного вещества	% масс	не менее 90
Содержание акриламида	% масс	не менее 0,1
Характеристическая вязкость	дл/г	10-20
Содержание карбоксильных групп	% моль	5-30
Время растворения: в пресной и сеноманской водах; в соленой воде (солей более 30 г/л)	мин. мин.	не более 60 не более 240
Нерастворимый осадок	% масс	не более 0,3
Фильтруемость растворов ПАА в пористой среде		хорошая
Фактор сопротивления для механически деструктурированных растворов ПАА		не менее 5
Период гелеобразования	час.	10-120 (в зависимости от технологии)
Остаточный фактор сопротивления		не менее 2
Коэффициент стойкости к термоокислительной продукции		не менее 0,8
Срок хранения полимера	мес.	не менее 12

Для реализации технологического процесса может использоваться схема обвязки наземного оборудования, представленная на рисунке 13.



- 1 – обработанная каппительная скважина
- 2 – насос высокого давления
- 3 – ЦА АНЦ-220У, УНБ-125х32
- 4 – вентиль с НЗВБ
- 5 – клапан
- 6 – вентиль
- 7 – линия водоотводящая
- 8 – каппительная скважина
- 9 – ПТВ/А-1600/100, ПСУ-1,Д/4

Рисунок 13 – Схема обвязки оборудования для реализации технологии ГДС

2.3.9 Полимерные дисперсно-наполненные системы

Сущность технологии заключается в последовательно-чередующейся закачке в пласт ПДНС, состоящей из растворов осадкообразующих веществ и полиакриламида (1-2 цикла), а затем обработке скважины системой, представляющей собой полимерно-гелевый состав (ПГС) на основе полиакриламида (ПАА), наполненный древесной мукой (ДМ). Закачку ПДНС осуществляют с целью создания протяженного водоизолирующего экрана, способного прекратить приток воды из обводненного пропластка. Система ПГС+ДМ выполняет роль закрепляющего тампонирующего агента. При введении в состав ПГС древесной муки между полимером и последней возникают физико-химические силы, приводящие к увеличению таких показателей как напряжение сдвига, модуль упругости, снижающие величину деформации образующейся тампонирующей массы. В среднем, по сравнению с показателями для самого ПГС структурно-механические свойства ПГС+ДМ

улучшаются в 2-8 раз, что позволяет образующейся системе выдерживать сильный напор поступающей в скважину воды. Глубоко проникающий протяженный водоизолирующий экран, созданный ПДНС, и высокие структурно-механические свойства образующейся системы, препятствуют выносу реагентов из пласта при освоении и эксплуатации после ремонтно-изоляционных работ, что позволяет прогнозировать продолжительность технологической эффективности проделанной обработки.

Технология ПДНС рекомендуется для использования на нефтяных месторождениях с терригенными коллекторами. Геолого-физические условия представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Геолого-физические критерии применения технологии полимерных дисперсно-наполненных систем

Наименование критерия	Характеристика, величина
Тип коллектора	пористый
Проницаемость	0,1 мкм ²
Нефтенасыщенная толщина	>4 м
Расчлененность	>2
Обводненность	>80%
Приемистость	>150 м ³ /сут

Технология ПДНС осуществляется в одну или две стадии:

1. Закачивается до 2 циклов ПДНС, состоящей из водных растворов осадкообразующих агентов. Цикл закачки реагентов производится по схеме, представленной на рисунке 14.

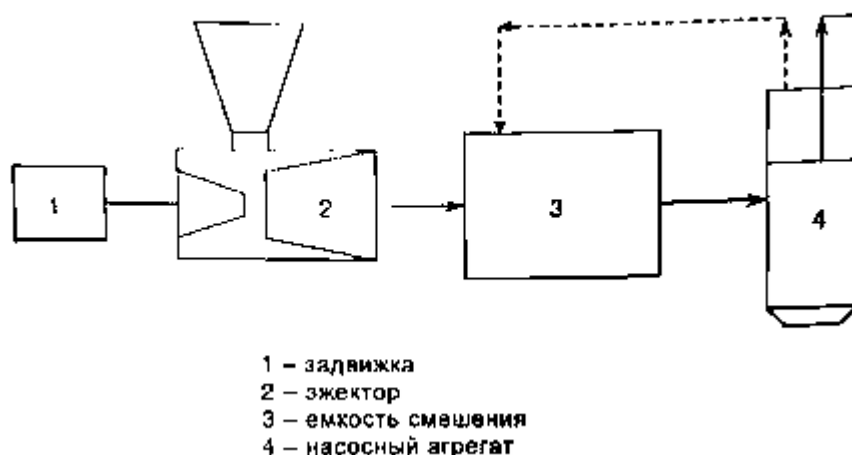


Рисунок 14 – Схема обвязки оборудования для реализации технологии ГДС

- 30-40 м³ 2%-ного силиката натрия;
- 30-40 м³ 5%-ного раствора хлористого кальция;
- 30-40 м³ 0,05%-ного раствора полиакриламида.

Между растворами агентов и после них производится продавка буфером воды в объеме насосно-компрессорных труб + 0,5 м³. Объемы закачки агентов и количество циклов в первой стадии обработки выбираются в зависимости от приемистости скважины. Расчётное значение снижения приемистости, определяется исходя из геолого-промысловой характеристики скважины, и обычно составляет 2-3 раза (может и более раз, но приемистость должна быть не менее 100 м³/сут), при этом давлении закачки в цикле не должно превышать первоначальное значение более чем на 30%.

2. При необходимости осуществляется закачка тампонирующего состава ПГС+ДМ для последующего закрепления ПДНС в пласте

При использовании в качестве тампонирующего материала последний готовится по одной из приведенных в таблице 25 рецептур.

Таблица 25 – Рецептура композиций на основе полимер-гелевых составов и древесной муки

Технологический состав	Компоненты состава	Содержание, массовая доля, %	Расход на приготовление 1 м ³ состава, кг
Вязкоупругие составы, наполненные древесной мукой	Полиакриламид	0,5	5
	Ацетат хрома	0,05	0,5
	Древесная мука	3-3,6	33-36
	Вода пресная		остальное
	Полиакриламид	0,5	5
	Квасцы хромкалиевые	0,04	0,4
	Древесная мука	3-3,6	33-36
	Вода пресная		остальное
	Полиакриламид	0,5	5
Бихромат калия	0,07	0,7	
Соляная кислота (22%)	1,6-1,8	17,5-20 литров	
Древесная мука	3-3,6	33-36	
Вода пресная		остальное	

Количество ацетата хрома, приведено в таблице в расчёте на чистое вещество. В случае жидкой товарной формы ацетата хрома (обычно 10-15% водный раствор, точнее концентрация определяется по сертификату на конкретную партию) необходим перерасчёт по следующей формуле:

$$P_{\text{тф}} = 100P/m, \quad (10)$$

где $P_{\text{тф}}$ – необходимое количество товарной формы (кг);

P – расход чистого вещества на 1 м³;

m – концентрация ацетата хрома в товарной форме, % вес.

2.4 Анализ современных химических компонентов, применяемых для полимерного заводнения

Для полимерного заводнения в наши дни чаще всего используют следующие полимеры: частично гидролизированный полиакриламид, полиакриламид, декстран, полиоксиэтилен поливиниловый спирт, ксантановая смола, карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза, полиакриловая кислота, гидроксиэтилцеллюлоза, сополимеры акриламида и 2-акриламид,

2 метилпропансульфоната, полиакриламид и сополимеры акриловой кислоты. Полимеры в основном образуют два класса: полиакриамиды и полисахариды.

Для производства представленных полимеров используются химические реакции сополимеризации и постгидролиза.

Радикальная сополимеризация акриламида + виниловыми мономерами используется для получения сополимеров, обладающие наиболеекачественными потребительскими свойствами по сравнению с полиакриламидом. При сополимеризации акриламида с акрилонитрилом образуется полимер, у которого равномернее распределяется заряд по основной цепи (рисунок 15).

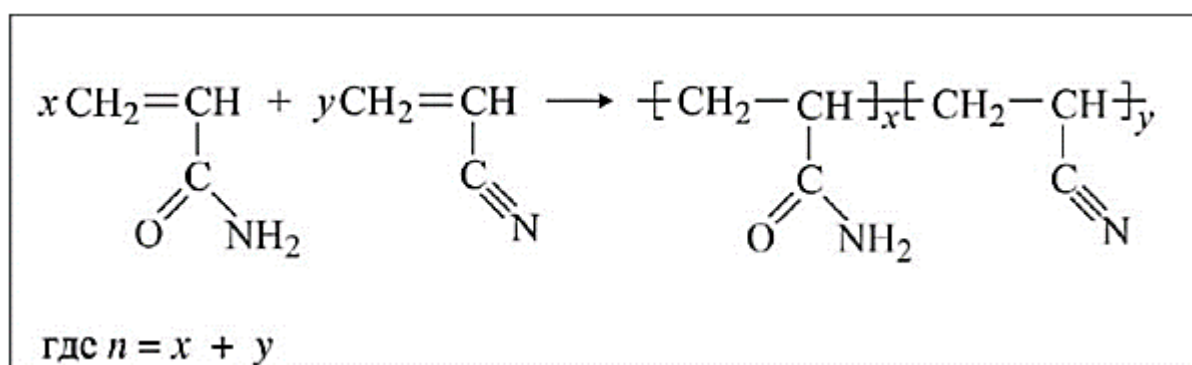


Рисунок 15 – Схема процесса сополимеризации

В процессе химической реакции постгидролиза анионный заряд перераспределяется по всей цепи, благодаря чему полимер имеет различные физические свойства как во время, так и после гидролиза. Гидролизующими агентами в реакции выступают кислоты с низкой молекулярной массой (H_2SO_4 , H_3PO_4 , HCl и др), а также полисульфоновые кислоты. Реакцию постгидролиза полиакриламида в кислой среде можно упрощенно представить следующей схемой, изображенной на рисунке 16.

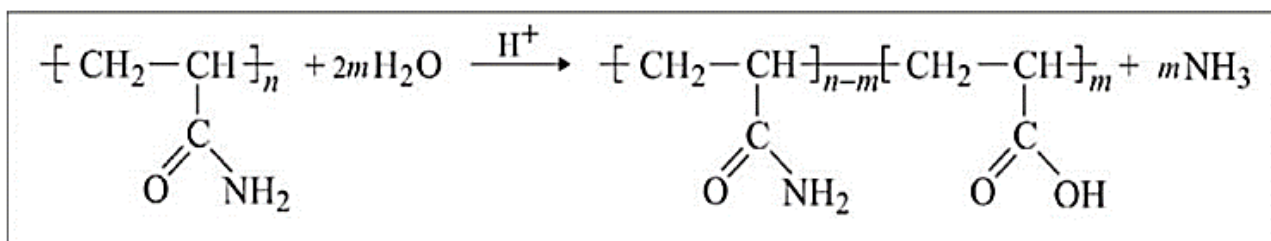


Рисунок 16 – Схема процесса постгидролиза $m\text{H}_2\text{O}$

Краткий обзор некоторых элементов, находящиеся в составе полимеров,

а также их характеристики и какой эффект они оказывают при использовании полимерного заводнения приведены в таблице 26.

Таблица 26 - Элементы, присутствующие в структуре макромолекул полимера, их характеристики

Структура	Характеристики	Примеры полимеров
С атомом –О– в каркасе	Низкая термостойкость, термическая деструкция при высокой температуре, применимы при температуре менее 80 °С	Полиоксиэтилен, альгин, КМЦ, ГЭЦ, ксантановая камедь
С углеродной цепью в каркасе	Хорошая термостойкость, допустимая деструкция при температуре менее 110 °С	Поливинил, полиакрилат натрия, полиакриламид, ЧГПАА
С= в гидрофильной группе	Хороший загуститель, меньшая поглощаемость на песчаниках ввиду отталкивания между звеньями цепи, однако выпадение в осадок в присутствии ионов Ca ²⁺ и Mg ²⁺ и меньшая химическая стойкость	Альгин, КМЦ, ЧГПАА, ксантановая камедь
–ОН или –CONH ₂ в гидрофильной группе	В присутствии ионов Ca ²⁺ и Mg ²⁺ в осадок не выпадает, хорошая химическая стойкость, однако отталкивание между звеньями цепи отсутствует, высокая поглощаемость из-за водородной связи.	Поливинил, ГЭЦ, полиакриламид, ЧГПАА

Исходя из данных, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что частично гидролизованный полиакриламид достаточно хорошо подходит для данной технологии [9].

3. ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ КОМПОЗИЦИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Полимерное заводнение зарекомендовало себя как одно из эффективных методов увеличения нефтеотдачи. Технология позволяет увеличивать охват пласта заводнением, путем дренирования ранее не затрагиваемых участков пласта (как правило низкопроницаемые коллектора). Основные параметры, влияющие на эффективность проведения полимерного заводнения: приемистость, минерализованность, температура, дебит

Проведение технологии начинается с анализа геологических характеристик, выбранных для заводнения участков пласта. Далее подбирают наиболее подходящий полимерный состав и среду для растворения (как правило воду). На следующей стадии готовят полимерный раствор, который также в дальнейшем подвергается анализу. На заключающей стадии проводят закачку вытесняющего реагента в пласт с целью полевых испытаний.

Важнейшими характеристиками, на которые стоит опираться перед применением технологии это приемистость от 0,01 до 2 мкм², температура пласта до 120 °С, а также небольшие значения минерализации воды (менее 270 мг/л). Вязкость нефти играет одну из ведущих ролей – при высокой вязкости полимерное заводнение имеет большую эффективность.

Так же важно, чтобы месторождение имело не менее 20% остаточной нефтенасыщенности, т.к технология имеет большие затраты на технологическую часть и на закупку химических реагентов (материальная часть), то для рентабельности метода важно иметь большие прибыли, которые напрямую зависят от количества дополнительно добытой нефти.

При производстве полимеров, наиболее эффективными технологиями являются методы, базирующиеся на реакции сополяризации. Рекомендуемая концентрация полимера в растворе 0,1-0,18% масс. Важнейшим параметром, влияющий на качество воды – содержание кислорода в воде. При отсутствии

кислорода в растворе многократно уменьшается появление химической деструкции, что ведет за собой материальные расходы.

Для предотвращения механической деструкции следует следить за скоростью потока жидкости и не допускать превышения более чем 5 м/с. Биологическая деструкция встречается крайне редко и практически не представляет угрозы для полимерного заводнения.

Технологии полимерного возможно совмещать с другими технологиями физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и технологиями интенсификации процесса вытеснения – повышения давления нагнетания, применения химических реагентов доотмывающего и растворяющего действия (кислоты, щелочи, растворы поверхностно-активных веществ и их сочетания).

Разнообразие полимерного заводнения, а также месторождений на которых оно применялось позволяет проанализировать наилучшие условия для его проведения с оценкой его воздействия, опираясь на количество дополнительно добытой нефти.

Таблица 27 – Эффективность применения технологий полимерного заводнения по пластам ЮС₂ на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»

Виды ГТМ	Параметры	Месторождения					Итого По месторождениям
		Быстринское	Восточно-Сургутское	Родниковое	Русскинское	Западно-Сургутское	
Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)	Кол-во скв.-опер., ед.	3	2	5	10	1	21
	Эфф-ность, т/скв. - опер.	483,2	805,1	814,4	141,3	25,2	408,1
Структурированные системы (СС)	Кол-во скв.-опер., ед			1	4		5
				37,5	218,5		182,3
Глинодержащий полимерный гелеобразующий состав (ППГС)	Кол-во скв.-опер., ед				1		1
	Эфф-ность, т/скв. - опер.				777,5		777,5

Продолжение таблицы 27

Виды ГТМ	Параметры	Месторождения					Итого По месторождениям
		Быстринское	Восточно-Сургутское	Родниковое	Русскинское	Западно-Сургутское	
Дисперсные гелеобразующие составы (ДГС)	Кол-во скв.-опер., ед				1		1
	Эфф-ность, т/скв. - опер.				501,2		501,2
Полимерный гелеобразующий состав (ПГС) + раствор ПАВ	Кол-во скв.-опер., ед	1					1
	Эфф-ность, т/скв. - опер.	1339,1					1339,1

Из таблицы видно, что полимерное заводнение на основе полимерных гелеобразующих составов показало себя очень хорошо, однако стоит обратить внимание на то, что были хорошие условия для применения полимерного заводнения в виде низкой минерализации воды (полимер не осаждается на поверхности породы), песчаного коллектора, приемистостью более 100 м³/сут и дебитом менее 20 м³/сут.

Высокую эффективность показала технология полимерного заводнения на основе ПГС совместно с ПАВ на Быстринском месторождении. Удалось добыть 1339,1 т нефти за одну скважинную обработку.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Прокопенко Кириллу Витальевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма расхода материалов, тарифные ставки заработной платы, норма армотизации</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений</i>	<i>В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ сферы применения технологии полимерного заводнения</i>
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчёт бюджетной стоимости и экономической эффективности применения технологии полимерного заводнения</i>

Перечень графического материала

1. Экономическая эффективность от применения различных составов
2. Сопоставление фактической и проектной дополнительной добычи нефти

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Прокопенко Кирилл		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен более эффективный метод заводнения, а именно полимерное заводнение. Данная технология позволяет увеличить охват пласта заводнением и как результат увеличить нефтеотдачу.

Полимерный раствор состоит из полимера, воды и в некоторых случаях из сшивающего агента. Перед закачкой в пласт необходимо изучить ГФУ применения. В соответствии с параметрами пласта с помощью лабораторных исследований подбирают оптимальный состав реагентов. Далее необходимо провести полевые испытания.

В данном разделе будет отражена экономическая эффективность применения всех ранее рассмотренных составов. Также будет рассчитана дополнительная выручка от применения ПДС на месторождениях Западной Сибири. Сравним дополнительную добычу нефти по проектным данным и по фактическим и рассчитаем эффективность СПС (марка Superpusher K129) на месторождении «Х».

4.1 Анализ сферы применения технологии полимерного заводнения

Регулировать прочностные и реологические свойства можно, изменяя концентрацию полимера или добавляя к основному составу различные сшиватели. Для более эффективного применения ПДС был разработан модифицированный ПДС (МПДС). К ПДС добавляют сшивающий агент, соли многовалентных металлов, ПАВ и другие реагенты.

Применение МПДС позволяет повысить эффективность от применения данной технологии на 20-50 %.

В таблице 28 представлены результаты применения МПДС на месторождениях Западной Сибири. [15]

Таблица 28 – Применение МПДС

Компания	Год начала внедрения	Количество скважинообработок
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	1989	9
ПАО «Сургутнефтегаз»	1988	95
ТПП «Лангепаснефтегаз»	1986	254
ОАО «Нижневартовскнефтегаз»	1986	134
ПАО «Приобьнефть»	1998	20
АО «Самотлорнефть»	1998	32
АО «Томскнефть» ВНК	2006	76
АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»	2007	11
ООО «Нефтяная компания Красноленинскнефтегаз»	1990	13
ТПП «Когалымнефтегаз»	1990	8
ПАО «Варьеганнефть»	1989	3
ИТОГО		655

Как видно из таблицы ТПП «Лангепаснефтегаз» и ОАО «Нижневартовскнефтегаз» применили большее количество операций по сравнению с остальными компаниями. Всего на месторождениях Западной Сибири было проведено 655 скважинообработок. В компаниях продолжается применение технологии и в настоящее время.

4.2 Расчёт бюджетной стоимости технологии полимерного заводнения

В последние годы для полимерного заводнения используют различные составы. Рассчитаем экономическую эффективность от применения рассмотренных ранее составов.

Для расчетов возьмем нефть марки Urals. Стоимость данной нефти составляет 95,94 \$/баррель. Курс доллара составил 60,50 руб. 1 баррель равен 0,1373 т. Таким образом, стоимость нефти составит 42 336,76 руб./т. Данные взяты на 08.06.2022 года.

Расходы на полимерное заводнение – это затраты на приобретение химических реагентов, работу спецтехники, затраты на амортизацию оборудования.

В таблице 28 представлены расходы на материалы для полимерного заводнения

Таблица 29 – Расходы на материалы для полимерного заводнения

Материал	Количество материала, п	Затраты $Z_{\text{мат } i}$, руб
Полиакриламид, т	12	240000
Карбоксилметилцеллюлоза, т	5	123600
Азот (99,99 %), л	70	46666

По формуле находим общие затраты на материалы:

$$Z_{\text{МАТ}} = \sum Z_{\text{МАТ}i}, \quad (11)$$

где $Z_{\text{МАТ}i}$, – затраты на материалы, используемые при проведении мероприятия, руб.

$$Z_{\text{МАТ}} = 240000 + 123600 + 46666 = 410266 \text{ тыс.руб.}$$

Расходы на прокат специальной техники:

$$Z_{\text{ТЕХ}} = \sum Z_{\text{ТЕХ}} * K_{\text{ТЕХ}}, \quad (12)$$

где $Z_{\text{ТЕХ}}$ – норма времени для машины, руб./час;

$K_{\text{ТЕХ}}$ – стоимость одного часа проката машины, руб./чел:

$$Z_{\text{ТЕХ}} = 4 * 6,3 * 3585 + 1 * 5,2 * 2082 + 1 * 8 * 2096 + 1 * 4,9 * 80 = 118,5$$

тыс.руб

Расходы на эксплуатацию оборудования:

$$Z_{\text{ЭКС}} = N * C_{\text{ЭКС}} = 5 * 27000 = 135 \text{ тыс.руб} \quad (13)$$

где $C_{\text{ЭКС}}$ – цена проведения ПЗ;

N – количество скважин.

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_i = C * H_a * T, \quad (14)$$

где C – балансовая стоимость оборудования, руб;

H_a – годовая норма амортизации, %;

T – время проведения мероприятия

$$Z_i = 31000 \text{ руб}$$

Общие затраты на полимерное заводнение:

$$Z_{\text{пол.зав}} = Z_{\text{ЭКС}} + Z_{\text{ТЕХ}} + Z_{\text{МАТ}} + Z_i = 135 + 118,5 + 410,2 + 31 = 694,7$$

тыс.руб.

4.3 Экономическая эффективность технологии полимерного заводнения

Экономическую эффективность технологии полимерного заводнения рассчитывается следующим способом:

$$E = 0,75 * ((C_{\text{Н}} - C_{\text{Н}}) * Q_f) - Z_{\text{пол.зав}}, \quad (15)$$

$C_{\text{Н}}$ – цена нефти без НДС и ренты, руб;

$C_{\text{Н}}$ – себестоимость нефти;

$Z_{\text{пол.зав}}$ – стоимость ПЗ вместе с затратами на все виды материалов, тыс.руб;

0,75 – коэффициент, учитывающий погашение налога на прибыль;

Q_f – дополнительная добыча нефти, т.

Если $E > 0$, то применение технологии полимерного заводнения окупится,

поскольку процесс экономически выгодны.

В качестве примера рассмотрим проведение полимерного заводнения с использованием полимера марки Superpusher K129 на месторождении «XXX». Закачка полимерного раствора производилась на 2 скважинах. За весь период испытаний, который составил 44 месяца, был закачен полимер объёмом 1655 т. Продолжительность эффекта составила 80 месяцев. В таблице 29 отражены данные по фактической и проектной дополнительной добычи нефти.

Таблица 30 – Сопоставление фактической и проектной доп. добычи нефти по прямому счёту на основе отчетных данных

Месяц. Год	Накопленная дополнительная добыча нефти факт, т	Накопленная дополнительная добыча нефти по проекту, т	Дополнительная добыча нефти факт, т	Дополнительная добыча нефти по проекту, т
окт.14	372,6	341,0	372,6	341,0
ноя.14	905,9	682,0	533,3	404,5
дек.14	1341,2	1086,5	435,3	452,4
январ.15	2383,5	1538,9	1042,3	531,1
фев.15	3259,4	2070,0	875,9	574,9
мар.15	4281,6	2645,0	1022,2	657,6
апр.15	5154,2	3302,6	872,6	721,1
май.15	6124,3	4023,7	970,0	707,2
июн.15	7136,4	4730,9	1012,1	846,3
июл.15	8560,4	5577,2	1424,0	879,8
авг.15		6457,0		972,3
сен.15		7429,3		1001,5
окт.15		8430,9		1098,0
ноя.15		9528,8		1160,9
дек.15		10689,8		1183,8

Проанализировав таблицу, делаем вывод, что фактическая дополнительная добыча нефти больше проектной. Соответственно, проведенные работы по закачке полимерного раствора прошли успешно и целесообразно дальше использовать данную технологию на месторождении «XXX». Также

построили график, на котором наглядно представили сравнение дополнительной добычи по проекту и по факту (рисунок 29). Из графика также видно, что фактическая дополнительная добыча нефти была больше проектной.

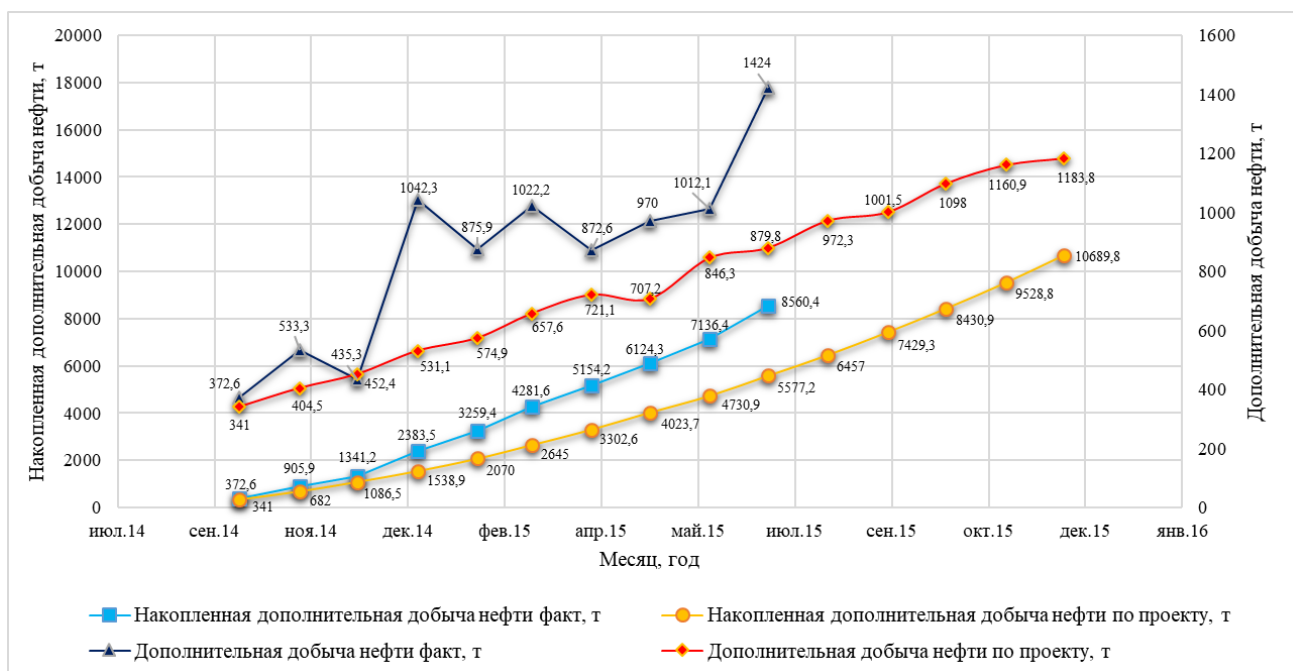


Рисунок 17 – График сопоставления фактической и проектной дополнительной добычи нефти

Проанализировав данную таблицу, видно, что наибольшую выручку от применения МПДС получит компания ТПП «Лангепаснефтегаз». Экономическая эффективность скважинной обработки составит 82 455 811 руб. В целом по месторождениям Западной Сибири от применения технологии возможно получить дополнительно 78 474 131 руб. за скважинооперацию.

Вывод

В данном разделе была оценена технологическая и экономическая эффективность от применения технологии полимерного заводнения. Благодаря данной технологии можно увеличить охват пласта заводнением и соответственно увеличить нефтеотдачу.

Общие затраты на проведение пяти скважинных операций составляют 694,7 тыс.руб..

Компанией ТПП «Лангепаснефтегаз» удалось за счет применения технологии МПДС дополнительно добыть 944 058 т нефти, в среднем 3716 т за

одну скважинооперацию. Наибольшая эффективность от применения технологии наблюдалась у компании ОАО «Нижевартовскнефтегаз» (5935 т нефти на одну скважинооперацию). Стоит отметить, что с помощью технологии МПДС на месторождениях Западной Сибири дополнительно добыли 2 297 944 т нефти, что составляет 51 007 664 444 руб. с 1986 года.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Г		ФИО Прокопенко Кириллу Витальевичу	
Школа		Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Обоснование применения технологии полимерного заводнения в различных геологических условия нефтяных месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	Объект исследования: технологии применения полимерного заводнения Область применения: нагнетательные скважины
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред.от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:	Анализ потенциально вредных и опасных факторов при проведении полевых работ на участках фонда нагнетательных скважин. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов Вредные факторы: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе относительно нормы; – повышенный уровень шума и вибрации; – повышенная запыленность рабочей зоны; – отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. Опасные факторы: – производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия; – сосуды, работающие под давлением; – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного

	<p>оборудования;</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы, связанные с электрическим током. – пожаробезопасность и взрывобезопасность <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защитные очки – каска – перчатки – спецодежда <p>Средства коллективной защиты;</p> <ul style="list-style-type: none"> – знаки безопасности
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Прокопенко Кирилл Витальевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Полимерное заводнение является одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи, при котором происходит равномерное вытеснение нефти из пласта. За счет этого происходит увеличение охвата пласта заводнением. ПЗ способствует извлечению остаточной нефти, проникая в высокопроницаемые пропластки.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму закачки полимерного раствора; контроль за системами работы агрегата; обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при закачке жидкости. Работы выполняются круглогодично. Работы по закачке полимерного раствора в пласт производят на кустовых площадках, на открытых площадках.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Так как полимерное заводнение осуществляется непосредственно на месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [16]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких

случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междуменного отдыха.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера:

- выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

5.2 Производственная безопасность

Закачка полимерных растворов осуществляется через нагнетательные скважины, обслуживание которых производит оператор ППД. Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 [17]

Таблица 31 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление раствора	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе относительно нормы;	+		+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [18]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [19];
2) Повышенный уровень шума и вибрации;		+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [20];
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное Общие требования безопасности [21];
4) Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [22].
5) Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия;		+	+	
6) Сосуды, работающие под давлением;		+	+	
7) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.	+	+	+	

Продолжение таблицы 31

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015`	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление раствора	Эксплуатация	
8)Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [23]
9)Пожаробезопасность и взрывобезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования [24]

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

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе относительно нормы

Работы по закачке полимерного раствора в пласт производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 32 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [25]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Так как при приготовлении полимерного раствора сотрудник работает с химическими реагентами необходимо использовать перчатки или рукавицы, которые также в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

5.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации

Вблизи работы оператора ППД может производиться капитальный ремонт скважины. Данный вид работ создает уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [18]. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП

51.13330.2011 [26]: противошумные вкладыши или наушники.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [19]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД объясняется работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

5.2.1.3 Повышенная запыленность рабочей зоны

В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и пыли. Пыль оказывает на организм человека преимущественно фиброгенное действия, вызывая раздражение слизистых оболочек дыхательных путей и оседая в легких. Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать защитные очки.

5.2.1.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

В Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [20]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.2.1.5 Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия

При полимерном заводнении (ПЗ) наиболее часто используют полиакриламид (ПАА). При нарушении герметизации емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования реагентов (УДХ) происходит разлив реагента в помещении. При контакте может вызывать раздражение глаз; при повторном контакте с кожей вызывает ее раздражение, а при длительной или чрезмерной ингаляции – раздражение дыхательных путей. Поэтому необходимо соблюдать меры осторожности при работе с реагентами при приготовлении

раствора. Требования безопасности при работе с химическими реagenтами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76, при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника [27].

5.2.1.6 Сосуды работающие под давлением

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Закачка полимерного раствора осуществляется под давлением 20-22 МПа. Насосы на кустовой насосной станции создают такое высокое давление и производят подачу подающих воды с реагентом в нагнетательную скважину, а из нее в пласт. Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г. Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

5.2.1.7 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

При осуществлении процесса заводнения необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни

сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и ограждающие ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [21]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

5.2.1.8 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением, обвязка электродвигателей и так далее. Действует электрический ток на человека по-разному. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы все электрооборудование и электроинструменты были заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [23].

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока применяются средства коллективной и индивидуальной защиты: изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль, установка ограждающих устройств, предупредительная сигнализация, использование знаков безопасности, защитное заземление, зануление, защитное отключение, диэлектрические перчатки и ботинки, инструменты с изолированными рукоятками, изолирующие подставки.

5.2.1.9 Пожаробезопасность и взрывобезопасность

Категория производственного объекта и помещений, в которых

осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушение режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61 °С, ПДК 5 мг/м³);
- масла (температура вспышки больше 61 °С, ПДК 5 мг/м³);
- газы (температура вспышки до 61 °С, ПДК 300 мг/м³).

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности согласно ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

Взрывоопасная зона относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования по ГОСТ 12.1.002–84.[28]

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на

виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.[29]

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления. Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение 0,5 м³ песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м³.

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс закачки полимерного раствора в пласт сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

5.3.1 Защита атмосферы

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности системы ППД и контроль за воздушной средой на КНС для определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO₂;
- контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO₂, окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

5.3.2 Защита гидросферы

Вторичное вскрытие пласта сопровождается:

- Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при

разливе;

- Бытовыми или твердыми отходами;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собирать в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов через нагнетательную скважину ее необходимо промыть достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости производится в сборную емкость. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

5.3.3 Защита литосферы

В процессе закачки полимерного раствора происходит цементирование каналов, по которым он подавался в пласт. В результате происходит снижение проницаемости высокопроницаемых участков пласта. Поэтому следует выбирать полимер, который после выполнения своей функции разрушится, а не загрязнит почву. Также при повреждении или коррозировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- подбор оптимального типа полимера;
- контроль за герметичностью оборудования.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при закачке полимерного раствора в пласт, следующие:

- разрушение элементов, содержание жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;[30]

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Выводы по разделу

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При полимерном заводнении происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе представлены технологии полимерного заводнения и геолого-физические условия для их применения. Данная технология позволяет снижать динамически неоднородные потоки жидкости, включать в работу низкопроницаемые участки пласта для отмыва дополнительной нефти. Как следствие, увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением, соответственно, и коэффициент нефтеотдачи.

Для наибольшей эффективности от применения технологии необходимо точно подобрать химический состав полимерного раствора, исходя из геолого-физических характеристик пласта. Положительно-рентабельный эффект наблюдается при высокой вязкости нефти, оптимальной проницаемости, низкой минерализации, минимальном наступлении деструкции полимера и благоприятном температурной режиме пласта.

Рассмотренные методы представляют собой композиции полимерного заводнения геле-дисперсной системы, структурированной системы, осадкогелеобразующего состава, гелеобразующей композиции, дисперсно-структурированной композиции, полимеры с тонкодисперсным наполнителем, дисперсный гелеобразующий состав, полимерный гелеобразующий состав, полимеры дисперсно-наполненной системы.

Наиболее эффективными оказались методы с использованием композиций полимерных гелеобразующих составов. Технология рекомендуется для использования на нефтяных месторождениях с терригенными, полимиктовыми по составу продуктивными пластами, со значительными удельными извлекаемыми запасами при высокой обводненности продукции окружающих добывающих скважин

Меры производственной безопасности при выполнении работ по закачке полимерного раствора в пласт, позволяют ограничить действие

вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тома А., Саюк Б., Абиров Ж., Мазбаев Е. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017;(7-8):58-68.
2. Бондаренко А. В. Экспериментальное сопровождение опытно-промышленных работ по обоснованию технологии полимерного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод: диссертация, кандидата технических наук: 25.00.17 / Бондаренко Алексей Валентинович; - Москва, 2017. - 25 с.
3. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей / М.М. Иванова. М.: Недра, 1976
4. Ильясов Б.Г. Системный подход к построению модели организации процесса разработки и эксплуатации нефтяного месторождения / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, И.А. Дьячук // Нефтепромысловое дело. 2003. № 5. С. 16–22.
5. Дьячук И.А. Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной ВНЗ и осложненных контактными запасами (на примере пласта D1нж Белебеевского нефтяного месторождения) / И.А. Дьячук, Е.В. Князева, И.В. Костенко, Н.С. Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 4. С. 81–89.
6. Гришин Ф.А. Подсчет запасов нефти и газа в США. М.: Недра, 1993.- 322 с.
7. РД 153-39.1-004-96 «Методическое руководство по оценке технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов»
8. Влияние минерализации пластовых вод на физико-химические и фильтрационные характеристики полимерных растворов и гелей для

- повышения нефтеотдачи пластов / Нажису 7]и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. — 2019. — Т. 330, № 3. — [С. 136-145].
9. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. – URL: https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30_Years_of_EOR.pdf
 10. Химченко П.В. Обоснование выбора полимера и композиции на основе полиакриламида для полимерного заводнения на месторождениях с высокой температурой и минерализацией: диссертация кандидата технических наук. – Москва, 2018. – С. 73-75
 11. Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. М: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. - 568с.
 12. Дорофеев В.И., Рудская Л.П. и др. «Оказание научно-технической помощи при внедрении технологии полимерного воздействия и оценка ее эффективности». КазНИПИнефть, г. Актау 1996 г.
 13. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М: Недра, 1985. – 308 с.
 14. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. М: Мысль, 1988. – 241 с.
 15. Газизов А.Ш. Повышение нефтеотдачи карбонатных коллекторов / А.Ш. Газизов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – №6. – С. 18-22.
 16. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
 17. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
 18. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

- 19.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 20.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
- 21.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 22.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 23.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
- 24.ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования
- 25.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 26.СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003*.
- 27.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 28.ГОСТ 12.1.002-84. Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
- 29.СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 30.М.Б.Полозов Учебно-методическое пособие «Экология нефтегазодобывающего комплекса». – Ижевск: Изд-во «Удмуртский университет», 2012 г. - 174 с.