

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 ПО ВЫРАВНИВАНИЮ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.432(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Баранецкая Кристина Олеговна		

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

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	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
		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
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и

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

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз,

	эффективные и безопасные технические средства и технологии	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); 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); 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); 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</p>

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Баранецкая Кристина Олеговна

Тема работы:

Обоснование применения технологии по выравниванию профиля приемистости в различных геологических условиях в процессе разработки нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68–66/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	Опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости на нефтяных месторождениях. Особенности геолого-промысловых условий применения выравнивания профиля приемистости. Методы определения участков для применения технологии выравнивания профиля приемистости: дебитометрия и расходомерия, исследования пластов. Анализ методик и критериев подбора технологии выравнивания профиля приемистости. Технологические особенности процесса выравнивания профиля приемистости.

	Химические реагенты, используемые при выравнивании профиля приемистости. Определение эффективного объема закачки химических композиций технологий выравнивания профиля приёмистости.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ геологических условий нефтяных месторождений с целью применения технологии выравнивания профиля приемистости	
Современные технологические подходы к технологии выравнивания профиля приемистости	
Комплексный подход к эффективному применению технологии выравнивания профиля приемистости	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			10.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Баранецкая Кристина Олеговна		10.03.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ППД** – поддержание пластового давления;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ВПП** – выравнивание профиля приемистости;
- МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;
- АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ПОТ** – потокоотклоняющие технологии;
- ПАА** – полиакриламид;
- ПС** – полимерные суспензии;
- МПДС** – модифицированные полимер-дисперсные суспензии;
- ЩПСК** – щелочные полимер-суспензионные композиции
- ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;
- ГРП** – гидроразрыв пласта;
- СВБ** – сульфатовосстанавливающие бактерии;
- ИД** – индикаторная диаграмма;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ОПР** – опытно-промышленные работы;
- ИНФП** – изменение направления фильтрационных потоков;
- БРС** – быстроразъемное соединение;
- ПДС** – полимердисперсные системы;
- СПС** – сшитая полимерная система;
- ВУС** – вязкоупругие составы;
- ПАПС** – поверхностно-активные полимерные системы;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- ГОС** – гелеобразующие составы;
- ООС** – осадкообразующие составы;
- ЧГПАА** – частично-гидролизированный полиакриламид.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 111 страниц, в том числе 23 рисунков, 27 таблиц. Список литературы включает 33 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, нагнетательная скважина, коэффициент приемистости, профиль приемистости, выравнивание профиля приемистости, коэффициента охвата пласта заводнением.

Объектом исследования является технология выравнивания профиля приемистости.

Цель исследования – комплексный подход к эффективному применению технологии выравнивания профиля приемистости в различных геологических условиях.

В выпускной квалификационной работе были проанализированы современные методы и технологии выравнивания профиля приемистости, наиболее благоприятные геолого-промысловые условия для их применения. Изучен процесс движения и разрушения гелевых систем в пласте, а также методы определения приемистости пластов. Проанализированы методы подбора технологий выравнивания профиля приемистости и используемые химические реагенты. Выявлены особенности технологического процесса выравнивания профиля приемистости.

В результате исследования выявлен положительный эффект от проведения технологии и определено изменения профиля приемистости до и после обработки нагнетательных скважин, а также разработан поэтапный подход к эффективному применению технологии выравнивания профиля приемистости.

Область применения: нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения технологии.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	18
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ.....	20
1.1 Современный обзор применения технологии выравнивания профиля приемистости на нефтяных месторождениях	24
1.2 Анализ геолого-промысловых условий применения выравнивания профиля приемистости	28
1.3 Методы определения участков для применения технологии выравнивания профиля приемистости.....	35
1.3.1 Дебитометрия и расходомерия скважин.....	36
1.3.2 Методы исследования пластов	42
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ.....	46
2.1 Анализ методик и критериев подбора технологии выравнивания профиля приемистости	46
2.1.1 Выбор участка для применения технологии выравнивания профиля приемистости	47
2.1.2 Анализ геолого-физической характеристики объекта воздействия.....	49
2.1.3 Анализ текущего состояния разработки участка воздействия.....	50
2.1.4 Анализ истории применения технологий выравнивания профиля приемистости на участке	53
2.1.5 Применение методики	55
2.2 Технологические особенности процесса выравнивания профиля приемистости	57

2.3 Химические реагенты, используемые при выравнивании профиля приемистости	60
2.4 Определение эффективного объема закачки химических композиций технологий выравнивания профиля приёмистости	65
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭФФЕКТИВНОМУ ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ	70
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения выравнивания профиля приемистости с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	75
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	75
4.1.2 SWOT-анализ.....	77
4.2 Планирование работ	79
4.2.1 Расчёт продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин. Календарный план выполнения работ.	79
4.3 Расчёт бюджетной стоимости работ	81
4.3.1 Стоимость исходных материалов.....	81
4.3.2 Расходы на оплату труда.....	82
4.3.3 Расчёт амортизационных отчислений	84
4.3.4 Экономическая эффективность выравнивания профиля приемистости.....	86
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии.....	87
4.5 Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	89

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	93
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	93
5.2 Производственная безопасность	96
5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов	97
5.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов	100
5.3 Экологическая безопасность	102
5.3.1 Защита атмосферы	102
5.3.2 Защита гидросферы	103
5.3.3 Защита литосферы	104
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	104
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	109
Приложение А	112

ВВЕДЕНИЕ

Одной из ключевых проблем в области нефтяной промышленности является низкая рентабельность добычи нефти, что объясняется малоэффективным воздействием применяемых систем заводнения на нефтяные пласты. Помимо этого, основной проблемой разработки нефтяных месторождений на поздней стадии разработки является высокие показатели обводненности добываемой продукции. При этом в России большинство нефтяных месторождений применяют закачку воды для поддержания пластового давления (ППД).

Достижение плановых показателей при разработке нефтяных месторождений с использованием заводнения в большей мере зависит от эффективности работы нагнетательных скважин. Ключевой характеристикой нагнетательных скважин является их приемистость, которая зависит от репрессии, совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости, а также коэффициент приемистости скважины, используемый при технологических расчётах.

При эксплуатации нагнетательных скважин часто встречается кольматация призабойной зоны пласта (ПЗП). Загрязнение поверхности фильтрации может происходить механическими частицами или нефтепродуктами, закачиваемыми водой, или иными твердыми примесями, такими как соли и продукты коррозии, всё это приводит к значительному снижению или даже потере приемистости пласта.

При разработке нефтяных месторождений существует проблема низкого охвата продуктивного пласта закачиваемой водой. Одни из главных причин неполной выработки пластов связаны с геологической неоднородностью пластов, их строением, изменением коллекторских свойств, в частности анизотропии проницаемости коллектора. Всё это обуславливает движение закачиваемой воды по высокопроницаемым каналам, оставляя невыработанными менее проницаемые участки.

Поэтому ограничение нерационального распределения закачиваемого агента с целью вовлечения в процесс разработки застойных зон залежи из слабодренлируемых зон пластов является одним из необходимых условий при решении проблемы повышения нефтеотдачи. В связи с этим существует необходимость в применении методов, регулирующих фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) в ПЗП нагнетательных скважин.

Использование технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП), основанных на изоляции высокопроницаемых пропластков и изменении фильтрационных потоков нагнетаемого агента, помогает решить представленную проблему.

Актуальность данной работы состоит в предупреждении потери и восстановлении приемистости нагнетательных скважин.

Целью данной работы является комплексный подход к эффективному применению технологии выравнивания профиля приемистости в различных геологических условиях.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить геолого-промысловые условия нефтяных месторождений применения технологии выравнивания профиля приемистости;
2. Обосновать применение современных технологических подходов к выравниванию профиля приемистости;
3. Разработать поэтапный подход к эффективному применению технологии выравнивания профиля приемистости.

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

В настоящее время действия недропользователей направлены на увеличение эффективности разработки нефтяных месторождений и применение тех технологий, которые поддерживают наиболее полное извлечение запасов углеводородов из недр земли. Наиболее важными становятся методы регулирования разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки и характеризующихся снижением добычи нефти и ростом обводненности добываемой продукции, что обуславливается опережающей выработкой наиболее продуктивных пластов [1].

Большинство существующих методов увеличения нефтеотдачи (МУН) связано с различием физических процессов, происходящих в нефтяном пласте при его разработке, но в итоге направлено на вовлечение остаточной нефти в фильтрационный поток от нагнетательных к добывающим скважинам.

В системе ППД закачиваемый агент в нагнетательных скважинах быстро промывает высокопроницаемые зоны пласта, при этом может не затрагивать низкопроницаемые зоны, т.е. он формирует неоднородный профиль приемистости.

Поздние стадии разработки месторождений характеризуются уже сформировавшимися фильтрационными потоками в продуктивных пластах. Для извлечения остаточных запасов нефти и снижение обводненности добываемой продукции необходимо применение селективной изоляции хорошо дренируемых высокопроницаемых зон пласта. Для того чтобы направить воду в низкопроницаемые участки и выровнять профиль приемистости применяют технологию ВПП нагнетательных скважин.

Выравнивание профиля приемистости представляет собой один из методов увеличения нефтеотдачи. Технологии по ВПП основываются на

химической основе реагентов и механизмах физико-химических процессов, которые приводят к образованию блокирующего водоотклоняющего экрана.

Сущность метода заключается в закачке в ПЗП нагнетательных скважин медленно сшивающих составов, которые проникают вглубь пласта и влияют на изменение фильтрационных потоков в коллекторе. Технология выравнивания профиля приемистости направлена на перераспределение гидродинамических потоков из высокопроницаемой зоны коллектора в зону с пониженными ФЕС. В процессе ВПП происходит замедление движения жидкости в высокопроницаемой зоне и подключение в разработку слабо дренируемых пропластков, ранее неохваченных разработкой [2]. Блокирование высокопроницаемых интервалов пласта возможно на основе применения широкого круга реагентов.

Технология выравнивания профиля приемистости проводится со следующими целями:

- Увеличение коэффициента охвата пласта заводнением (по причине перераспределения фильтрационных потоков закачиваемого вытесняющего агента в пласт);
- Получение дополнительной добычи нефти из ранее не дренируемых зон пласта;
- Снижение эксплуатационных затрат на добычу попутно добываемой воды [3].

Остаточная нефть в поровой части коллектора является более вязкой и в своём составе имеет большее количество тяжёлых компонентов – асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), следовательно, для её вытеснения требуется большая удельная работа. В этом случае задача направления закачиваемого агента в низкопроницаемые зоны становится наиболее актуальной [1].

Представленная технология ВПП нашла широкое применение на нефтяных месторождениях в различных геологических условиях.

Нефтяное месторождение представляет собой скопление углеводородов в совокупности нескольких залежей нефти, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, на определённой территории со схожим геологическим строением.

Геологические условия – совокупность характеристик компонентов геологической среды (рельеф, состав и состояние горных пород, условия их залегания и свойства), геологические и фильтрационные процессы, которые оказывают существенное влияние на проектирование, строительство и эксплуатацию месторождений.

История развития применения технологии выравнивания профиля приемистости напрямую связана с развитием химической промышленности, разработкой новых химических реагентов.

Первые применения технологии выравнивания профиля приемистости и ограничения водопритока в полевых условиях приходятся на 1950-ые годы. В это же время после лабораторных исследований и полевых испытаний технология приобретает доминирующий статус для уменьшения обводненности и стабилизации добычи нефти на стадии разработки нефтяных месторождений с высоким обводнением. В 1950-х годах в роли химического реагента использовался цементный раствор для регулирования профиля приемистости. В 1960-х годах химическим реагентом выступала смола, характерной чертой которой являлось образование твёрдого вещества с определённой прочностью с катализатором. Около 1980-х годов технология выравнивания профиля приемистости вышла на новый уровень, что связано с широким применением частично гидролизованного акриламида в качестве химического реагента для выравнивания профиля приемистости. В это время разработка технологий новых химических реагентов, контролирующих профиль, начинает быстро развиваться [4].

В России технологии выравнивания профиля приемистости активно используются с 80-х годов прошлого века.

Для месторождений Западной Сибири Л. К. Алтуниной и ее сотрудниками (ИХН СО РАН, г. Томск) экспериментально обоснован и внедрен технологический процесс применения неорганических гелей для увеличения нефтеотдачи пластов. В 1996 г. организовано промышленное производство жидкой товарной формы композиции ГАЛКА, а в 2000 г. – твердой формы [5].

В период 1989-1996 гг. на месторождениях Западной Сибири проведены с успешным итогом опытно-промышленные испытания технологии повышения нефтеотдачи с использованием реагента ГАЛКА. По итогам испытаний было определено, что добывающие скважины реагируют стабилизацией или уменьшением обводненности на 10-50 % и увеличением дебита нефти. В результате закачки реагента определено выравнивание профиля приемистости и перераспределение объемов закачки воды по толщине пласта между работающими интервалами.

В 1997-2005 гг. проводилось промышленное применение неорганической гелеобразующей композиции ГАЛКА на месторождениях Западной Сибири. На месторождениях ООО «Юганскнефтегаз» была произведена закачка композиции в 17 нагнетательных скважинах в объеме 41-157 м³ на скважину, что привело к дополнительной добыче нефти в размере 163,8 тыс. т. Дополнительная добыча нефти в ТПП «ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз» за период с января по октябрь 2002 г. по скважинам закачки реагента составила 67,4 тыс. т.

Примерно в это же время были разработаны гелеобразующие композиции МЕТКА, РОМКА и технологии с их применением для увеличения охвата пласта и ограничения водопритока. В 1996-1997 гг. успешно проведены опытно-промышленные испытания технологий на месторождениях Западной Сибири, и с 1998 г. в НК «ЛУКОЙЛ» технологии используются в промышленном масштабе. За период 1998-2002 гг. проведена закачка гелеобразующих композиций в 313 скважин, дополнительная добыча нефти составила 404,2 тыс. т. Эффективность технологии составляет 600-3000 тонн, в среднем 1300 тонн на скважино-обработку.

1.1 Современный обзор применения технологии выравнивания профиля приемистости на нефтяных месторождениях

В процессе разработки нефтяных месторождений из физико-химических методов увеличения охвата пласта заводнением широкое применение нашла технология выравнивания профиля приемистости. Следует различать технологии ВПП от потокоотклоняющих технологий (ПОТ). В первом случае водоизолирующий барьер создаётся вблизи ПЗП нагнетательной скважины, во втором случае – в межскважинном пространстве.

Большинство нефтяных компаний используют ВПП на своих объектах разработки как метод увеличения нефтеотдачи. К этому списку можно отнести ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Татнефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НГК «Славнефть» и др.

Технология ВПП применяется на месторождениях с абсолютно различными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, разной степенью неоднородности.

В настоящее время насчитывается около 400 различных технологий по применению ВПП. Принципиальное различие между ними заключается в используемых осадко- или гелеобразующих составах и характером его применения. Основное требование ко всем составам является селективное экранирование высокопроницаемых пропластков продуктивного пласта.

В большинстве случаев по проведению технологических операций по ВПП используется полиакриламид (ПАА), сшитые полимерные составы и их модификации, а также абсолютно новые химические компоненты, имеющие свои преимущества и ограничения.

Основными показателями применения ВПП являются дополнительная добыча нефти, объёмы сокращения отборов попутно добываемой воды, продолжительность и динамика распределения эффекта, выбор реагента и обоснование оптимального объема его закачки. При работе добывающих скважин показатели разработки изменяются: дебит нефти увеличивается, т.к.

происходит снижение обводненности и снижение дебита жидкости. При этом проведение технологической операции не всегда гарантирует успешность и положительные результаты (рисунок 1).



Рисунок 1 – Положительный эффект от выравнивания профиля приемистости

Эффект от проведения ВПП отсутствует, если закачанный реагент негативно влияет на нефтенасыщенные пропластки (кольматирует), поэтому закачка воды продолжается по промытым пропласткам. В такой ситуации наблюдается увеличение обводненности в добывающей скважине (рисунок 2).



Рисунок 2 – Отрицательный эффект от выравнивания профиля приемистости

На месторождениях ПАО «ННК–Варьеганнефтегаз» в период 2005-2010 гг. на четырёх месторождениях было выполнено 169 операций по ВПП, процент успешности проведения составляет 78 %, средняя продолжительность эффекта – 8 месяцев. На месторождениях реализованы три вида технологии: полимерные суспензии (ПС), модифицированные полимер-дисперсные суспензии (МПДС) и щелочные полимер-суспензионные композиции (ЩПСК) [7].

На Верхнеколик-Еганском месторождении выполнено 20 операций, из них четыре на скважинах ачимовской толщи, где эффект отсутствовал, и 16 операций на ЮВ1(2). В последнем случае было обработано 11 скважин по технологии МПДС, средний удельный объем агента на обработку – 2145 м³. Дополнительная добыча нефти составила 56 тыс. т, в пересчете на 1 скважину эффективность составляет 3,5 тыс.т для ЮВ1(2) или в целом для месторождения – 2,8 тыс. т на скважину (рисунок 3).



Рисунок 3 – Динамика основных показателей разработки участка проведения работ по выравниванию профиля приемистости на объекте ЮВ1(2)

Верхнеколик-Еганского месторождения

На Хохряковском месторождении выполнено 129 операций на 76 скважинах объекта ЮВ1(2). По реализованным технологиям средний объем закачки составил для МПДС 1313 м³, для ЩПСК – 887 м³, для ПС – 80 м³.

Количество дополнительной добычи нефти составило 167 тыс. т, в пересчете на 1 скважину эффективность составила 1,3 тыс. т (рисунок 4).

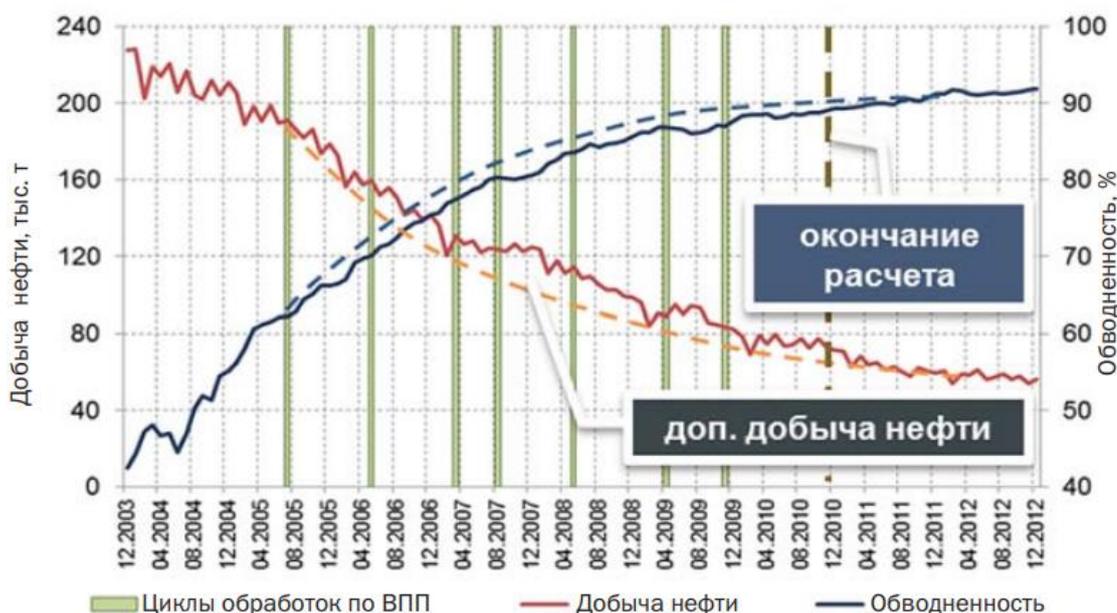


Рисунок 4 – Динамика основных показателей разработки участка проведения работ по выравниванию профиля приемистости на объекте ЮВ1(2)

Хохряковского месторождения

На Пермьяковском месторождении выполнено 8 операций на 8 скважинах. Для применяемых технологий средний объем закачки составил для ЩПСК – 771 м³ и для ПС – 80 м³. Общая дополнительная добыча нефти составила 15,7 тыс.т, или эффективность на 1 скважину – 1,95 тыс. т.

На Кошильском месторождении выполнено 12 операций на 12 скважинах. Объём закачки составил для ЩПСК – 750 м³, ПС – 80 м³. Дополнительная добыча нефти была равна 28,7 тыс. т, эффективность на 1 скважину соответствует 2,4 тыс. т.

С 2006 г. в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» выполнено более двух тысяч операций по обработке нагнетательных скважин для выравнивания профиля приемистости. На обрабатываемых участках итогом стало увеличение добычи нефти на 5 – 20 %, и снижение темпа обводнения на 2 – 7 %. Дополнительная добыча нефти составила 2,1 млн. т, сокращение попутно добываемой воды произошло на 10,9 млн. т [8]. Обработки нагнетательных

скважин были проведены с использованием широкого круга технологий с различными критериями и механизмами воздействия. Всего было использовано 27 различных технологий ВПП.

В АО «Оренбургнефть» в рамках опытно-промышленных испытаний впервые была испытана новая технология ВПП с применением химического реагента Atren WSO на трёх нагнетательных скважинах, технологическая эффективность которого была подтверждена. По профилю приемистости одной из нагнетательных скважин было определено увеличение приемистости в интервалах с низкой проницаемостью и уменьшение излишней приемистости среднего интервала с 63,7 до 28,4 м³/сут. По прогнозу планировалось получить 1,5 тыс. т дополнительной добычи нефти через 6 месяцев, по факты значение дополнительной добычи нефти составило 3,3 тыс. т. через 2 месяца [9].

1.2 Анализ геолого-промысловых условий применения выравнивания профиля приемистости

Эффективная работа нагнетательной скважина, в частности работа скважины со стабильной приемистостью, зависит от большого количества факторов: коллекторские свойства породы, качество закачиваемых вод, источники загрязнения призабойной зоны и т.д.

Важнейшей характеристикой нагнетательной скважины является её приемистость, которая характеризует возможность закачки рабочего агента в пласт. Показатель определяется объёмом рабочего агента, закачиваемого в единицу времени. Приемистость скважины зависит от репрессии, совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости для закачиваемого флюида.

Численной характеристикой в технологических расчётах используется коэффициент приемистости скважины, который определяется по следующей формуле:

$$I = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{k \cdot h}{18,41 \cdot B \cdot \mu \cdot \left[\ln \left(\frac{r_k}{r_c} \right) - 0,75 + S \right]}, \quad (1)$$

где ΔQ – расход нагнетательной скважины; ΔP – репрессия, создаваемая на забое; k – относительная проницаемость по воде; h – мощность пласта; B – объемный коэффициент воды; μ – вязкость воды; r_k – радиус контура питания; r_c – радиус скважины; S – скин-фактор.

По вышеприведенной формуле показатель зависит от репрессии, создаваемой на забое нагнетательной скважины, и дебита закачиваемого флюида. Дебит находится с помощью гидродинамических расчетов всей системы добывающих и нагнетательных скважин либо приближенно по формуле радиального притока, преобразованной для репрессии.

Можно выделить следующие факторы, затрудняющие охват пластов заводнением и снижающие приемистость скважины:

- Геологические (неоднородность по толщине, наличие глины, остаточная нефть и т.д.);
- Технологические (давление закачки, число перфорационных пластов в разрезе скважины и т.д.);
- Факторы, связанные со свойствами нагнетаемой воды;
- Факторы, связанные с процессом фильтрации.

Зона нагнетательных скважин может засоряться твердыми механическими частицами с нагнетаемой водой. Данное явление ухудшает сообщаемость скважины с пластом и затрудняет поступление воды в пласт из нагнетательных скважин. Процесс загрязнения приводит к снижению проницаемости и пористости коллектора и увеличению потери давления при фильтрации пластовой жидкости, что отражается на величине скин-фактора.

Наиболее важной характеристикой для выбора участков и скважин для проведения технологии ВПП является вертикальная и площадная неоднородность пласта.

Неоднородный профиль приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ) позволяет устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или их частям (интервалам), оценивать полноту участия

пластов в заводнении. Он характеризуется резкой динамикой обводнения реагирующих добывающих скважин с темпов обводненности выше средних значений по объекту. Закачка сточной воды сопровождается постоянным изменением профиля приемистости скважин, в результате изменяются линии тока нагнетаемой воды по проводящим каналам пласта.

Подбор технологии (реагентов) также зависит и от дополнительных условий геолого-физической характеристики пласта и технологических показателей эксплуатации скважины и участка в целом.

В течении анализа данных разработки месторождений Среднего Приобья выявлены геологические особенности, определяющие общую полноту выработки запасов [10]:

- Имеется большой процент трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам (проницаемость менее $0,05 \text{ мкм}^2$) и коллекторам с выработкой свыше 80%;

- Залежи нефти характеризуются высокой зональной и послойной неоднородностью пластов, вызывающей преимущественную выработку высокопроницаемых зон и участков пласта;

- Опережающее обводнение продукции скважин, связанное с геологическими особенностями строения коллекторов (значительная расчлененность), а также с технологическими аспектами процесса разработки (не всегда обоснованное проведение гидроразрыва пласта (ГРП), форсированный отбор и т.д.);

- Проницаемость пород-коллекторов меняется в широком диапазоне значений (от 1 до $5000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) и зависит от гранулометрического состава пород.

Сам внутрипластовый процесс технологии ВПП можно определить в три этапа. В первую очередь (рисунок 5.а) происходит поглощение большего объёма закачиваемого вещества коллектором, у которого фильтрационно-емкостные свойства имеют высокие значения. Пропластки, обладающие низкими

значениями ФЕС, интерпретируются на качественном уровне. Гелевая система проникает в наиболее проницаемые пропластки, где происходит замедленное движение жидкости в высокопроницаемой зоне, тем самым в разработку включаются слабо дренируемые пропластки (рисунок 5.б). В среднем по проанализированным источникам эффект от ВПП сохраняется на протяжении 6-9 месяцев, по истечению профиль приемистости возвращается в практически первоначальное состояние (рисунок 5.в).

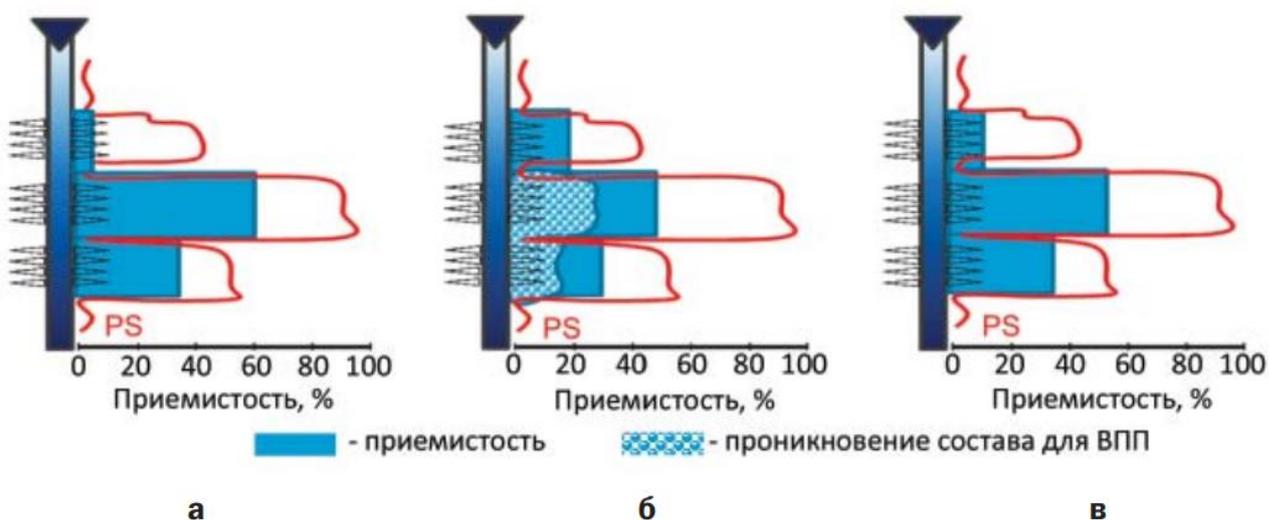


Рисунок 5 – Этапы процесса выравнивания профиля приемистости: а – до выравнивания профиля приемистости; б – процесс выравнивания профиля приемистости; в – после выравнивания профиля приемистости (6-9 месяцев)

Фильтрация гелевых систем в пористой среде классифицирована на 6 фильтрационных моделей, которые представлены на рисунке 6 [11]:

1. Свободная фильтрация. Частицы сформировавшегося геля свободно протекают через поровые каналы в случае, если размер гелевых частиц меньше, чем диаметр порового канала. При этом виде фильтрации практически протекает процесс вытеснения.

2. Адсорбция и удержание геля пористой средой. Некоторая часть гелевых частиц адсорбируется на поверхности пористой среды при малых размерах гелевых частиц, т.к. сила притяжения между поверхностью породы и частицей преобладает и в следствии частицы геля остаются на поверхности

горной породы. Удержание частицы геля происходит в том случае, когда размер частицы больше горловины порового канала.

3. Ловушка. Происходит остановка фильтрации в случае одинаковых размеров частицы геля и диаметра порового канала, т.е. гелевые частицы блокируют горловину порового канала.

4. Деформация гелевых частиц при фильтрации. Частицы геля под действием вытесняющего агента претерпевают изменения в форме при прохождении через поровые каналы с дальнейшим возвращением к первоначальному состоянию.

5. Сжатие гелевых частиц при фильтрации. В данном случае из набухшей гелевой частицы под воздействием потока вытесняющего агента выжимается часть воды, тем самым размер частицы уменьшается, позволяя пройти ей через горловину порового канала. После этого частицы поглощают необходимую часть воды, приобретая первоначальный размер.

6. Деструкция гелевых частиц. При прохождении через горловину порового канала крупные частицы геля разрушаются на более мелкие с дальнейшей фильтрацией.

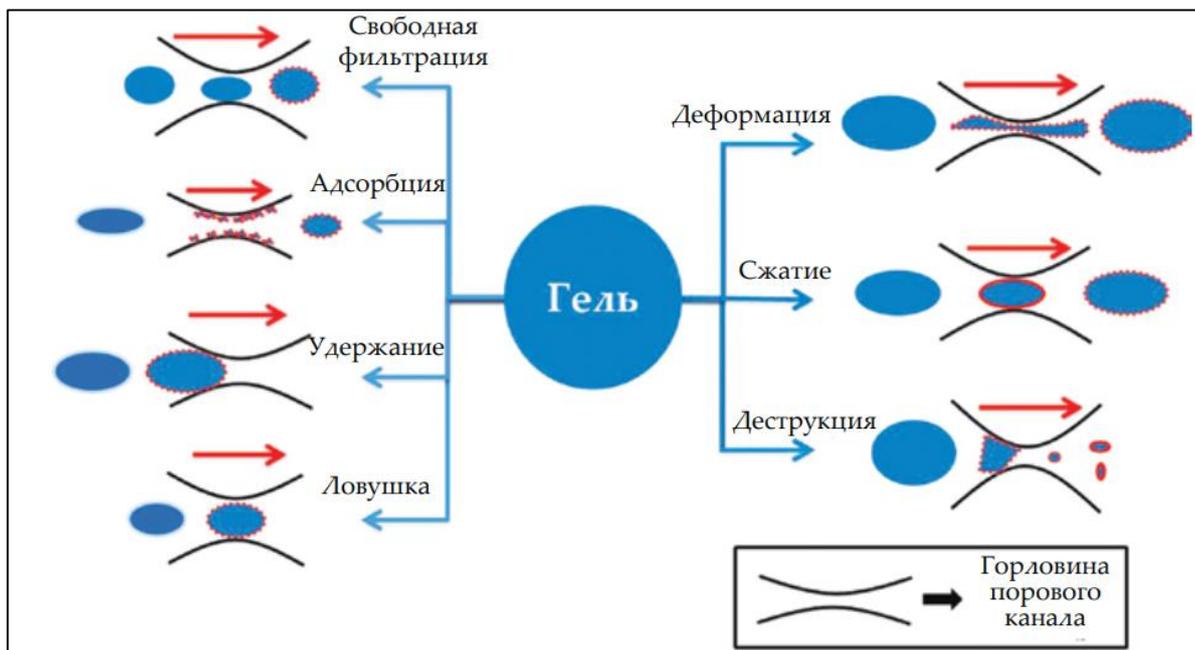


Рисунок 6 – Механизмы фильтрации гелевых частиц через горловину порового канала

Гелевые системы с большой молекулярной массой подвержены различным деструкциям, т.е. разрушениям молекул вещества. Процесс деструкции приводит к ухудшению процесса выравнивания профиля приемистости и уменьшению нефтеотдачи. Существует несколько типов деструкции гелевого вещества:

- Химическая деструкция – образование свободных радикалов;
- Механическая деструкция – происходит при воздействии на основную цепь полимера большого сдвигового напряжения;
- Термическая деструкция – воздействие температуры на гель;
- Биологическое разложение гелевой системы.

Химическая деструкция вещества подразумевает разрушение полимерных цепей под действием свободных радикалов, которые образуются в результате окислительно-восстановительных реакций в пласте. Такими могут выступать ионы железа (II), имеющие возможность образовывать свободные радикалы в присутствии растворенного кислорода, которые рвут цепи на мелкие фрагменты.

Механическая деструкция происходит при прокачке раствора по трубам, через дроссели, клапаны или насосы, а также при прокачке через интервалы перфорации. Сдвиговое напряжение или сдвиг – фактор, который в основном влияет на механическую деструкцию геля. В результате разделения геля на две части образуются свободные радикалы, которые так же, как и при химической деструкции, способны разрушать молекулы в ходе цепной реакции.

На применение гелевой системы влияет пластовая температура, т.к. при повышенных температурах (выше 60 °С) гелевая система подвергается термической деструкции, что ведёт к снижению молекулярной массы вещества и загущающей способности. Для увеличения устойчивости материала к разрушению в систему добавляют специальные вещества – сшиватели.

Наименьшая чувствительность гелевых систем наблюдается к биологическому воздействию. Биологическая деструкция может происходить под воздействием аэробных бактерий. При закачке их с водой происходит окисление нефти и образуются сами бактерии. Также в результате образования сероводорода H_2S сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ) получается низкое значение уровня рН. В результате возможна коррозия оборудования или окислительно-восстановительная реакция, в ходе которой будет наблюдаться разрушение полимера.

При фильтрации жидкости с добавлением соответствующих химических реагентов происходит селективное уменьшение проницаемости, вследствие коагуляции порового пространства кластерами молекул реагента или мелкодисперсными частицами. По лабораторным исследованиям уменьшение проницаемости для хорошо отсортированных кварцевых песков узких фракций происходит согласно экспоненциальной зависимости [12]:

$$k = k_0 \cdot \exp(-\alpha \cdot V), \quad (2)$$

где k, k_0 – текущая и естественная (начальная) проницаемость пористой среды (пласта); α – положительный коэффициент, определяемый по функции релаксации; V – безразмерная величина (безразмерное время), равная отношению объёма закаченной в пористую среду жидкости к объёму пор образца (пласта).

При фильтрации жидкости с механическими примесями через образцы породы снижение их проницаемости не подчиняется простой экспоненциальной зависимости вида (1). Промысловые исследования нагнетательных скважин дают кривые падения их проницаемости отличные от экспоненты. Данный факт объясняется тем, что реальные пористые среды характеризуются многомасштабностью размеров поровых каналов. Функция релаксации закупоривания поровых каналов приводит к «растянутому» экспоненциальному закону (закону Кольрауша):

$$k = k_0 \cdot \exp(-\alpha \cdot t^\beta), \quad (3)$$

где k, k_0 – текущая и естественная (начальная) проницаемость пористой среды (пласта); t – время фильтрации; α и β – положительные коэффициенты и показатель степени, определяемые по функции релаксации.

Экспериментальная проверка вышеизложенного проведена на образцах ядра Мамонтовского месторождения (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), которая позволила получить зависимости изменения средней проницаемости пористой среды:

$$k = 0,041 \cdot \exp(-0,148 \cdot V^{0,615}); \quad (4)$$

$$k = 0,094 \cdot \exp(-0,5647 \cdot V^{0,322}). \quad (5)$$

Уравнения (3) и (4) получены при прокачивании через образцы соответственно воды с микрофлорой и водонефтяной эмульсии обводненностью 0,5 %.

1.3 Методы определения участков для применения технологии выравнивания профиля приемистости

Профиль приемистости жидкости представляет собой зависимость ее количества Q , поступающего в единицу мощности эксплуатируемого разреза, от глубины H его залегания [13].

$$Q = \int_{h_{\text{п}}}^{h_{\text{к}}} q_{\text{н}} dH. \quad (6)$$

где $h_{\text{п}}$ и $h_{\text{к}}$ – глубины залегания соответственно подошвы и кровли эксплуатируемого интервала скважины.

В комплекс исследований для определения расхода жидкости входит механическая расходометрия, дебитометрия, исследования пластов, а также включается термометрия (иногда термокондуктивная индикация расхода).

При решении задачи выделения профиля и интервалов приемистости определяется общий и поинтервальный объем закачиваемой воды в скважину, давление закачки и репрессия на пласт. Геофизические исследования проводят при нагнетании, добыче и в остановленной скважине. Попутно может проводиться диагностика технического состояния скважины.

1.3.1 Дебитометрия и расходомерия скважин

Объемы жидкости или газа, которые циркулируют в стволе скважины могут определяться глубинными расходомерами и дебитомерами. Расходы воды, нагнетаемой в скважину измеряется расходомерами, а притоки нефти, газа и их смеси с водой – дебитомерами.

Исследование динамики поглощения жидкости в нагнетательных скважинах определяется расходомерией скважин, которая заключается в измерении скорости движения жидкости по скважине расходомерами.

Определение профиля приемистости с использованием механического расходомера помогает устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или отдельным их интервалам, а также оценивать полноту участия пластов в заводнении. Термометрия или термоиндикация расхода, проведенные в процессе закачки, дают дополнительную информацию о поглощающих интервалах в зоне нечувствительности гидродинамического расходомера [13].

Дебитомеры и расходомеры в процессе работы позволяют:

- Определять общий дебит или расход жидкости по пластам;
- Получать профиль притока и приемистости жидкости по мощности перфорированного пласта в добывающих и нагнетательных скважинах;
- Осуществлять контроль за техническим состоянием скважин;
- Определять перетоки между перфорированными пластами после остановки скважины.

Дифференциальная дебитограмма, характеризующая распределение расходов по отдельным интервалам приемистости, представляется в виде ступенчатой кривой – гистограммы, получаемой путем перестройки интегральной дебитограммы.

Дифференциальный профиль строится по точкам для каждой части разреза при определении удельного расхода жидкости. Профиль строится по значениям удельного дебита (в м³/сут/м):

$$q_i = ((Q_{max} - Q_{min})/\Delta l), \quad (7)$$

где Q_{max}, Q_{min} –расходы соответственно в верхней и нижней точках выбранного интервала глубин ($м^3/сут$); $\Delta l = l_{верх} - l_{низ}$ – величина выбранного интервала исследований ($м$).

По дифференциальному профилю можно оценить расход жидкости для каждого участка ствола скважины (рисунок 7).

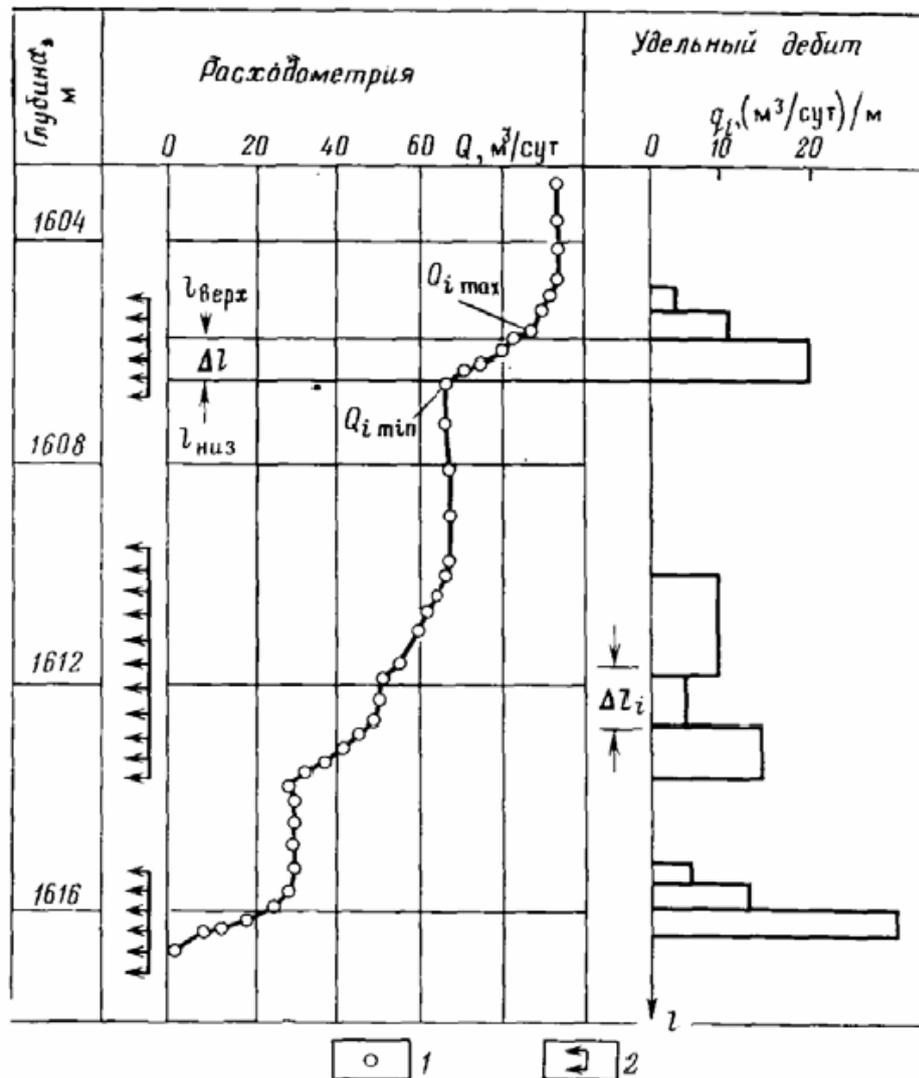


Рисунок 7 – Пример построения интегральных (слева) и дифференциальных (справа) профилей приемистости 1 – точечные замеры, 2 – интервал перфорации

При построении интегрального и дифференциального профилей по скважинам, работающим нефтью с водой, используют данные влагометрии. Интегральный профиль, полученный по данным расходомерии, совмещается с аналогичным профилем, построенным по результатам замеров, полученных

методом влагометрии. Как результат определяется отдельно расходы нефти и воды по участкам, которые наносятся на график удельного дебита (рисунок 8).

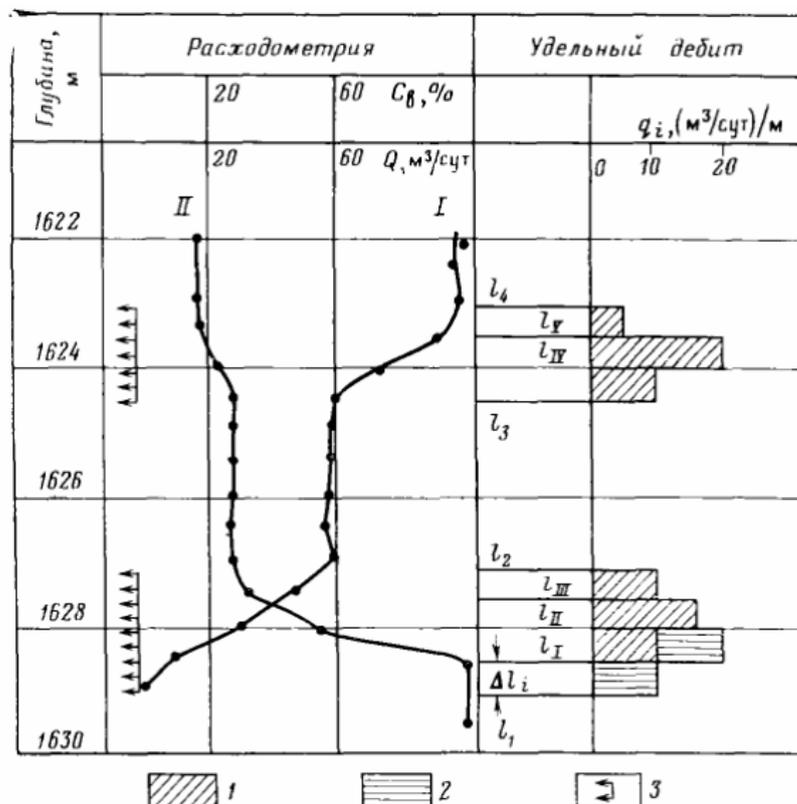


Рисунок 8 – Пример совместной обработки показаний механического расходомера и влагомера. 1 – нефть, 2 – вода, 3 – интервал перфорации; I – дебитограмма, II – влагограмма

Интегральные и дифференциальные профили расхода жидкости предназначены для выявления и количественной оценки работающих участков продуктивного коллектора, вскрытого перфорацией. Работаящая мощность пластов скважины и ее эксплуатационные показатели устанавливаются при суммировании мощностей продуктивного коллектора. При этом сопоставление работающих мощностей, определенных по данным расходомерии, с эффективными, найденными в процессе разведки и разбуривания месторождения, позволяет оценить величину коэффициента охвата залежи системой разработки.

Распределение притока или поглощения по мощности продуктивного пласта подчиняется тому же закону, что и распределение проницаемости. Для

уточнения работающей мощности, определенной по расходомерии используют ГК и ПС, так как кривые этих методов зеркально отображают распределение проницаемости (рисунок 9).

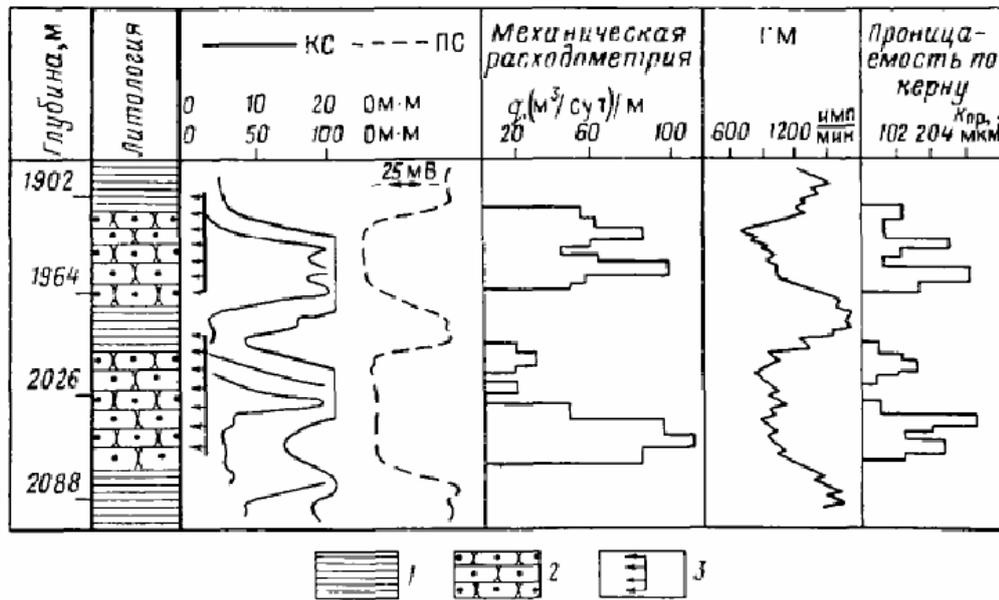


Рисунок 9 – Сопоставление профилей удельного расхода жидкости и проницаемости продуктивного коллектора. 1 – глина, 2 – нефтеносный песчаник, 3 – интервал перфорации

В практике определения общей приемистости скважин существует метод Шлюмберже. Метод определения приемистости заключается в проведении нескольких измерений расходомером по стволу работающей скважины при различных значениях скорости. Как правило, измерения проводятся от пяти раз (рисунок 10) [14].

При определении приемистости результаты измерений наносятся на масштабную координатную сетку ($V_{пр} \times N$) и по данным строится график $N = f(V_{пр})$ прямолинейной зависимости показаний расходомера N от скорости протяжки $V_{пр}$ прибора. Точка пересечения линии с осью абсцисс определяет величину скорости потока жидкости в скважине. Расположение этой точки говорит об направлении прибора: при подъёме расходомера точка пересечения должна располагаться слева от начала координат, а при спуске – справа от начала координат.

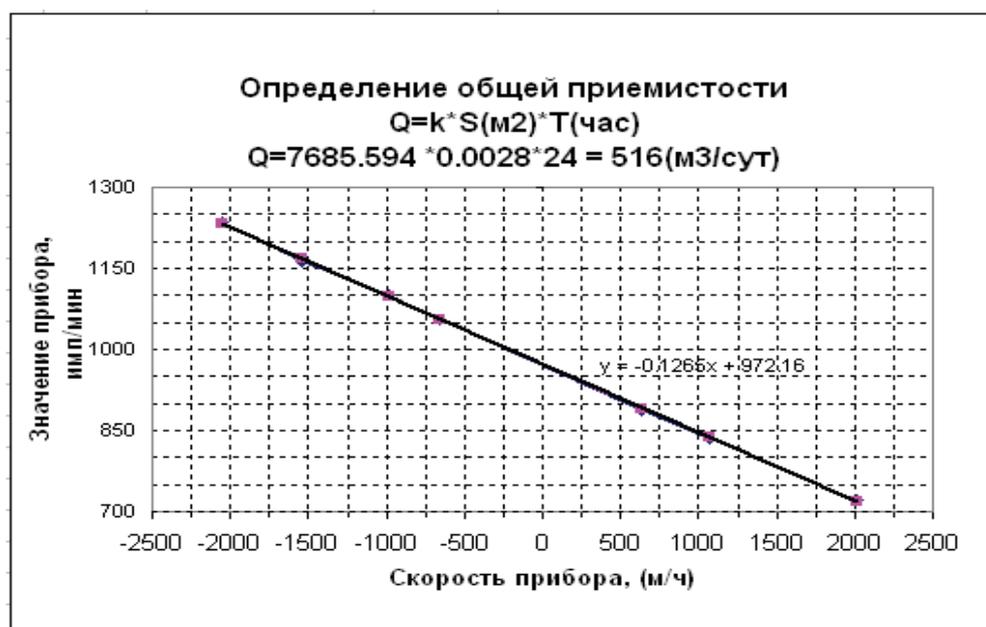


Рисунок 10 – Определение общей приемистости

Общую приемистость скважины можно определить ультразвуковым расходомером Акрон-01 на устье скважины. Принцип действия данного расходомера основывается на измерении разности времени распространения акустических колебаний, пересекающих поток контролируемой среды под углом к оси трубопровода в двух противоположных направлениях: по потоку и против потока. Расходомер обеспечивает измерение объемного расхода и суммарного (интегрального) объема жидкостей с низким содержанием газообразных и твердых веществ, при полностью заполненном сечении напорного трубопровода.

Расходомер Акрон-01 закрепляется на трубе водовода на устье скважины. При определении приемистости выполняются непрерывные измерения в течение 30 минут. В конце измерений получают значения расхода жидкости в м³/ч с интервалом в 1 минуту. Среди значений находится среднее этих показаний и определяется расход жидкости в сутки. Данные значения приемистости были сверены со значениями приемистости, которые были получены механической расходомерией с использованием расходомеров глубинных дистанционных (РГД). Таблицы значений представлены ниже.

Таблица 1 – Сравнение показаний Акрон-01 и РГД на скважине №1

Диаметр штуцера, мм	28	12	10	6	4	2
$Q_{\text{акрон}},$ $\text{м}^3/\text{сут}$	322 ± 6	252 ± 5	229 ± 4	207 ± 4	133 ± 3	106 ± 2
$Q_{\text{ргд}},$ $\text{м}^3/\text{сут}$	331 ± 17	252 ± 13	214 ± 11	205 ± 10	145 ± 7	105 ± 5

Отклонение результатов Акрон-01 от результатов РГД составило $\pm 3,2$ %.

Таблица 2 – Сравнение показаний Акрон-01 и РГД на скважине №2

Диаметр штуцера, мм	28	12	10	6	4	2
$Q_{\text{акрон}},$ $\text{м}^3/\text{сут}$	424 ± 8	285 ± 6	275 ± 5	118 ± 2	50 ± 1	47 ± 1
$Q_{\text{ргд}},$ $\text{м}^3/\text{сут}$	412 ± 21	290 ± 15	276 ± 14	134 ± 7	51 ± 3	46 ± 2

Отклонение результатов Акрон-01 от результатов РГД составило $\pm 3,5$ %.

Таблица 3 – Сравнение показаний Акрон-01 и РГД на скважине №3

Диаметр штуцера, мм	28	12	10	6	4	2
$Q_{\text{акрон}},$ $\text{м}^3/\text{сут}$	234 ± 5	227 ± 5	227 ± 5	228 ± 5	187 ± 4	84 ± 2
$Q_{\text{ргд}},$ $\text{м}^3/\text{сут}$	228 ± 11	224 ± 11	228 ± 11	206 ± 10	187 ± 9	80 ± 4

Отклонение результатов Акрон-01 от результатов РГД составило $\pm 3,4$ %.

Общая приёмистость, измеренная ультразвуковым расходомером Акрон-01, отличается от значений, определенных механическим расходомером, не более $\pm 3,5$ %. Отклонения показаний представленных расходомеров варьируются в пределах от 3,2 % до 3,5 %, что свидетельствует о том, что, применяя расходомер Акрон-01, можно будет определить общую приемистость примерно с той же точностью, что и модулем РГД.

1.3.2 Методы исследования пластов

Гидродинамические исследования на нагнетательных скважинах проводятся с целью определения оптимального способа эксплуатации. Данные исследования проводятся при установившихся режимах работы. Гидродинамические исследования заключаются в последовательном изменении режима эксплуатации скважин, т.е. и измерении приемистости и давления на забое при каждом режиме. Целью данных исследований является определение коэффициента приемистости пластов и пластовые давления. Задача исследований заключается в нахождении связи между приемистостью скважины и забойным давлением [14].

Регулирующее устройство (штуцер) на насосной станции отвечает за режим эксплуатации нагнетательных скважин. Давление на забое нагнетательных скважин определяется по манометру, который установлен на глубине соответствующего пласта. При имеющихся 6-ти режимах используются штуцеры различного диаметра: 28, 12, 10, 6, 4, 2 мм. При использовании минимального и максимального диаметра штуцера расходы могут отличаться в 3–5 раз. На каждом режиме скважина оставляется работать в течение четырех суток. По истечении данного времени регистрируются значения давления на забое. Далее по каждому режиму определяется общая приемистость и приемистость каждого пласта методом механической расходомерии.

По результатам проведенной работы и зарегистрированных показаний строится графическая зависимость забойного давления $P_{\text{заб}}$ от приемистости пластов, которая называется индикаторной диаграммой (ИД). Индикаторная диаграмма пласта Приобского месторождения (рисунок 11) $P_{\text{заб}} = f(Q)$ предназначена для определения величины пластового давления. Пластовое давление определяется путем продолжения индикаторной линии до пересечения с осью ординат и коэффициента приемистости пласта [14].

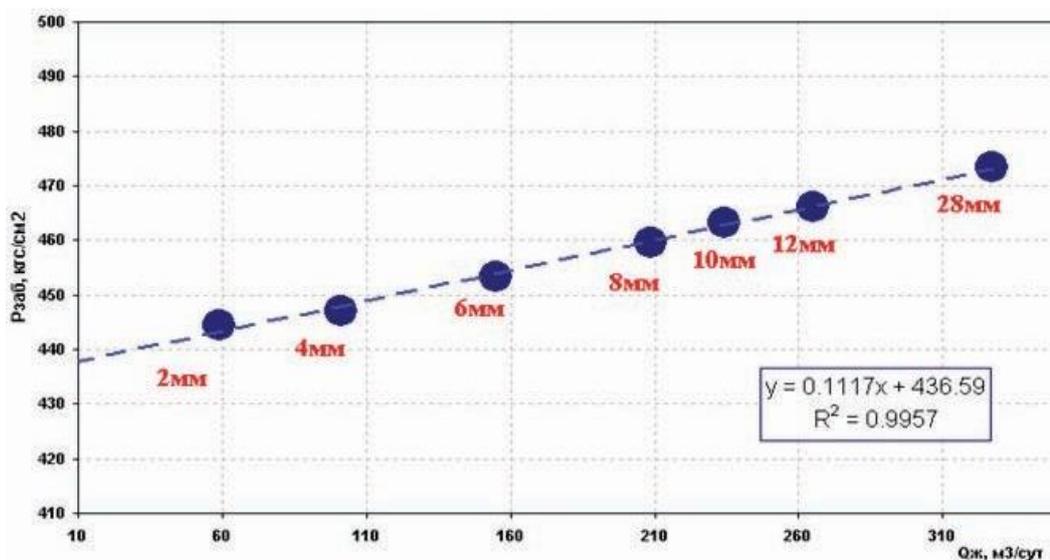


Рисунок 11 – Индикаторная диаграмма пласта Приобского месторождения

Трассерный или иначе индикаторный метод исследования пластов является одним из самых информативных методов со стороны регулирования системы заводнения. В процессе работы меченного вещества в нагнетаемой жидкости решаются важные вопросы системы заводнения нефтяных пластов. Трассерные исследования активно используются при оценки эффективности физико-химических методов воздействия на пласт, в особенности метода ВПП. Результату трассерных исследований в основном описывают высокопроводящие интервалы пласта. Первое выявление трассера в добывающих скважинах можно получить спустя сутки после закачки реагента. Но наиболее важное значение представляют фильтрационные потоки через каналы, которые начинают работать спустя длительный период времени (более 9 месяцев), т.к. в этот период проявляются фильтрационные каналы, описывающие прослой, не связанные с техногенной «трещиноватостью».

Проведение индикаторных исследований до работ по выравниванию профиля приемистости позволяет оптимизировать дизайн обработки нагнетательной скважины, после проведённого мероприятия – дополнительно оценить эффективность воздействия. Использование индикаторных методов исследования пластов со стороны оценки эффективности выравнивания профиля приемистости позволяет решить ряд задач:

- Определить гидродинамическую связь между добывающими и нагнетательными скважинами;
- Установить направление фильтрационных потоков нагнетаемой жидкости в пласт, а также их скорость и производительность;
- Определить скважины, которые являются источником обводнения;
- Оценить фильтрационно-емкостные свойства исследуемого участка.

Индикаторные методы исследования, проведённые до и после работ по выравниванию профиля приемистости, позволяют оценить изменение фильтрационных потоков. Изменение фильтрационных потоков приводит к вытеснению нефти из ранее недренируемых зон пласта. Результаты исследований до и после мероприятия приведены на рисунке 12.

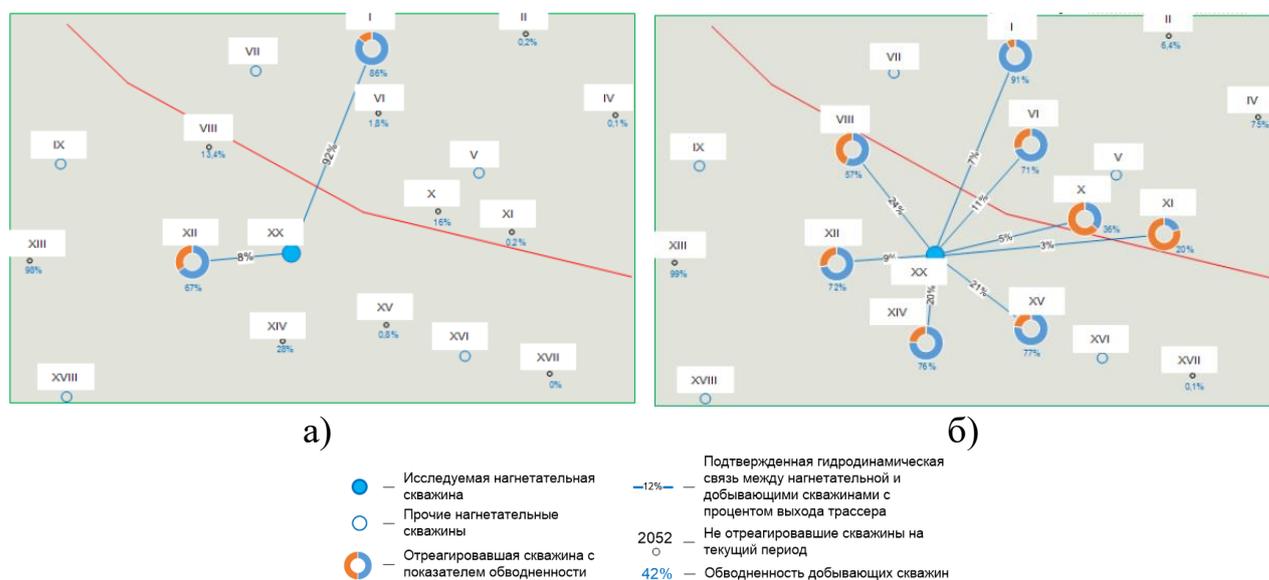


Рисунок 12 – Сравнение результатов трассерных исследований до и после выравнивания профиля приемистости: а) карта доли влияния трассера Уранин А до мероприятия; б) карта доли влияния трассера Тиокарбамид после мероприятия

Основное количество нагнетаемой жидкости в пласт поступает к добывающим скважинам по каналам фильтрации с проницаемостью 0,02-0,08 мкм². В районе 20 % жидкости поступает по хорошо проницаемым каналам (проницаемость 0,1 мкм² и более), по слабопроницаемым каналам фильтрации

(проницаемость менее 0,01 мкм²) фильтрационные процессы нагнетаемой воды практически не установлены.

Проанализировав приведённые источники литературы, можно сделать некоторые выводы, к которым относятся критерии применимости технологии выравнивания профиля приемистости:

1. Существенное обводнение скважин;
2. Падение дебита нефти;
3. Неравномерный профиль приемистости;
4. Анизотропия проницаемости коллектора;
5. Термобарические условия в пласте.

2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

2.1 Анализ методик и критериев подбора технологии выравнивания профиля приемистости

В применении физико-химических технологий повышения охвата пласта заводнением важным моментом является подбор объекта в планировании работ. При планировании физико-химического воздействия на нефтяную залежь с целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) можно выделить следующие принципы:

- Проведение предварительных исследований в скважинах;
- Одновременность обработок добывающих и нагнетательных скважин;
- Массовость проведения обработок призабойной зоны (ОПЗ) в скважинах с целью снижения интерференции;
- Периодичность проведения ОПЗ в скважинах;
- Изменение фильтрационных потоков в продуктивном пласте путем проведения ОПЗ в выборочных скважинах;
- Двухэтапность проведения ОПЗ в скважинах, на первом этапе проводятся работы по выравниванию профиля притока или приемистости скважины, а на втором – работы по интенсификации притока или приемистости;
- Выбор технологии ОПЗ в скважинах производится исходя из их геолого-технических условий.

В системе критериев применимости выравнивания профиля приемистости выделены такие геологические критерии, как хорошие фильтрационные свойства пласта, его повышенная проницаемая неоднородность и расчлененность, а также расположение участка в пределах чисто нефтяной зоны залежи. Помимо геологических, можно обозначить технологические критерии применимости ВПП, такие как высокая обводненность продукции скважин, высокие значения дебитов по жидкости и

приемистости скважин, опережение темпа выработки извлекаемых запасов нефти темпом обводнения продукции скважин.

Важным условием эффективности технологий ВПП нагнетательных скважин является минимизация проникновения гелеобразующего состава в низкопроницаемые пропластки продуктивного пласта. Представлены следующие критерии селективности экранирования высокопроницаемых пропластков при проведении ВПП:

- Повышенная вязкость пластовой нефти;
- Высокое соотношение проницаемостей пропластков нефтяного пласта;
- Повышенное соотношение толщин разнопроницаемых пропластков;
- Повышенное соотношение значений текущей нефтенасыщенности разнопроницаемых пропластков;
- Низкая вязкость закачиваемого гелеобразующего состава.

При выборе участков для проведения технологии необходимо выполнить анализ:

- Геолого-физической характеристики пласта;
- Состояние разработки участка;
- Результаты ранее проведенных на участке и объекте разработки технологий ВПП;
- Обоснование конкретной технологии ВПП;
- Дизайн скважино-операции и расчет прогнозных показателей технологической эффективности [15].

2.1.1 Выбор участка для применения технологии выравнивания профиля приемистости

Данный этап является одним из самых важных, т.к. при выборе скважин-кандидатов утверждается только около 20 % рассмотренного числа скважин, пригодных для применения технологии. Это объясняется такими факторами, как

наличие сформированной системы разработки, стадийность проведения работ, техническая пригодность нагнетательных скважин, возможность проведения работ в строго определенное время года. Одним из критериев применимости технологий ВПП является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную. В основном трассерные исследования или коэффициенты корреляции взаимовлияния скважин помогают определить реагирующие скважины.

Стадийность выполнения работ по ВПП определяется масштабностью охвата участков воздействием. При проведении опытно-промышленных работ (ОПР) по применению новых технологий подбираются участки с 1–2 нагнетательными скважинами, наиболее обособленные от других участков, где также проводятся аналогичные работы по изменению направления фильтрационных потоков (ИНФП) (ВПП, смена режимов работы скважин, циклическое заводнение). На стадии промышленного внедрения технологий участки расширяют до блоков, которые могут содержать от 5 до 10 нагнетательных скважин. Сформированная система разработки на участке или блоке является необходимым требованием повышения эффективности реализации технологий ВПП.

Нагнетательные скважины для применения технологии ВПП должны быть технически пригодны. Техническая пригодность определяется наличием или отсутствием заколонных перетоков или непроизводительного ухода жидкости закачки из продуктивного разреза. Технические проблемы не являются препятствием для проведения работ по ВПП, но учитываются потери при закачке составов, поэтому данное требование является экономическим.

Ещё один фактор, который определяет выбор участка, связан с проведением работ по ВПП в строго определенное время года. Данный фактор связан с возможными проблемами с логистикой при удалённых месторождениях от основной производственной базы.

Таким образом, при выборе участка для реализации технологий ВПП учитываются стадийность или статус внедрения, геолого-техническое состояние объекта воздействия и доступность скважин.

2.1.2 Анализ геолого-физической характеристики объекта воздействия

По выбранным участкам-кандидатам необходимо выполнить анализ геологической информации. Для данного действия необходимы следующие данные: описание керна и его литологического состава, результаты геофизических исследований скважин в открытом стволе, физико-химические свойства пластовых флюидов, петрофизические зависимости проницаемости от пористости. Возможность применения технологии ВПП зависит от описанной геолого-физической характеристики на участке разработки. Например, основные геологические критерии применимости технологий ВПП компании ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»: проницаемость коллектора – от 0,05 до 0,5 мкм², температура пласта – не ниже 70 °С, коэффициент расчлененности – не менее 1,4 [15].

Приемистость нагнетательной скважины зависит от проницаемости коллектора. Если коэффициент проницаемости коллектора менее 0,05 мкм², то приемистость скважины низкая, а процесс закачки происходит при высоких устьевых давлениях. Верхняя граница применимости технологий ВПП по проницаемости обусловлена имеющейся линейкой применяемых технологий. Так, при высокой проницаемости приемистость нагнетательных скважин может составлять 700 м³/сут и более, что требует применения различных модификаций технологий с крупно- и мелкофракционными наполнителями.

Коэффициент расчлененности пласта и коэффициент проницаемости должны рассматриваться в комплексе, по причине необходимости в определении наличия недренируемых или слабодренируемых прослоев в разрезе нагнетательной скважины. Если ее разрез представлен равномерным чередованием прослоев с малым разбросом коэффициента проницаемости, то

эффективность ВПП в такой скважине будет существенно ниже, чем в скважине с наличием неработающих интервалов либо прослоев. В этом случае обязательно выполнение анализа результатов промысловых геофизических работ, проведенных в закрытом стволе, с целью определения профиля приемистости нагнетательной скважины.

Анализ геолого-физических характеристик объекта даёт возможность приступить к выбору технологии ВПП и на начальном этапе оценить объемы закачки реагентов по аналогии с подобными объектами.

2.1.3 Анализ текущего состояния разработки участка воздействия

Анализ показателей разработки объекта воздействия выполняется для определения остаточных извлекаемых запасов участка и их локализации по площади.

Первым шагом объемным методом рассчитываются геологические запасы нефти участка на основе материалов геофизического каротажа. Далее для оценки остаточных извлекаемых запасов используется утвержденный КИН для данного эксплуатационного объекта, что допустимо для 1–3 стадий разработки. В этом случае величина остаточных извлекаемых запасов составляет в районе 40–80 % от начальных. При 4 стадии разработки, когда степень выработки начальных извлекаемых запасов более 80 % и высокая обводненность продукции, то для определения КИН по участку необходимо использовать петрофизическую зависимость коэффициента вытеснения от пористости или проницаемости [15].

При известных величинах коэффициента заводнения, коэффициента плотности сетки скважин и коэффициента охвата пласта вытеснением, утвержденных для рассматриваемого объекта разработки в проектном документе, получают КИН для определенного участка. После уже оценивают (остаточные) извлекаемые запасы участка. При этом может возникнуть проблема отнесения объемов добываемой нефти скважин, находящихся на границе участка. Идеальным является тот вариант, когда участок выбран с учетом

построенных в гидродинамическом симуляторе линий тока: границы участка должны пересекать как можно меньше линий тока (рисунок 13).

При неправильном выделении участка добыча из горизонтальной скважины, расположенной на западе от нагнетательной, должна быть разделена на 2, а из следующей за ней горизонтальной скважины на северо-западе участка – на 3 (с учетом интенсивности линий тока в участок и из него). Для локализации районов остаточных извлекаемых запасов нефти используются карты текущих подвижных запасов нефти, построенные на основе гидродинамической модели объекта (рисунок 14).

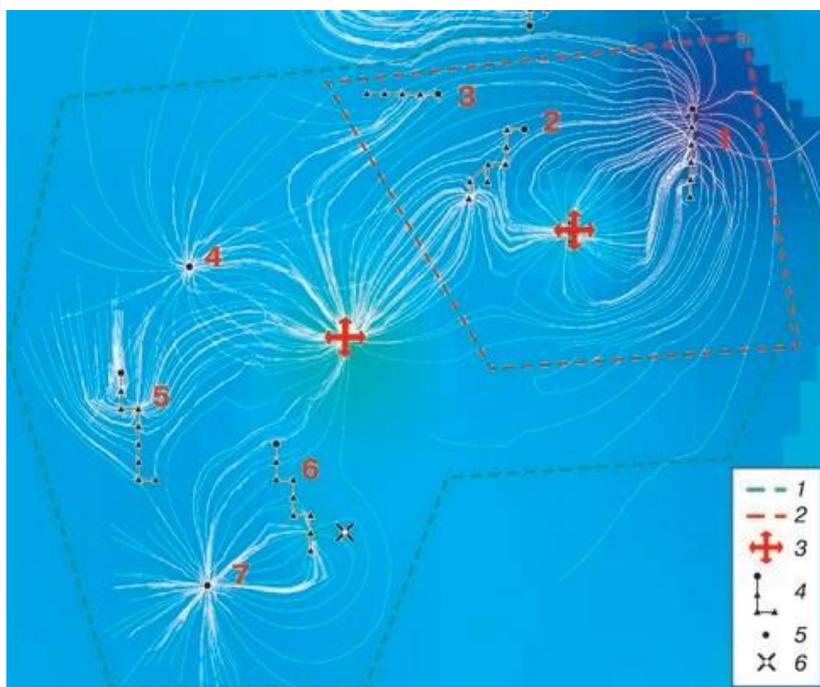


Рисунок 13 – Схема выделения участка на карте линий тока юрского объекта (цифры на схеме – номера скважин): 1, 2 – соответственно правильный и неправильный вариант; 3 – нагнетательные скважины; 4, 5 – соответственно горизонтальные и вертикальные добывающие скважины; 6 – ликвидированный пилотный ствол

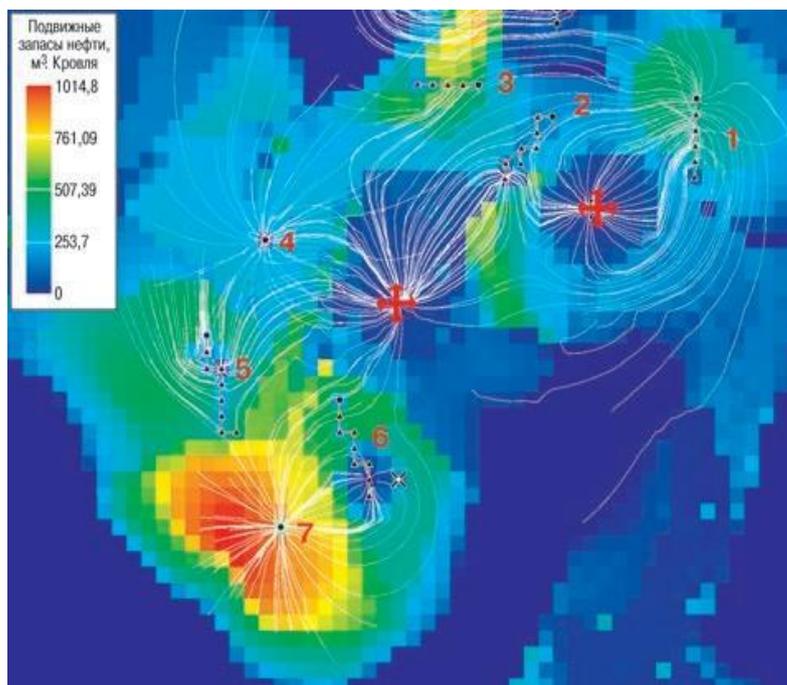


Рисунок 14 – Карта текущих подвижных запасов нефти с линиями тока (цифры на схеме – номера скважин): 1, 2 – соответственно правильный и неправильный вариант; 3 – нагнетательные скважины; 4, 5 – соответственно горизонтальные и вертикальные добывающие скважины; 6 – ликвидированный пилотный ствол

На основе выполненных работ по ВПП, остаточные извлекаемые запасы на одну нагнетательную скважину участка должны составлять не менее 60 тыс. т. Из рисунка 14 видно, что при проведении ВПП в нагнетательных скважинах данного объекта следует ожидать эффект по горизонтальным скважинам 1, 5 и 6. Скважины 2 и 4 расположены в практически промытой зоне, а скважины 3 и 7 экранируются работой скважин 2 и 6, поэтому эффект по ним следует ожидать с запозданием. Такое представление используется при выполнении прогнозных расчетов дополнительной добычи нефти от применения технологий ВПП.

Таким образом, анализ разработки участка дает возможность оценить потенциал очага воздействия по приросту дополнительной добычи нефти, а также определить реагирующие добывающие скважины, по которым ожидается эффект от применения технологии.

2.1.4 Анализ истории применения технологий выравнивания профиля приемистости на участке

Данный этап объясняется тем, что технологии ВПП имеют ограничения по кратности применения. Технологическая эффективность в среднем снижается на 10 % предыдущего значения согласно анализу мероприятий, проведенных в 2012–2014 гг. на месторождениях АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (таблица 4) [15].

Таблица 4 – Технологическая эффективность при повторных проведениях выравнивания профиля приемистости

Номер нагнетательной скважины	Технология	Снижение дополнительной добычи нефти в 2014 г., %
631	Полимерные системы с наполнителем	9,8
692	Полимерные системы с созданием оторочки ПАВ	8,0
708	Полимерные системы	11,8

С целью выбора повторной технологии ВПП разработана схема, приведенная на рисунке 15.

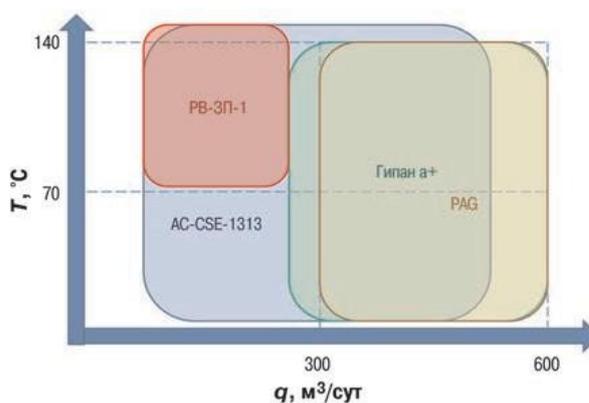


Рисунок 15 – Диаграмма применимости технологий выравнивания профиля приемистости в зависимости от приемистости нагнетательной скважины q и температуры пласта T

При повторных обработках необходимы увеличенные объемы закачки либо выбор более жесткой технологии по сравнению с применяемыми.

Увеличение объемов закачки рабочих агентов при ВПП экономически ограничено, поэтому оптимальным является чередование различных технологий ВПП, тем более что большинство из них может применяться в аналогичных горно-геологических условиях.

Одной из универсальных технологий ВПП является применение реагента АС ССЕ-1313. Особенностью композиции является то, что при приготовлении раствора его вязкость не превышает 1–2 мПа·с и раствор можно закачивать в пласты низкой проницаемости. Технология РВ-3П-1 отличается регулируемым временем гелеобразования в зависимости от температуры пласта.

Например, проанализируем критерии применимости следующих участков. На участке скважины 1089 Романовского месторождения пробурены одна нагнетательная и шесть добывающих скважин. Участок нагнетательных скважин 2093 и 2095 Сугмутского месторождения включает восемь добывающих скважин. В таблице 5 приведены критерии выбора участков для применения технологий ВПП [15].

Таблица 5 – Критерии выбора участков для применения технологий выравнивания профиля приемистости

Показатели	Допустимый диапазон	Скважина 1089	Скважины 2093 и 2095
Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин	≥ 3	6	4
Проницаемость пласта, мкм ²	0,005 – 0,050	0,016	0,047
Температура пласта, °С	70,0 – 150,0	86,0	87,8
Расчлененность	$\geq 1,4$	5,8	6,1
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т.	> 60	113,0	68,8
Обводненность скважин, %	40 – 90	65,6	76,8
Дополнительная добыча нефти от проведения ВПП, т	> 600	2690	691

Из таблицы видно, что участок нагнетательной скважины 1089 характеризуется лучшими показателями по соотношению числа скважин, величине остаточных извлекаемых запасов и текущей обводненности. Закономерно эти показатели значительно повлияли на результаты применения

технологий ВПП (рисунок 16, а). Оба участка отреагировали положительно на воздействие, что отмечается снижением обводненности продукции скважин и приростом дебитов нефти. По второму участку эффект в 4 раза ниже, это практически точно коррелирует с объемом остаточных извлекаемых запасов, приходящихся на одну нагнетательную скважину участка. Второй участок по критерию обводненности продукции скважин находится в зоне второй группы риска (рисунок 16, б), что соответствует более низкому потенциалу получения эффекта от ВПП.

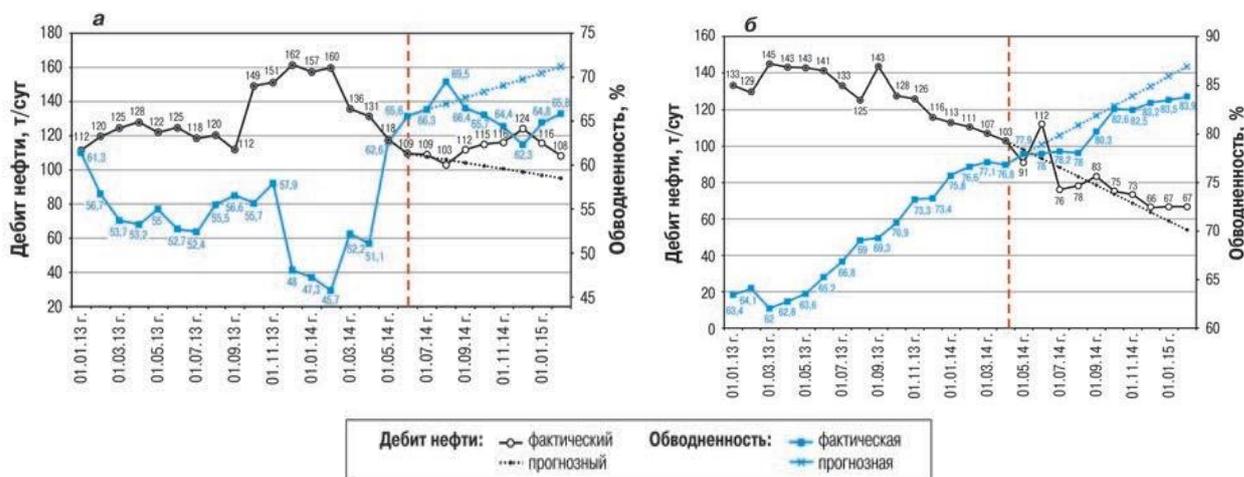


Рисунок 16 – Динамика дебита нефти и обводненности скважин участков нагнетательной скважины 1089 Романовского месторождения (а) и нагнетательных скважин 2093 и 2095 Сугмутского месторождения (б)

2.1.5 Применение методики

Апробация вышеприведенной методики выбора объектов для применения технологий ВПП проводилась в 2012–2014 гг. За этот период на месторождениях Ноябрьского региона было проведено более 370 обработок скважин по технологиям ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг». Результатом стала разработка регламента критериального выбора участков для применения технологий ВПП. В 2014 г. основными объектами внедрения являлись скважины Вынгапуровского и Сугмутского месторождений (рисунок 17).

Данные месторождения характеризуются наибольшим действующим фондом скважин, находятся на третьей стадии разработки, сопровождающейся

прогрессирующим обводнением добывающих скважин и снижением базовой добычи нефти. В связи с отмеченным применением технологий ВПП на данных месторождениях наиболее оправдано.

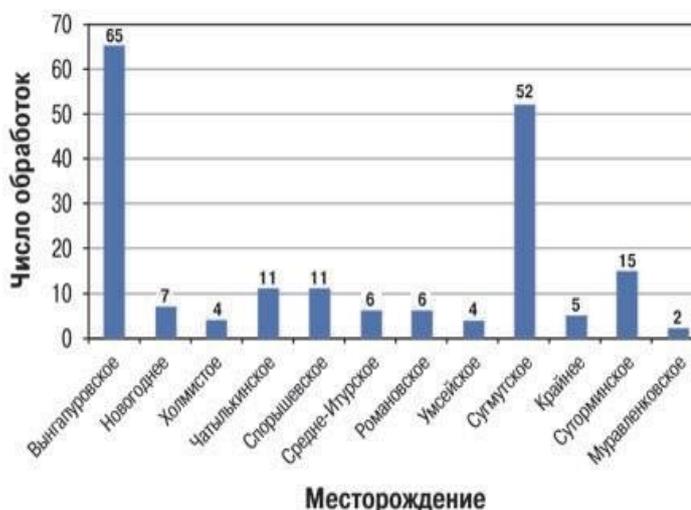


Рисунок 17 – Гистограмма распределения числа обработок по технологиям выравнивания профиля приемистости на месторождениях Ноябрьского региона

В таблице 6 приведена удельная эффективность на одну скважину по видам технологий, из которой видно, что разброс этого параметра по видам обработок небольшой, но при этом задействованы разные механизмы образования экранов в призабойной зоне скважин, что свидетельствует об оптимальных способах обработки скважин на выбранных участках [15].

Таблица 6 – Удельная эффективность технологии выравнивания профиля приемистости

Технология	Дополнительная добыча нефти, т.	Число скважин	Удельная эффективность на одну скважино-операцию, т.
Полимерные системы	6 649	13	511
Полимерные системы с наполнителем или с оторочкой ПАВ	14 033	21	668
РВ-ЗП-1	7 994	12	666
СКО + полимерные системы + ПАВ	4 331	6	722
Полимерные системы + ПАВ	19 441	28	694
ИТОГО	52 448	80	656

2.2 Технологические особенности процесса выравнивания профиля приемистости

Технологический процесс состоит из определения зоны поглощения воды, приготовления и закачки раствора, выдержки его до образования геля с последующим запуском в работу.

Сущность технологии выравнивания профиля приемистости сводится к закачке предоторочки пресной воды, одновременному приготовлению и закачке гелеобразующей композиции определённого состава и объёма в скважину, последующей его продавке пресной водой и необходимой выдержке для гелеобразования.

Радиус обработки призабойной зоны нагнетательной скважины рассчитывается на основании зависимости падения давления в призабойной зоне.

Объём закачиваемого в скважину гелеобразующего состава определяется исходя из давления в системе ППД на устье скважины и мощности высокопроницаемой зоны пласта и рассчитывается по формуле:

$$V = \pi \cdot H \cdot (P_{\text{уст}}/P_0)^2 \cdot K_{\text{п}}, \quad (8)$$

где H – мощность принимающего пропластка, м; $P_{\text{уст}}$ – давление закачки в системе ППД на устье скважины, МПа; P_0 – депрессия, которую выдерживает образующийся в пласте гель, МПа/м; $K_{\text{п}}$ – пористость пропластка, доли.ед.

Конкретный объём закачки гелевого раствора устанавливается для каждой скважины в индивидуальном порядке.

Для проведения работ по выравниванию профиля приемистости нагнетательная скважина должна иметь герметичную эксплуатационную колонну, качественное цементное кольцо за колонной, исключаящее заколонные перетоки и исправную устьевую арматуру. Верхний фланец должен быть оборудован быстроразъёмным соединением (БРС).

Порядок выполнения работ выравнивание профиля приемистости технологией МПДС включает в себя 3 основных этапа: подготовительные работы, приготовление рабочих агентов и проведение работ.

Подготовительный этап работ включает в себя в доставке химических реагентов и подготовке оборудования к процессу. При технологии МПДС химические реагенты доставляются на кустовую площадку в определённом количестве для скважины X (таблица 7).

Таблица 7 – Количество химических реагентов при выравнивании профиля приемистости технологией модифицированных полимер-дисперсных суспензий

Наименование химических реагентов	Масса, т
Полиакриламид	3,000
Ацетат хрома	0,400
ПБМГ	10,000

Спецтехника расставляется согласно принципиальной схемы расстановки оборудования. Производится монтаж нагнетательной линии по закачке состава в трубное пространство обрабатываемой скважины, подсоединив её к насосному агрегату и монтаж технологической линии водоснабжения от соседней нагнетательной или водовода обрабатываемой скважины. Для приготовления состава рабочей концентрации производится обвязка технологической линии водоснабжения с эжектором для забора реагентов и далее с промежуточной ёмкостью (КУДР или ЦА-320 (СИН-32)). Подготовительный этап завершается обвязкой всасывающей линии насосного агрегата с промежуточной емкостью (рисунок 18).

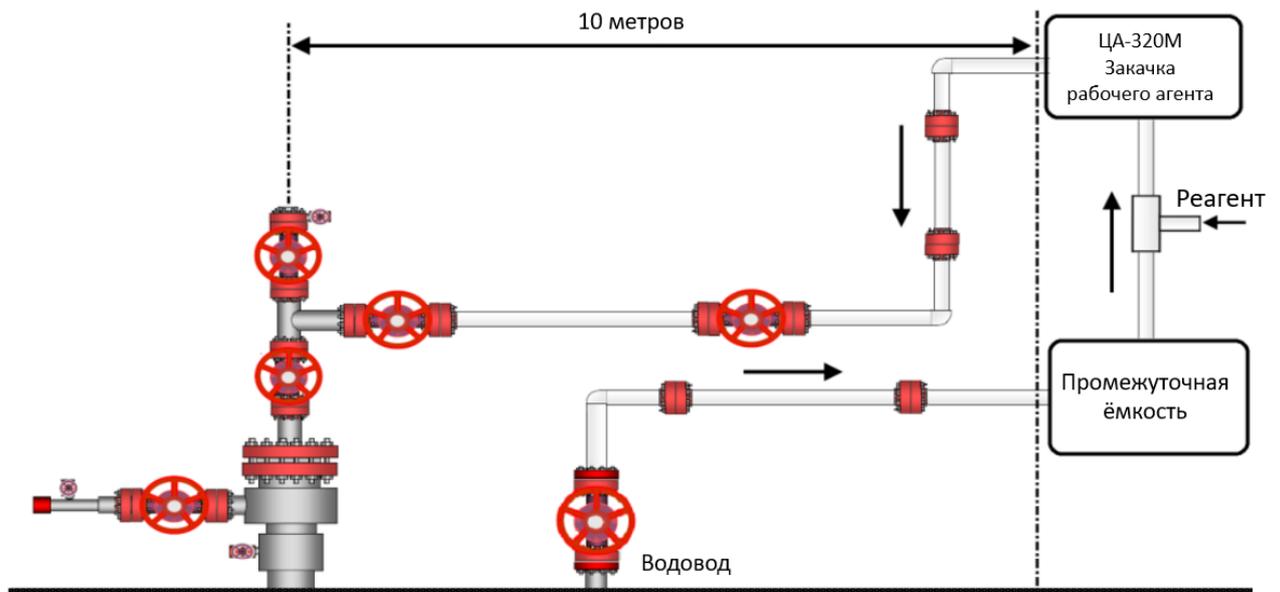


Рисунок 18 – Схема обвязки устья скважины при выполнении работ по выравниванию профиля приемистости

Следующий этап выполнения ВПП включает в себя приготовление рабочей композиции путём смешения компонентов, дозируемых эжектором с учётом приготовления состава нужной концентрации.

Основной этап включает в себя порядок работ закачки МПДС. Работы по закачке МПДС на скважину X производятся в объёмах, указанных в таблице 8:

Таблица 8 – Объёмы реагентов при технологии модифицированных полимер-дисперсных суспензий

Наименование	Ед. изм.	Рабочая концентрация, %	МПДС
ОБЪЁМ	м ³		1000,00
Полиакриламид	т	0,30	3,00
Ацетат хрома	т	0,04	0,40
ПБМГ	т	1,00	10,00
Вода	м ³		992,77

Основные работы по выравниванию профиля приемистости начинаются с опрессовки нагнетательной линии на 1,5-кратное ожидаемое рабочее давление с составлением акта опрессовки. Для начала определяется начальная приемистость скважины путём закачки воды в трубное пространство при давлении водовода +/- 10 атм (при отсутствии возможности определить

приемистость при данных режимах (высокая приемистость скважины), замер производится на двух режимах: P_{\max} и $P_{\max} - 10$ атм). При определении приемистости скважины давление и объём закачиваемого рабочего раствора заносится в технологический акт.

Для подачи воды в промежуточную ёмкость (КУДР или ЦА-320 (СИН-32)) следует открыть дублирующую задвижку соседней нагнетательной скважины (водовода обрабатываемой). При запуске насосного агрегата в работы регулируется скорость подачи воды и начинается дозирование реагентов в промежуточную ёмкость при соблюдении указанных концентраций. Закачка состава в пласт производится при давлении, не превышающим предельно допустимого ($P + 10$ атм) от нормального режима работы скважины. В случае увеличения давления закачка состава прекращается и производится продавка состава водой в объёме 10 м^3 , скважина пускается в работу для закачки воды до снижения давления до рабочего. Если процесс проведения работ по ВПП остановился по техническим причинам, то следует продавить закачиваемый состав в пласт водой в объёме не менее 20 м^3 . По окончании закачки запланированного объёма следует произвести продавку в пласт водой в объёме не менее 125 м^3 . Далее определяется конечная приемистость скважины аналогичным образом.

По окончании работ производится демонтаж нагнетательной линии по закачке состава в обрабатываемую скважину. И после закачки запланированного объёма, скважина останавливается на 12 часов для структурообразования, после чего скважина запускается в работу.

2.3 Химические реагенты, используемые при выравнивании профиля приемистости

Химические реагенты, применяемые при выравнивании профиля приемистости, можно разделить на три основных типа составов: дисперсные – по принципу преобладающей роли дисперсной фазы; осадко-гелеобразующие растворы; и комплексные составы, состоящие, например, из геле и

осадкообразующих композиций, а также из гелеобразующих и дисперсных соединений. Комплексные составы предназначены для закачки в пласт в определенной последовательности отдельных композиций, различных по своим реологическим и дисперсным свойствам, основная цель которых – комплексное воздействие на зоны пласта. Например, к выравниванию профиля приемистости относятся следующие методы и технологии:

1. ПДС – полимердисперсные системы на основе растворов частично гидролизованного полиакриламида (ПАА) и растворы глинистой суспензии.

2. МПДС, ЩПСК – модифицированные полимердисперсные системы и щелочно-полимердисперсные системы на основе ПДС.

3. СПС – сшитая полимерная система, применяется высоко и низкомолекулярный полимер, в качестве сшивателя применяется ацетат хрома ПАА+АХ или и хлоркалийевые квазцы ПАА+ХКК. За счет сшивателей стабилизируют полимер.

4. ВУС – вязкоупругие составы, в основе присутствуют высокомолекулярные полимеры ПАА 0.6-3 %.

5. ПАПС – поверхностно-активные полимерные системы, смесь ПАА и поверхностно-активных веществ (ПАВ). Направлены на увеличение коэффициента охвата заводнением и увеличение коэффициента вытеснения.

6. ГОС – гелеобразующие составы, направлены на загущение воды и увеличение коэффициента охвата пласта.

7. ООС – осадкообразующие составы.

В таблице (приложение А) представлена характеристика некоторых технологий ВПП (химреагенты и материалы, а также критерии применимости и критерии подбора скважин) [10].

Для выравнивания профиля приемистости скважин и увеличения охвата пластов заводнением наиболее распространенными являются способы с использованием композиций, которые обладают повышенной вязкостью, в

основном, растворов полимеров. В качестве полимера широкое применение нашли различные полиакриламиды.

Полиакриламид представляет собой полимер, который образуется из акриламидных субъединиц ($-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$). Существует в виде белых гранул или порошка, очень гигроскопичный, образует мягкий гель при гидратации. Классификация составов на основе полиакриламида, используемых для выравнивания профиля приемистости пласта представлена на рисунке 19 [16].



Рисунок 19 – Классификация составов полиакриламида для выравнивания профиля приемистости пласта

Одной из самых распространенной модификацией полимера является частично гидролизированный полиакриламид (рисунок 20, а). Полимер увеличивает вязкость раствора при меньшей концентрации полимера в сравнении с обычным полиакриламидом и более устойчив к механической деструкции. Степень гидролизованности может варьироваться от 25 до 35 %, наличие карбоксильных групп в структуре полимера делают цепь более жесткой благодаря их взаимному отталкиванию. Введение карбоксильных групп в полимерную цепь не решает проблему стабильности реологических свойств полностью.

Для обеспечения термостабильности полиакриламида в условиях высокотемпературных пластов в цепь полиакриламида вводят дополнительные мономеры, повышающие его термическую устойчивость, например, 2-

акриламидо-2-метилпропан сульфоновую кислоту (рисунок 20, б), винилпирролидон и др.

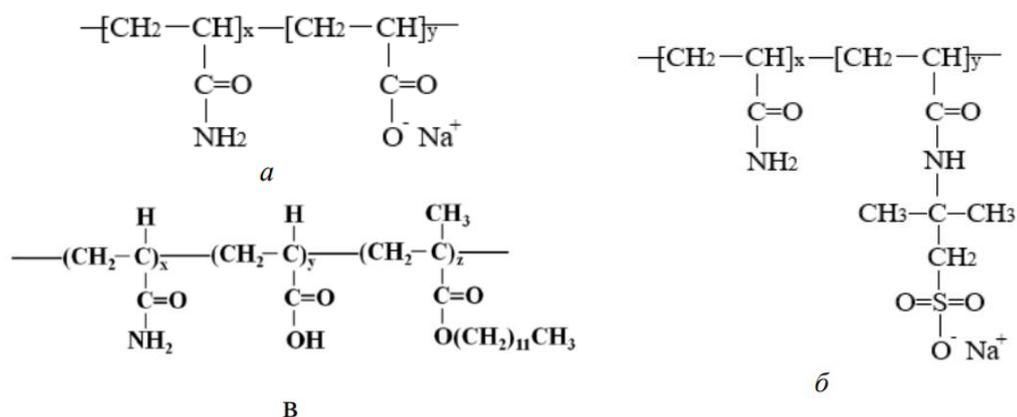


Рисунок 20 – Структура модифицированного полиакриламида: а – частично гидролизированный; б – сульфированный; в – гидрофобно-модифицированный полиакриламид

Гидрофобно-модифицированный полиакриламид (рисунок 20, в) представляет собой полиакриламидную цепь со встроенными гидрофобными мономерами (менее 5 % от количества акриламида), которые могут располагаться по концам полимера или в самой цепи. В водной среде гидрофобные части полимера группируются и образуют микродомены, которые стабилизируют реологические свойства раствора полимера.

В основе гелей *in situ* лежит высокомолекулярный частично-гидролизированный полиакриламид (ЧГПАА) и сшивающий агент, который предназначен для связи между функциональными группами мономеров полимерной цепи. Концентрация составляющих влияет на реологические характеристики гелей *in situ*.

Жесткие гели формируются при содержании ЧГПАА 4000 мг/л, при такой концентрации вводимый в раствор полимера сшиватель формирует преимущественно межмолекулярные связи. Вязкость жесткого полимерного геля составляет более 30 000 мПа·с, термостабильность достигает 120 °С.

Мягкие гели формируются при концентрации полиакриламида 800-2000 мг/л. В зависимости от типа и концентрации сшивки вязкость мягкого геля

находится в диапазоне от 100 до 10 000 мПа·с. Ионная сшивка обеспечивает стабильность до 80 °С, ковалентная полярная – до 100 °С.

Концентрация полимера в коллоидных дисперсных гелях составляет 100-1200 мг/л. При низкой концентрации полимера после добавления сшивающего агента полимерные цепи преимущественно образуют связи между функциональными группами одной полимерной цепи. При этом образуются глобулы малого размера, устойчивые в диапазоне температур от 40 до 94 °С [16].

Наиболее подходящим соединением для сшивки является ацетат хрома, что обусловлено его стабильностью в условиях пласта, а также длительным периодом формирования геля в сравнении с неорганическими солями хрома. Гели на основе ЧППАА и ацетата хрома чаще всего используют в условиях низкотемпературных коллекторов. Для средних температур используют сшивку солями алюминия. Для пластов с температурой выше 80 °С в качестве сшивателей применяют органические вещества. Между боковыми функциональными группами полимерных цепей и сшивающим агентом формируются ковалентные связи, которые обладают большей термоустойчивостью в сравнении с ионными связями. Среди органических сшивок наиболее распространенными являются производные фенола, гексаметилентетрамин, формальдегид и др. [16].

Для целей устранения недостатков присущих гелям *in situ* в практике используется технология выравнивания профиля приемистости пласта с использованием предварительно сшитых гелей. Предварительно сшитые гели представляют собой частицы абсорбента на основе полиакриламида. Среди предварительно сшитых гелей выделяют макрогели и микрогели, которые в первую очередь отличаются размером частиц. Сравнение представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнительный анализ макро и микрогелей

Параметр сравнения	Макрогели	Микрогели
Метод синтеза	Гомогенный синтез (полимеризация с последующей сушкой и измельчением)	Синтез в обратной эмульсии
Размер	От нескольких десятков мкм до см	0,1-30 мкм
Абсорбционная емкость	30-200 раз	5 и более раз
Проницаемость пласта	от $500 \cdot 10^{-3}$ мкм ² и выше	от $50 \cdot 10^{-3}$ мкм ² и выше
Преимущественное воздействие на зону пласта	ПЗП	УПЗ

При анализе применения технологий с использованием химических реагентов на основе ПАА, предназначенных для выравнивание профиля приемистости пласта, изучена классификация составов ПАА. Как известно, ПАА подвержен деструкции и его реологические характеристики могут меняться в ходе проведения обработки. Современным подходом выравнивания профиля приемистости пласта является использование предварительно сшитых полимерных гелей, которые обладают большей устойчивостью к различным факторам воздействия.

2.4 Определение эффективного объема закачки химических композиций технологий выравнивания профиля приёмистости

Объем закачиваемой химической композиции для каждой технологии ВПП является одним из главных параметров реализации технологии. Верно подобранному объему закачки соответствует максимально возможная эффективность применяемой технологии.

Существует несколько методик расчета объемов закачки химических композиций, рассмотрим две наиболее популярные: базирующуюся на зависимости объема закачки от размера и толщины кольцевой зоны осадка и базирующуюся на зависимости от условия сдвигового сопротивления величине депрессии.

Рассмотрим данные методики на примере конкретных технологий ЩПСК и AS CSE.

Первая методика расчета включает в себя определение объемов оторочек раствора и буфера, толщины кольцевой зоны осадка и водопрводящей толщины пласта.

Объемы оторочек буфера и раствора определяются по формуле:

$$V_{p_i} = V_{b_i} = 2 \cdot \pi \cdot \lambda^{0,5} \cdot r_i^{1,5} \cdot h_B \cdot m \cdot K_{\text{выт}}, \text{ м}^3 \quad (9)$$

где V_{p_i} – необходимый объем раствора, м^3 ; V_{b_i} – необходимый объем буфера, м^3 ; λ – коэффициент рассеивания, м; r_i – расстояние от нагнетательной скважины до i -той зоны осадка, м; h_B – водонасыщенная (водопрводящая) толщина пласта, м; m – пористость пласта, доли ед.; $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти, доли ед.

Толщина кольцевой зоны осадка Δr_i определяется по формуле:

$$\Delta r_i = 2 \cdot \sqrt{\lambda \cdot r_i}, \text{ м} \quad (10)$$

Водонасыщенная (водопрводящая) толщина пласта h_B определяется по формуле:

$$h_B = \frac{h}{K_{\text{выт}}} \cdot H, \text{ м} \quad (11)$$

где h – текущий коэффициент нефтеотдачи, доли ед.; H – вскрытая толщина пласта, м.

Расстояние r_i определяется по формуле:

$$r_i = r_{i-1} + \pi \cdot \Delta r_i, \text{ м} \quad (12)$$

где π – шаг между соседними кольцевыми зонами осадка (выбирают от 2 до 8 в зависимости от степени снижения проницаемости).

Оптимальный интервал расстояний r_i должен быть больше радиуса призабойной зоны нагнетательных скважин, но меньше 80 – 120 м. Это обуславливается тем, что на расстоянии меньше радиуса ПЗП образование осадков нецелесообразно из-за резкого снижения приемистости нагнетательной скважины. А на расстоянии 80 – 120 м влияние образующихся зон осадка

становится пренебрежимо малым по отношению к приемистости скважины, и резко возрастают объемы закачиваемых оторочек.

Рассмотрим расчёт необходимого объема химических реагентов на примере ЩПСК, в состав которой входят едкий натрия, ПАА и жидкое стекло.

Объем товарного едкого натрия определяется по формуле:

$$V_{\text{NaOH}} = \frac{V_{p_i} \cdot \rho \cdot C_{\text{NaOH}}}{C_{T_{\text{NaOH}}} \cdot \rho_{\text{NaOH}}}, \text{ м}^3 \quad (13)$$

где ρ – плотность рабочего раствора, кг/м³; C_{NaOH} – массовая концентрация гидроксида натрия в рабочем растворе, %; $C_{T_{\text{NaOH}}}$ – массовая концентрация гидроксида натрия в товарном продукте, %; ρ_{NaOH} – плотность гидроксида натрия, кг/м³.

Объем товарного жидкого стекла определяется по формуле аналогичной предыдущей:

$$V_{\text{Na}_2\text{SiO}_3} = \frac{V_{p_i} \cdot \rho \cdot C_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}}{C_{T_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}} \cdot \rho_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}}, \text{ м}^3 \quad (14)$$

где ρ – плотность рабочего раствора, кг/м³; $C_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}$ – массовая концентрация силиката натрия в рабочем растворе, %; $C_{T_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}}$ – массовая концентрация силиката натрия в товарном продукте, %; $\rho_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}$ – плотность силиката натрия, кг/м³.

Масса необходимого ПАА определяется по формуле:

$$M_{\text{ПАА}} = \frac{V_{p_i} \cdot \rho \cdot C_{\text{ПАА}}}{C_{T_{\text{ПАА}}}}, \text{ кг} \quad (15)$$

где ρ – плотность рабочего раствора, кг/м³; $C_{\text{ПАА}}$ – массовая концентрация ПАА в рабочем растворе, %; $C_{T_{\text{ПАА}}}$ – массовая концентрация ПАА в товарном продукте, %.

Объем или массу других химических реагентов можно рассчитать аналогичным образом. Воду для образования буферных оторочек закачивают аналогично закачке раствора, но без добавки реагентов.

Во второй методике объем закачки основного реагента АС-CSE-1313 должен рассчитываться исходя из условия сдвигового сопротивления величине депрессии:

$$L \geq \Delta P / S, \text{ м} \quad (16)$$

где L – глубина установки экрана, м; ΔP – репрессия на пласт; S – градиент сдвига, атм/м.

Состав АС-CSE после гелирования обладает высокой вязкостью (1000 и более мПа·с) и высоким градиентом сдвига 60-90 атм/м., таким образом примем градиент сдвига экрана S равным значению 60 атм/м.

Расчет репрессии нагнетательных скважин производится на основе устьевого давления закачки, глубины перфорации, удлинения на кровлю продуктивного пласта и текущего пластового давления по формуле:

$$\Delta P_{\text{репрессия}} = P_{\text{устьевое}} + \rho \cdot g \cdot (H_{\text{глуб.перф.}} - H_{\text{удлин.}}) - P_{\text{пласт}}, \quad (17)$$

либо оценить репрессию по фактическому забойному давлению.

Таблица 10 – Репрессия на пласт

Скважина	$P_{\text{уст}},$ атм	$H_{\text{перф}},$ м	Удл., м	$P_{\text{пласт}},$ атм	ΔP расчет, атм	$P_{\text{заб}}$ факт, атм	ΔP факт, атм
15798	205	2818	371,85	345	100	469	124
15821	170	2638	192,78	342	68	412	70
15838	171	2600	151,3	332	79	411	79
15857	150	2534	89,67	338	52	416	78
15887	199	2892	455,02	360	78	444	84

Минимально необходимый объем закачки рабочего раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{мин}} = \pi \cdot L^2 \cdot H_{\text{перф.нефт.}} \cdot m, \quad (18)$$

где L – глубина (радиус) проникновения раствора АС-CSE-1313, м; $H_{\text{перф.нефт.}}$ – перфорированная нефтенасыщенная толщина, м; m – пористость, %.

Таблица 11 – Расчет минимального необходимого объема закачки

Скважина	$P_{\text{пласт, атм}}$	$P_{\text{заб факт, атм}}$	$\Delta P_{\text{факт, атм}}$	L, м	$H_{\text{перф.нефт., м}}$	m	$V_{\text{min, м}^3}$
15798	345	469	124	2,1	12,6	0,174	29,5
15821	342	412	70	1,2	33	0,163	22,7
15838	332	411	79	1,3	21,4	0,173	20,3
15857	338	416	78	1,3	19,4	0,156	16,2
15887	360	444	84	1,4	14,2	0,164	14,3

Таким образом, для пласта со средней репрессией 87 атм и средней толщиной продуктивного перфорированного интервала 20,12 м – минимальный объем закачки в среднем составляет 20,6 м³ на скважину. Минимальный объем закачки не учитывает потерь при закачке, расчлененность пласта, текущую продуктивность скважин, и в связи с этим при расчете объема закачки немаловажную роль играет опыт проведения работ на объекте.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭФФЕКТИВНОМУ ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

Метод выравнивания профиля приемистости стал одним из основных методов воздействия на пласты через нагнетательные скважины. Важнейшим вопросом при применении данной технологии является получение максимального технологического эффекта. Эффективность проведения технологии ВПП в различных геологических условиях во многом зависит от качественного анализа и рассмотрения следующих этапов:

- Анализ геолого-промысловых условий;
- Характеристика технологий, классификация по механизму действия;
- Обоснование применения химического реагента и определение эффективного объема закачки;
- Прогнозирование технологической эффективности, оценка показателей эффективности.

На рисунке 21 представлена последовательность выбора наиболее эффективных технологий ВПП.



Рисунок 21 – Блок-схема выбора эффективных технологий выравнивания профиля приемистости

Первым шагом согласно геолого-промысловым параметрам эффективного применения технологий, для каждой нагнетательной скважины залежей подбирается набор технологий, который позволит при их применении

получить высокий технологический эффект. Подобранные технологии классифицируются и в результате анализа технологической эффективности подбирается конкретная технология с набором критерий применимости, используемыми химическими реагентами и материалами, определёнными объёмами их закачки.

Основными геолого-промысловыми критериями применимости технологии является: проницаемость коллектора – от 0,05 до 0,5 мкм², температура пласта – не ниже 70 °С, коэффициент расчлененности – не менее 1,4; величина остаточных извлекаемых запасов более 60 %; обводненность продукции не менее 40 %.

Наибольшее распространение в Западной Сибири из химических реагентов нашли предварительно сшитые гели на основе полиакриламида. Эффективность воздействия технологии ВПП во многом зависит от количества закаченного реагента. Существует оптимальный объём оторочки, обеспечивающий максимальную, рентабельную добычу дополнительной нефти на участке воздействия.

Важным моментом является оценка технологического эффекта от применения ВПП. Прогнозирование технологической эффективности проводится по участку в целом. Расчет эффекта по всем реагирующим скважинам заключается в суммировании фактической добычи нефти и жидкости по всем скважинам и определении базового уровня добычи нефти и жидкости в целом для всех скважин участка ВПП анализируемой нагнетательной скважины. Продолжительность эффекта ВПП соответствует моменту снижения фактической добычи нефти ниже рассчитанного базового уровня добычи нефти.

Физическое и математическое моделирование является неотъемлемой частью подбора, апробации и адаптации технологии под конкретные геолого-промысловые условия. Моделирование процесса с помощью программных комплексов позволяет оптимизировать объёмы закачиваемых реагентов и оценить эффект от проведения работы за счёт получения дополнительной

добычи нефти. С помощью этого инструмента можно определить зависимости дебита жидкости, дебита нефти и обводненности продукции до и после проводимого мероприятия.

Контроль технологии ВПП выполняется проведением промыслово-геофизических исследований по определению изменений в профиле до и после воздействия на пласт. Оценка эффективности работ по воздействию на околоствольную зону нагнетательных скважин проводится сравнением профилей приемистости до и после ВПП.

На скважине № 5187/515 Вынгапуровского месторождения работы по ВПП проводились 2012 г. закачкой ВУС в объеме 500 м³. На рисунке 22 показано изменение профиля по ПГИ, после обработки в работу подключились все пропластки, работающая толщина увеличилась почти вдвое, характеризуется равномерностью поглощения. Дополнительная добыча нефти – 230 т [2].

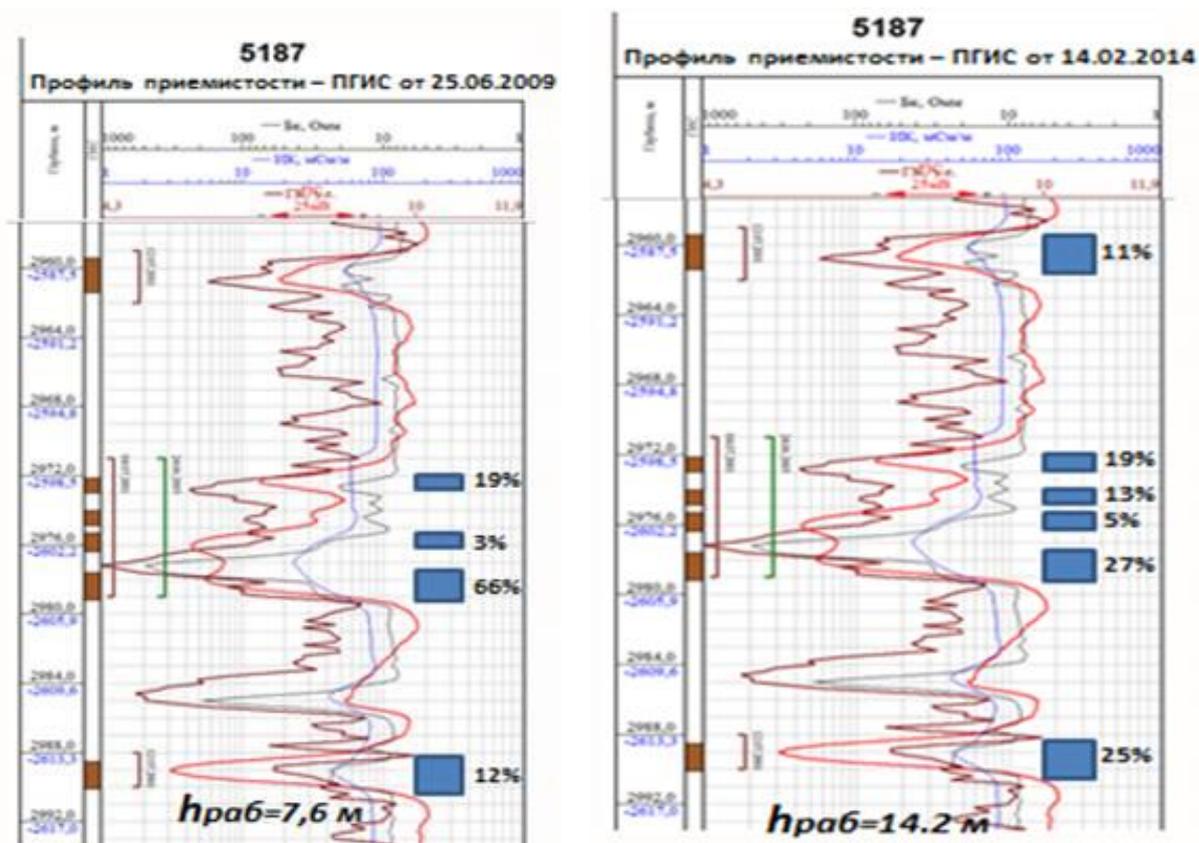


Рисунок 22 – Оценка технологической эффективности по промыслово-геофизическим исследованиям на скважине №5187/515 Вынгапуровского месторождения, пласт БВ8

На скважине № 5148/513 Вынгапуровского месторождения работы по ВПП проводились в 2010 г. по технологии закачкой ВУС и волокнисто-дисперсного состава (ВДС) в объеме – 600 м³. На рисунке 23 показано изменение профиля по ПГИ. В результате обработок нижняя, наиболее промытая часть пласта отключилась. В верхней части произошло подключение ранее неденируемого пропластка и перераспределение по вертикали. Дополнительная добыча нефти от ВПП составила 532 т.

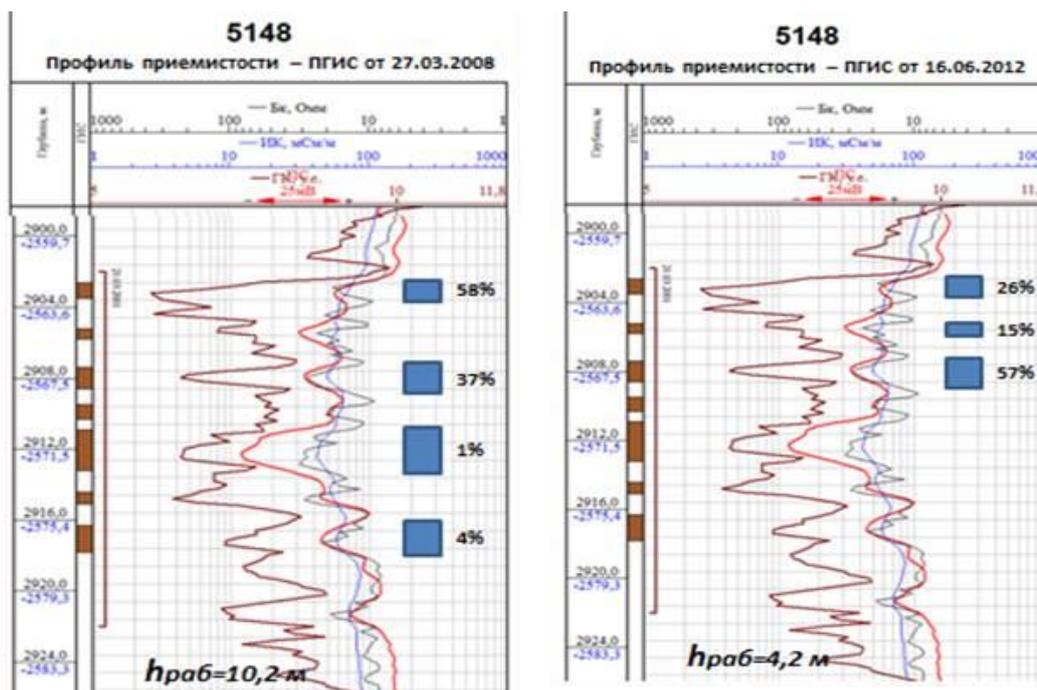


Рисунок 23 – Оценка технологической эффективности по промыслово-геофизическим исследованиям на скважине № 5148/513 Вынгапуровского месторождения, пласт БВ8

Подводя итоги, можно отметить, что анализ применяемых технологий ВПП подтверждает способность технологии:

- Уменьшать обводненность добываемой продукции;
- Изменять направление фильтрационных потоков жидкости, тем самым увеличить коэффициент охвата пластов заводнением
- Вводить в разработку ранее не дренируемые пропластки, что обуславливает получение дополнительной добычи нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа 2Б8Г	ФИО Баранецкой Кристине Олеговне
----------------	-------------------------------------

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

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

1. Стоимость ресурсов технологии: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы, норма амортизации (ТЗ ООО «СКН»).
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Отчисления во внебюджетные фонды 30 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ конкурентных технических решений	Расчет конкурентоспособности. SWOT-анализ.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения технологии	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования.
3. Планирование и формирование бюджета технологии	Определение бюджетной стоимости проведения технологии ВПП.
4. Оценка ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности технологии. Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала:

1. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений;
2. Матрица SWOT;
3. Диаграмма Ганта;
4. Основные показатели эффективности технологии.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		10.03.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Баранецкая Кристина Олеговна		10.03.22

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В процессе разработки нефтяных месторождений проблема увеличения нефтеотдачи и выработка остаточных запасов становится всё более актуальной с каждым годом. Большинство месторождений Западной Сибири характеризуются высоким обводнением скважин. На некоторых месторождениях обводненность достигает более 90%, а темп обводнения эксплуатационных скважин ежегодно увеличивается. Работа большого количества скважин из-за обводненности считается нерентабельной, что обосновывает применение технологий по выравниванию профиля приемистости.

Данная глава выпускной квалификационной работы отражает обоснование финансовой эффективности проведения работ по выравниванию профиля приемистости. Целью разработки данного раздела является доказательства конкурентоспособности и ресурсоэффективности технологии ВПП, которая позволит получить дополнительную добычу нефти и снизить обводненность скважинной продукции.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения выравнивания профиля приемистости с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки. Основными конкурентами являются ГРП (конкурент 1) и кислотная обработка (конкурент 2). Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Оценка конкурентоспособности технических решений представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _{ВПП}	Б _{ГРП}	Б _{КО}	К _{ВПП}	К _{ГРП}	К _{КО}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
3. Помехоустойчивость	0,02	3	3	3	0,06	0,06	0,06
4. Энергоэкономичность	0,02	4	3	3	0,08	0,06	0,06
5. Надежность	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
6. Улучшение производительности	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
7. Безопасность	0,08	3	4	2	0,24	0,32	0,16
8. Уровень автоматизации	0,04	4	3	3	0,16	0,12	0,12
9. Функциональная мощность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
10. Качество интеллектуального интерфейса	0,04	5	5	4	0,2	0,2	0,16
11. Ремонтпригодность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
2. Уровень проникновения на рынок	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
3. Цена	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,04	4	5	4	0,16	0,2	0,16
6. Срок выхода на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
Итого	1	66	67	62	4,24	4,3	3,96

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (19)$$

где K – конкурентоспособность технологии; V_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Проанализировав оценочную карту, можно сделать выводы, что технологии по ВПП могут составить достойную конкуренцию одному из самых распространённых методов увеличения нефтеотдачи – ГРП.

4.1.2 SWOT-анализ

Для изучения внешней и внутренней среды проекта проведен SWOT-анализ, который проводится в несколько этапов. SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ технологического проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта (таблица 13).

Таблица 13 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая рентабельность технологии по ВПП; 2. Высокий эффект при низких затратах; 3. Увеличение нефтеотдачи, за счёт вовлечения в разработку ранее не дренируемых зон; 4. Снижение обводненности за счёт изоляции высокопроницаемых зон; 5. Технология наиболее эффективна для поздних стадий разработки месторождения. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость точного подбора химического реагента в зависимости от геолого-промысловых условий; 2. Невозможность полного регулирования процесса гелеобразования в пласте; 3. Остановка процесса закачки реагента; 4. Дополнительные затраты на покупку оборудования; 5. Технологии ВПП имеют узкий диапазон геолого-промысловых параметров для наибольшей эффективности.
Возможности (В)	Угрозы (У)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Совершенствование системы заводнения нефтяного месторождения; 2. Совершенствование технологий для снижения обводненности продукции; 3. Совершенствование технологии совместно с другими методами повышения нефтеотдачи; 4. Созданий новых, более эффективных химических композиций; 5. Снижение стоимости сырья для создания гелеобразующих составов. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Неверный выбор метода воздействия; 2. Постоянный контроль за процессом проведения ВПП; 3. Возможность снижения коллекторских свойств пласта; 4. Необратимый эффект от технологии; 5. Технологические аварии и выход из строя оборудования.

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

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (таблица 14), которая помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Факторы помечаются «+» (сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо «-» (слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 14 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны технологии						
Возможности технологии		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	-	-	+	+	+
	B2	-	-	+	+	+
	B3	+	+	-	-	0
	B4	+	-	+	+	-
	B5	+	+	-	-	-
Результат	B1C3C4C5; B2C3C4C5; B3B5C1C2 и B4C3C4					
Угрозы технологии	У1	-	-	+	+	-
	У2	+	-	-	-	-
	У3	+	-	-	-	-
	У4	+	-	+	-	-
	У5	-	-	-	-	-
Результат	У1C3C4; У2У3C1 и У4C1C3					
Слабые стороны технологии						
Возможности технологии		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	+	0	-	-	-
	B2	+	0	-	-	-
	B3	+	0	-	0	-
	B4	-	-	-	-	-
	B5	-	-	-	-	-
Результат	B1B2B3Сл1					
Угрозы технологии	У1	+	-	-	-	+
	У2	-	+	+	-	-
	У3	+	-	-	-	+
	У4	+	-	-	-	+
	У5	-	-	-	-	-
Результат	У1Сл1Сл5; У2Сл2Сл3 и У3У4Сл1Сл5					

Рассматриваемая технология по выравниванию профиля приемистости имеет большой потенциал, высокую актуальность и эффективность. В дальнейшем это приведет к созданию новых высокотехнологичных реагентов и снижению риска до минимума. Наибольшей угрозой технологии является неверный подбор метода воздействия, поскольку подобного рода ошибка приведёт к очень высоким затратам для исправления.

4.2 Планирование работ

4.2.1 Расчёт продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин. Календарный план выполнения работ.

Планирование затрат на закачку химической композиции осуществляется согласно нормам времени на производство работ. Нормы времени в свою очередь определяются подрядной организацией, исходя из своих технических и технологических возможностей. Технологический процесс ВПП можно разбить на три основных этапа: подготовительный; выполнение работ; заключительный.

Продолжительность работ определяется исходя из дизайн-проекта на проведение работ по ВПП, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки.

В таблице 15 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 15 – Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	10	4 человека
2	Подготовительные работы, связанные с переездом и расстановкой оборудования на кусту, сборкой линии нагнетания		4 человека

Продолжение таблицы 15

3	Определение приёмности скважины (до ВПП)	2	4 человека
4	Проведение комплекса исследований реагентов, используемых для приготовления композиций	2	4 человека
5	Приготовление и закачка в пласт составов композиций, продавка водой	78	4 человека
6	Остановка скважины на период структурного упрочнения	24	4 человека
7	Определение приемности скважины (после ВПП)	6	4 человека
8	Заключительные работы и запуск скважины под нагнетание		4 человека
Общая продолжительность работ:		122	

За месяц одна бригада может провести работы на 6 скважинах (в зависимости от объема закачки композиций). Для выравнивания профиля приёмности необходимо 5 дней на обработку одной скважины. В среднем линейный календарный график проведения работ будет выглядеть таким образом (таблица 16):

Таблица 16 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Подготовительный	■					■					■				
Выполнение работ по ВПП		■	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■
Заключительный						■					■				■
Этап работ	Дни														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Подготовительный	■					■					■				
Выполнение работ по ВПП		■	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■
Заключительный						■					■				■

4.3 Расчёт бюджетной стоимости работ

Расчёт стоимости от проведения технологии позволяет определить экономическую эффективность и целесообразность проведения выравнивания профиля приемистости. Основу бюджетного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, затраты на оплату труда и страховые взносы, амортизацию основных фондов.

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат (таблица 17).

Таблица 17 – Нормативная база бюджетных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник
Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
Районный коэффициент	Ставка 70 %	
Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

4.3.1 Стоимость исходных материалов

Для технологического процесса по выравниванию профиля приёмистости нагнетательной скважины используют различные технологии. Для каждой технологии подбирают определенные химические реагенты. Помимо химических реагентов, в скважину закачиваются продавочные жидкости, а именно техническую воду. После закачивания химических реагентов и технической воды скважину закрывают на упрочнение. Химические реагенты, техническая вода и затраченная на проведение работ электроэнергия и будут являться исходным сырьем для проведения технологического процесса.

Стоимость указанных материалов представлена в таблице 18 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 18 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименования материала	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, руб
Химический реагент (готовый раствор)	600 м ³	480	288 000
Техническая вода	20 м ³	0	0
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	25 229,6
ИТОГО			313 229,6

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усреднёнными расходами материалов, изложенных в технических заданиях на выполнение работ по ВПП на предприятиях Западной Сибири. Цена за единицу на основании средней стоимости закупки химических реагентов, представленной подрядчиком предприятиям Западной Сибири в плановой калькуляции с расшифровкой статей затрат на производство работ.

4.3.2 Расходы на оплату труда

К расходам на оплату труда относят суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии системами и формами оплаты труда. Добавляются премии за результаты на производстве, а также надбавки за профессиональное мастерство к тарифным ставкам. Также производятся начисления компенсирующего характера – надбавки за проезд на место работы на большие расстояния (удаленное месторождение), за работу в ночное время, работу в выходные и праздничные дни.

Также выплачиваются надбавки за работу в районах крайнего Севера, надбавки выплачиваются в зависимости от районного коэффициента и суммы

взносов работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведения работы по ВПП на кустовой площадке работают машинист установки дозирования реагента (УДР), операторы химической обработки скважин (ХОС), а также мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД), который несёт ответственность за проведение работ. Работы производятся в дневную и ночную смены. Длительность смены составляет 11 часов, учитывая перерывы на обед. Норма выработки в месяц составляет 330 часов. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%. Множество месторождений Западной Сибири находятся в Ханты-Мансийском автономном округе, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчёт заработной платы

Должность	Количество	Месячная тарифная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Надбавка за вахтовый метод	Районный коэффициент	Ежемесячная премия	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист УДР	2	16120	48,8	61	7,808	34,16	19,52	13 455,14
Оператор ХОС	4	19437	58,9	61	9,424	41,23	23,56	32 479,82
Мастер ЦППД	1	25740	78,0	61	12,48	54,6	31,2	10 753,08
ИТОГО								56 688,03

Определив часовую тарифную ставку исходя из месячной ставки при учёте ежемесячной нормы выработки в 330 часов и рассчитав от часовой ставки все надбавки, можно вычислить стоимость бригады в час – 929,3 рубля. Для проведения работ по выравниванию профиля приемистости заработная плата бригады составит 56688 рубля.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 20).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 20 – Расчет страховых взносов при проведении работ по выравниванию профиля приемистости

	Зарботная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего взносов, руб.
Затраты	56 688,0	1 644,0	2 891,1	12 471,4	226,8	17 233,2

4.3.3 Расчёт амортизационных отчислений

Для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М, которая включает в себя: насос-дозатор; шнековый дозатор с бункером; ёмкость смесительная с электромешалкой; трехплунжерный насос; блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Установка оснащена программным обеспечением, способным регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Данная система позволяет полностью автоматизировать технологический процесс и контроль за работой установки, минимизирует участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшает качество приготовленных растворов при этом не допускает перерасхода химических реагентов.

Для определения приёмистости скважины до и после проведения ВПП применяют насосный агрегат типа ЦА-320.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 21. Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$A = \frac{N_a \cdot И}{365 \cdot 24} \cdot m, \quad (20)$$

где И – итоговая сумма, руб.; m – время использования, ч; N_a – норма амортизации 10%.

Таблица 21 – Расчёт амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Стоимость, руб.	Годовая норма амортизация, %	Период работы агрегатов за одну операцию, ч	Сумма амортизации, руб./закачку
УДР-32М	4 050 000	10	78	3 606,2
ЦА-320	5 180 000	10	78	4 612,3
ИТОГО				8 218,5

Величина накладных расходов определяется как 16 % от вышеприведённых затрат на материалы, оплату труда, страховые взносы и амортизационные отчисления.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат можно определить общую сумму затрат на проведение мероприятия по выравниванию профиля приёмистости, которая представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	313 229,6
2. Затраты на оплату труда	56 688,0
3. Страховые взносы	17 233,2

Продолжение таблицы 22

4. Амортизационные отчисления	8 218,5
5. Накладные расходы	63 259,1
ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ	458 628,4

4.3.4 Экономическая эффективность выравнивания профиля приемистости

Согласно вышеприведённому расчёту основные расходы на проведение технологической операции по выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины составляют 458 628,4 рубля.

Удельная эффективность в виде дополнительной добычи нефти на одну операцию по выравниванию профиля приемистости в среднем составляет 500-700 т., для обоснования примем значение в 600 т.

Цена одной тонны нефти в рублях рассчитывается в зависимости от цены за одну тонну нефти марки Urals – 107,42 (на 20 апреля 2022 г.) за доллары США за 1 баррель – единица измерения объема, равная 158,987 куб.дм. На эту же дату учтём, что 1\$ = 82,75 рублей и плотность нефти Urals примем 860 кг/м³.

$$C_n = 107,42 \cdot 82,75 \cdot \frac{1000}{158,987 \cdot 0,001 \cdot 860} = 65\,011,9 \text{ руб/т.}$$

Обоснование экономической эффективности приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия

Цена одной тонны нефти, руб.	Бюджетная стоимость проведения мероприятия, руб.	Ожидаемый эффект в виде дополнительной добычи нефти, т	Минимально необходимое количество дополнительной добычи нефти, т.
65 011,9	458 628,4	600	7,77

Таким образом, общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмистости с объемом закачки 600 м³ составит 458 628,4 рублей. Стоимость закачки 1 м³ раствора составляет 764 рубля. При цене нефти в 8 889 рублей за баррель (65 011,9 руб/т) мероприятие окупится при

дополнительной добыче нефти не менее 7 тонн. Таким образом, мероприятие будет рентабельным при получении дополнительной добычи нефти с одной скважино-операции более 7 тонн, что заметно ниже показателей эффективности этого типа операций (средний технологический эффект при проведении ВПП составляет 600 тонн). Существенным риском остается неверный выбор реагента воздействия. При соблюдении алгоритма выбора реагента ожидается высокая рентабельность технологии.

4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Определение эффективности происходит на основе расчёта интегрального показателя эффективности технологии. Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (21)$$

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

Сравниваются две подрядные организации, обеспечивающие проведение технологии ВПП с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 475 912,5 рублей – затраты на проведение ВПП, рассчитанные выше, 491 673 – затраты на проведение ВПП другой подрядной организации со схожим исполнением, 503 458 – максимальное найденное значение затрат.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{458\,628,4}{503\,458} = 0,91;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{491\,673}{503\,458} = 0,98;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{503\,458}{503\,458} = 1.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (22)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го вариант исполнения технологии; a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения технологии; b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения технологии.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности технологии проводём в форме таблице 24.

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	4
4. Энергосбережение	0,15	4	4	3
5. Надежность	0,25	4	4	3
6. Материалоемкость	0,1	3	2	4
ИТОГО	1			

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 3 = 4,4;$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 2 = 3,85;$$

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,25 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 = 3,6.$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}}. \quad (23)$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,4}{0,91} = 4,84;$$

$$I_{исп.2} = \frac{3,85}{0,98} = 3,93;$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{3,6}{1} = 3,6.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}. \quad (24)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{4,84}{3,93} = 1,23.$$

Составим таблицу 25 сравнительной эффективности технологии и выберем наиболее целесообразный вариант из рассматриваемых.

Таблица 25 – Сравнительная эффективность технологии

Показатель	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Интегральный финансовый показатель технологии	0,91	0,98	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4,4	3,85	3,6
Интегральный показатель эффективности	4,84	3,93	3,6

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения технологии по выравниванию профиля приемистости оказался наиболее эффективным по всем рассматриваемым показателям.

4.5 Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что использование технологии по выравниванию профиля приемистости позволит не только повысить эффективность разработки, но и принести немалый дополнительный доход предприятию. Также умелое применение новых технологий позволит извлекать остаточные нефти и получать при этом доход.

В результате выполнения раздела можно сделать следующие выводы:

1. Технология QuaD и SWOT-анализ в полной мере позволяют провести оценку коммерческого потенциала и перспективности проведения выравнивания профиля приемистости с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

2. В ходе планирования реализации этапов технологии ВПП определено общее количество часов выполнения работы (122 ч.)

3. Для оценки затрат на реализацию технологического процесса разработан бюджет, который составляет 458 628,4 рублей.

4. Результат оценки эффективности ВПП показывает следующие выводы:

– Значение интегрального финансового показателя составляет 0,91, что подтверждает финансовую выгоду по сравнению с аналогами;

– Значение интегрального показателя ресурсоэффективности составляет 4,4, по сравнению с 3,85 и 3,6;

– Значение интегрального показателя эффективности технологии составляет 4,84, по сравнению с 3,93 и 3,6 и является наиболее высоким, что подтверждает эффективность варианта исполнения.

Проведение технологического процесса по выравниванию профиля приемистости мероприятие будет рентабельным при дополнительной добыче нефти не менее 7 тонн, что заметно ниже показателей эффективности этого типа операций (600 тонн).

Для возможного понижения стоимости необходимы:

– Разработка и внедрение новых, российских химических реагентов;

– Применение российского оборудования, не уступающего по качеству и характеристикам импортному;

– Усовершенствование технологии и сокращение времени его проведения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Баранецкой Кристине Олеговне

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

Тема ВКР:

Обоснование применения технологии по выравниванию профиля приемистости в различных геологических условиях в процессе разработки нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения; – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	<p>Объект исследования: применения технологии по выравниванию профиля приемистости</p> <p>Область применения: нефтяные месторождения, нагнетательные скважины.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия на кустовых площадках нефтяных месторождений.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) Глава 34. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда;</p> <p>2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;</p> <p>3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности;</p> <p>4. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин;</p> <p>5. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов; – Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов. 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; 5. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания. <p>Опасные производственные факторы:</p>

	<p>6. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего;</p> <p>7. Производственные факторы, связанные с электрическим током;</p> <p>8. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.</p> <p>Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно нормативным документам.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на атмосферу: выделение загрязняющих веществ из негерметичного оборудования.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами.</p> <p>Воздействие на литосферу: изменение физико-химических свойств почв при закачке химических агентов в пласт.</p> <p>Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: разрыв трубопроводов; разрушение корпуса элементов, находящихся под давлением; частичное или полное отключение электроэнергии; взрыв и пожар.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разрыв трубопроводов, находящихся под давлением.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			10.03.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Баранецкая Кристина Олеговна		10.03.22

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Под социальной ответственностью понимается добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников и заинтересованные сферы общества, а также внешнюю среду. Другими словами, социальная ответственность это ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду.

В России основным способом разработки нефтяных месторождений является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. Дальнейшее совершенствование разработки нефтяных месторождений с применением заводнения связано с перераспределением потоков дренирующей воды в пласте путём выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин. Закачка химических реагентов приводит к снижению проницаемости высокопроницаемых зон пласта и уменьшению фильтрации воды через них, при этом закачиваемая вода относительно равномерно поступает как в изолированные высокопроницаемые, так и в низкопроницаемые пропластки.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках нефтяных месторождениях. Работы по ВПП ведутся круглогодично. В ходе работы, необходимо следовать утвержденному плану и требованиям по безопасности и охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовые отношения между работниками и работодателями регулируются законодательством РФ, в котором отражаются вопросы, связанные с оплатой труда, трудовым распорядком, социальными отношениями. Работодатель, согласно гл. 34 ст. 212 ТК РФ, обязан обеспечить безопасные условия и охраны труда работникам организации. Работодателю необходимо обеспечить безопасность при работе с различным оборудованием, химическими реагентами, инструментами и материалами, а также при применении различных технологических процессов. Помимо этого, согласно требованиям по охране

труда, работодателю необходимо обеспечить условия труда на рабочем месте, а также, в соответствии с трудовым законодательством, установить время работы и отдыха персонала [18].

Работы по ВПП проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом Российской Федерации. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Правовое регулирование труда рабочих, в данной отрасли, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 ТК РФ, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Учитываются так же и районы работы и нормы, установленные главой 50 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего Севера и приравняемых к ним местностям», статьи с 313 по 327.

В случае организации трудовой деятельности в районах Крайнего Севера, согласно статье 302 Трудового кодекса РФ, лицам, работающим вахтовым способом, полагается:

- Дополнительные надбавки к заработной плате (включая районные коэффициенты);
- Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (24 календарных дня для работников районов Крайнего Севера / 16 календарных дней для работников местностей, приравненных к районам Крайнего Севера);
- Часть оклада за каждый день нахождения в пути от пункта сбора до места выполнения работы [18].

Согласно статье номер 299 ТК РФ продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительном случае на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статье 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов.

Время отдыха и рабочее время устанавливается графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, который установлен статьей 301 ТК РФ. График предусматривает время, которое необходимо для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включается.

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

Для удобного выполнения всех обязанностей оператора необходимо спроектировать компоновку рабочей зоны. Поскольку основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утвержденной принципиальной схеме, которая разработана с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [19].

Оператор ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям согласно ГОСТ Р ИСО 14738–2007 [20]. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов конструкция оборудования должна включать защитные средства, при этом оборудование должно обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора.

Большинство технологических операций операторами производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ [21].

5.2 Производственная безопасность

Работы по выравниванию профиля приемистости проводятся на кустовых площадках на нагнетательных скважинах. Нагнетательные скважины обслуживаются оператором по поддержанию пластового давления (ППД). Оператор ППД является квалифицированным сотрудником нефтегазовых предприятий, и его обязанности заключаются в техническом обслуживании специальной техники для регулирования необходимого уровня давления в скважине. Работает оператор на кустовых площадках со скважинами и блоками автоматики.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 26) [22].
Таблица 26 – Опасные и вредные факторы при выполнении выравнивания профиля приемистости на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Нормативные документы
1) Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [23]; ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [24];
2) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [25]; СП 51.13330.2011. Защита от шума [26];
3) Повышенный уровень вибрации;	ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [27];
4) Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [28];

Продолжение таблицы 26

5) Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;	ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [23]; ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания [29];
6) Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего;	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [30];
7) Производственные факторы, связанные с электрическим током;	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [31];
8) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [32]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [33];

5.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов

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

Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время на открытом воздухе работы приостанавливаются (таблица 27).

Таблица 27 – 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	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Для человека наибольшую опасность представляет гипотермия (переохлаждение организма). Трепетное сердцебиение возникает у человека при температуре тела 30 °С, в случае непринятия необходимых мер происходит остановка дыхания. Работы при низких температурах, высокой влажности и скорости ветра являются тяжелыми. Чтобы избежать переохлаждения работникам во время перерывов, необходимо находиться на холоде менее 10 минут при температуре воздуха до - 10 °С и не более 5 минут при температуре воздуха ниже -10 °С. Для обогрева и отдыха работников, согласно ТК РФ необходимо специальное оборудование помещения. Помещение для обогрева работников должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений. Для стабилизации теплового состояния в местах обогрева должна поддерживаться температура в пределах 21 – 25 °С.

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 [24].

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Звуковые колебания на рабочем месте оператора происходят от различных агрегатов. Также в близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, но все они не превышают допустимый уровень шума, согласно требованиям ГОСТ 12.1.003-2014. Нормой на открытой местности является 80 дБА. Если же месторождение удаленное, то требуются перелеты к месту работы на вертолетах. Вертолеты создают уровень шума 95-100 дБА, что превышает допустимые нормы [25].

При контакте человека с звуковыми колебаниями, они оказывают пагубное влияние на весь организм в целом. При повышенных уровнях шума работник подвержен утомляемости, а при выполнении задач, которые требуют особого внимания и сосредоточенности, появляется риск роста ошибок. При длительном воздействии шума на организм нарушается ритм сердца, артериальное давление. Снизить негативное влияние воздействие шума можно путем своевременного устранения неисправности технологического оборудования, а также применением защитных средств, согласно СП 51.13330.2011: наушники и противозумные вкладыши [26].

Повышенный уровень вибрации

Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД объясняется работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. Вибрация может приводить к различным профессиональным болезням, таким как: нарушение работы нервной системы, нарушение работы сердечно-сосудистой системы и др. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 технологическая норма вибрации составляет 92 дБ [27]. От вибрации защищаются путем совершенствования техники и оборудования, поиском лучших поглощающих вибрацию материалов. Для личной защиты от вибрации используют резиновые перчатки и обувь.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Работа операторов подразумевает работу в темное время суток, поэтому необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ во избежание получения различного рода травм. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [28]. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством фонарей и прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Иных мероприятий по улучшению освещенности не требуется.

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

Технологические операции по выравниванию профиля приемистости на нагнетательных скважинах сопровождаются задействованием транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочного настила кустовых площадок месторождения поднимают в воздух огромное количество пыли и выделяют газы, которые воздействуют на организм человека.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли. В запыленном и загазованном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации отдельных веществ в воздухе согласно ГОСТ 12.1.005-88 [23]. В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов и противогазов, которые регламентированы в ГОСТ 12.4.296-2015 [29].

5.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов

Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего

При ВПП используются большое количество химических реагентов, такие как ПАА и его модификации различными химическими добавками. При контакте в зависимости от концентрации вещества возможен химический ожог, раздражение кожи, потеря зрения, раздражение дыхательных путей. Важно соблюдать меры предосторожности при приготовлении раствора. В качестве мер индивидуальной защиты применяют спецодежду, головные уборы, перчатки, респираторы, глаза защищают предохранительными очками. 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 [30].

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кузовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Важно, чтобы все электрооборудование и электроинструменты были заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [31].

При условии прохождения обучения безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках и проверки знаний правил работы в электроустановках в объеме II группы (до 1000 В) или III группы (свыше 1000 В) по электробезопасности операторы допускаются к работе на электроустановках.

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

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

На производстве работники подвержены опасности получить механические травмы: повреждение мышц, кожных покровов, костей, позвоночника и других частей тела. Получить подобного рода травму можно по причине шероховатости поверхности, при монтаже и демонтаже установок. Также к механическим травмам приводят острые инструменты, движущиеся машины и механизмы, передвигающиеся объекты.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81, ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов [32]. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Необходимо соблюдать все требования при их устройстве. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях.

Профилактические меры включают в себя проверку наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния всего оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [33].

Для защиты от механических повреждений необходимо строго соблюдать требования техники безопасности и меры предосторожности.

5.3 Экологическая безопасность

Технологические операции по ВПП сопровождаются техногенным воздействием на объекты природной среды. Уровень отрицательного воздействия на природную среду нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди отраслей промышленности и это влияние обусловлено его особенностями. Оно загрязняет практически все сферы окружающей среды – атмосферу, гидросферу, причём не только поверхностные, но и подземные воды, литосферу. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных 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 CO_2 ;
- Контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO_2 , окислов азота для подбора оптимального режима сжигания попутного газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

5.3.2 Защита гидросферы

Утечка воды через обсадные колонны эксплуатационных и нагнетательных скважин вызывает нежелательное загрязнение подземных водоносных горизонтов. При закачке сточных вод в нефтяные пласты под высоким давлением они могут просачиваться в верхние пресноводные горизонты по затрубному пространству обсадных колонн из-за просадки цемента или из-за некачественного цементационного раствора. Все это может привести в полную негодность для употребления в хозяйственно - бытовых и питьевых целях ближайšie водоемы и питьевые колодцы.

Можно выделить следующие причины загрязнения подземных вод:

- Разлив химических реагентов и нефти;
- Перетоки флюида в заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;
- Хозяйственно-бытовые или твердые отходы.

Мероприятия по защите гидросферы должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах.

После закачки химических реагентов в пласт, нагнетательную скважину рекомендуется промывать достаточным объемом инертной жидкости. Сброс

жидкости необходимо производить в сборную емкость, а остатки реагентов собирать и доставлять в места утилизации или уничтожения.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения.

5.3.3 Защита литосферы

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые при ВПП. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- Утечка химических реагентов при транспортировке;
- Разлив реагентов на дозаторных установках;
- Утечка раствора реагентов или нефти при повреждении или коррозировании оборудования скважины.

В целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов, после завершения разработки месторождения проводить рекультивацию земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети;

– Взрыв и пожар.

Наибольшую опасность для работников представляют собой технологические процессы, идущие под высоким давлением. Оборудование находится под большими нагрузками и в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала. 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 для предотвращения опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: строгое соблюдение технологического процесса; осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно; периодическая проверка знаний персонала.

Также опасными ЧС являются взрыв или пожар, причиной которых являются выбросы газа при негерметичности соединений из-за нарушений правил эксплуатации оборудования. При взаимодействии с атмосферой образовывается взрывоопасная смесь, которая способна загореться при мельчайшей искре. Несоблюдение правил пожарной безопасности при курении на рабочих местах, а также при проведении электросварочных и огневых работах могут приводить к возникновению контакта между искрой и утекающим из негерметичного устьевого оборудования газом. С целью избегания подобных ситуаций следует контролировать непроницаемость фланцевых соединений, запорных устройств, пребывающих на кустовых площадках.

Для соблюдения пожаробезопасного расстояния кусты скважин должны располагаться друг от друга на расстоянии не менее 50 м для нефтяных скважин. Данные величины должны соответствовать расстоянию от крайней скважины одного куста до границы обвалования (по верху) соседнего куста или площадки одиночной скважины [19]. Для каждой площадки кустовых скважин должен быть составлен индивидуальный план ликвидации возможных аварий.

Не реже одного раза в месяц на объектах должны проводиться учебно - тренировочные занятия с обслуживающим персоналом по выработке практических навыков выполнения действий по плану ликвидации возможных аварий, который должен быть на каждом объекте.

При проведении работ на кустовых площадках работники должны быть обеспечены устойчивой двухсторонней телефонной связью с центральным диспетчерским пунктом. При возгорании и взрыве необходимо проинформировать старшего по смене, следует прекратить все разновидности работ, вызвать пожарную службу охраны, при необходимости, скорую медицинскую помощь, оповестить вышестоящего руководителя, действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

К оборудованию противопожарной защиты на кустовой площадке относятся первичные средства пожаротушения. При производстве работ в случае возникновения опасности от пожара или взрыва первичные средства пожаротушения на территории площадок устанавливаются пожарные щиты типа ЩП-В, ЩП-Е. Пожарные щиты могут комплектоваться ломом, ведром, покрывалом для изоляции очага возгорания, лопатой штыковой или совковой, ящиком с песком. Помимо этого кустовые площадки комплектуются огнетушителями ОП-2, ОП-5 или ОП-10.

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение требований:

– Топливную емкость для двигателей и смазочные материалы необходимо располагать не ближе 15 м от кустовой площадки;

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

- Запрещается пользоваться спичками на кустовой площадке;

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

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий.

При появлении чрезвычайных ситуаций главный сотрудник за осуществление каких-либо производственных процессов обязан установить опасную зону и заслонить ее. Затем следует осуществить мероприятия, нацеленные на спасение всех рабочих, пребывающих в данной зоне – вызвать скорую помощь, оповестить руководство, а также создать службу охраны опасной зоны. Любой работник обязан ознакомиться с проектом операций при аварии и чрезвычайных ситуациях. Сотрудники обязаны выключить электрическую энергию в загазованной области и прервать огневую деятельность.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников, возникающие в процессе выполнения работ по выравниванию профиля приемистости. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При использовании технологий выравнивания профиля приемистости возможны различные прорывы и разливы химических реагентов раствора, что в свою очередь приводит не только к серьезным загрязнениям окружающей среды, но и к ухудшению здоровья персонала. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные современные технологии по выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин. Разобрана методика подбора технологии выравнивания профиля приемистости, которая была применена на нефтяных месторождениях. Разработан поэтапный подход к эффективному применению технологии выравнивания профиля приемистости

Для максимального технологического эффекта необходимо подбирать технологию ВПП для конкретных геолого-промысловых условий. Также немаловажное значение имеет технологический режим закачки композиции в пласт.

При выравнивании профиля приемистости средняя продолжительность эффекта составляет 8 месяцев. Удельная эффективность на одну скважино-операцию в среднем составляет 500-700 т. в зависимости от геолого-промысловых условий, применяемых технологий и реагентов. В целом по рассматриваемому району при обработке 80 нагнетательных скважин дополнительная добыча нефти составила 52 448 т.

Применение технологии выравнивая профиля приемистости является экономически целесообразным мероприятием увеличения извлечения остаточной нефти из пласта. Мероприятие останется рентабельным при дополнительной добыче нефти не менее 10 тонн, при ожидаемой дополнительной добычи нефти в более 500 тонн.

Представлены меры производственной безопасности при выполнении работ ВПП на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, к которым рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рогова Т.С. Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей: дис. канд. тех. наук. – Москва, 2007.
2. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости промыслово-геофизическими исследованиями на месторождениях Газпромнефть-ННГ / Кононенко А.А., Кусакин В.Ю., Гималетдинов Р.А. [и др.]// Современные проблемы науки и образования. – 2015. – №2-2.
3. Геолого-промысловое обоснование регулирования разработки Южно-Выйнтойского месторождения на основе динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин / Дулкарнаев М.Р., Каташов А.Ю., Овчинников К.Н. [и др.]// Нефть. Газ. Новации. – 2020. – №10 с. 64-69.
4. Нажису. Экспериментальное исследование и численное моделирование применения блокирующих составов для нагнетательных скважин: дис. канд. тех. наук. – Томск, 2020.
5. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-166с.
6. РД 153-39.0-110-01 «Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений».
7. Хасанов И.М. Результаты применения технологий по выравниванию профилей приемистости (ВПП) нагнетательных скважин на месторождениях АО «Варьеганнефтегаз» // Нефть. Газ. Инновации. – 2015. – № 7. – С. 28–33.
8. Особенности динамики прироста добычи нефти при реализации технологий выравнивания профиля приемистости / А.В. Фомкин, А.М. Петраков, Р.Р. Раянов [и др.] // Нефть. Газ. Инновации. – 2019. – № 7. – С. 50–53.

9. Результаты применения на объектах АО «Оренбургнефть» технологии выравнивания профиля приемистости на основе реагента Atren WSO / Е.Ю. Роньжин, С.А. Кудеров, А.Р. Гайнаншина [и др.] // Нефть. Газ. Инновации. – 2019. – № 7. – С. 54–56.
10. Жуков Р.Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приемистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15. – Москва, 2013. – 24 с.
11. Велиев Э.Ф. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. // COCAR Proceedings. – 2020. – № 2. – С. 50–66.
12. Филин В.В. Потокоотклоняющие технологии. Теория и практика / В.В. Филин. – М.: Издательство «Спутник+», 2009. – 125 с.
13. Захарченко Л.И., Захарченко В.В. Геофизические методы контроля разработки МПИ: Учебно-методическое пособие. - Ставрополь, 2016.-143с.
14. Фаттахова Л.В. Применение расходомерии в нагнетательных скважинах на примере Приобского месторождения / Л.В. Фаттахова, Д.В. Пакаев, А.М. Диваев // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 2. – С. 28–33.
15. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ПАО «Газпром нефть» / Р. А. Гималетдинов, В. В. Сидоренко, Р. Н. Фахретдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 78-83.
16. Рожкова Ю.А. Обоснование применения ограниченно-набухающих полимерных гелей при разработке высокообводненных нефтяных эксплуатационных объектов пермского края: дис. канд. тех. наук. – Пермь, 2021.
17. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 08.12.2020).
18. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).

19. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
20. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.
21. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
23. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
24. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
25. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
26. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
27. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
29. ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания.
30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
32. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
33. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

Приложение А

Таблица А.1 – Характеристика технологий выравнивания профиля приемистости, применяемых на месторождениях Мегионской группы

	Технологии	Критерии применимости технологии	Критерии подбора скважин	Используемые химреагенты
1	2	3	4	5
1	ВУПАС (вязкоупругий поверхностно-активный состав)	На последних стадиях разработки (доотмыв остаточной нефти). Для изменения направления потоков закачиваемой воды, изоляции водопритока и выравнивания профиля приемистости.	Qпр. >240 м ³ /сут; Высокая обводненность продукции.	Полиакриламид (ПАА); Ацетат хрома; Хромкалиевые квасцы; ПАВ Нефтенол МЛ.
2	МПДС (модифицированный полимердисперсный состав)	Для выравнивания профиля приемистости. Перераспределения фильтрационных потоков, увеличения охвата залежи заводнением. Сдерживание прорыва закачиваемых вод в добывающих скважинах.	Проницаемость более 30·10 ⁻³ мкм ² при наличии зон повышенной проводимости и обводненности добываемой продукции; Qпр.– 500-800 м ³ /сут.	Суспензии высокодисперсного наполнителя (модифицированный глинопорошок – 4-6 %) водорастворимого полимера (ПАА – 0,1-0,2 %).
3	ГОС (гелеобразующий состав на основе силиката натрия)	Для выравнивания профиля приемистости и селективной изоляции высокообводненных пропласков.	Проницаемость не менее 0,1 мкм ² ; Qпр. > 240 м ³ /сут.	Силикат натрия (жидкое стекло); Соляная кислота; Вода пресная техническая.

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
4	<p>СПС (модифицированный сшитый полимерный состав). 1 оторочка – суспензии водопоглощающего полимера с добавкой водорастворимого полимера; 2 оторочка – раствор полимера с добавкой</p>	<p>Для выравнивания профиля приемистости. Регулирование охвата пласта заводнением и перераспределения потоков в пластах и увеличения КИН. Сдерживание прорыва закачиваемых вод в добывающих скважинах.</p>	<p>Объект воздействия должен находиться на завершающей стадии разработки; Проницаемость более $100 \cdot 10^{-3}$ мкм² при наличии зон повышенной проводимости; Обводненность >70%; Q_{пр.} > 300 м³/сут.</p>	<p>Полиакриламид (ПАА); АК-639 водопоглощающий; Ацетат хрома; Растворитель (вода из системы напорных трубопроводов).</p>
5	<p>«CL-Systems» (сшитый полимерный состав на основе водного раствора полиакриламида и ацетата хрома)</p>	<p>Сдерживание прорыва вод, закачиваемых в добывающие скважины. Стабилизация либо сдерживание обводненности продукции окружающих добывающих скважин. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью.</p>	<p>Обводненность 20-98%; Соотношение проницаемости пропластков > 2; Коэффициент расчлененности >2; Глубина залегания до 3500 м; Температура пласта до 120°C; Q_{пр.} > 100 м³/сут.</p>	<p>Полиакриламид (ПАА); Ацетат хрома.</p>

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
6	Гелеобразующий состав «РВ-ЗП-1»	Для выравнивания профиля приемистости. Сдерживание прорыва закачиваемых вод в добывающих скважинах.	Объект с геологической неоднородностью, повышенными пластовыми температурами (> 60°C); Обводненность > 40 %.	Реагент «РВ-ЗП-1» (поставляется в жидкой товарной форме, состоящей из карбамида и хлористого алюминия).
7	ОГОС (осадкогелеобразующий состав)	Для выравнивания профиля приемистости. Регулирование охвата пласта заводнением и перераспределения потоков в пластах.	Объект воздействия должен находиться на завершающей стадии разработки залежи; Проницаемость более $10 \cdot 10^{-3}$ мкм ² ; Q _{пр.} > 100 м ³ /сут.; Обводненность > 50 %.	Силикат натрия (жидкое стекло – 5-10 %); Хлористый кальций (CaCl ₂ – 1,2- 4 %).
8	ООС (осадкообразующий состав на основе силиката натрия и хлористого кальция)	Для ограничения притока закачиваемых и пластовых подошвенных вод любой минерализации.	Любая стадия разработки; Q _{пр.} > 100 м ³ /сут.; Обводненность 0-100%.	Силикат натрия (жидкое стекло – 7 %); Хлористый кальций (CaCl ₂ – 4 %).