

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ РЕЖИМАМИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

УДК 622.276.42

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Клеппер Александр Игоревич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	<p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности</p> <p>И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
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 общеинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии

		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы

		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	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
	7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Клеппер Александр Игоревич

Тема работы:

Комплексный подход к управлению режимами закачки воды в нагнетательные скважины на нефтяных месторождениях	
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	Анализ показателей закачки воды в нефтяные пласты. Анализ геологических условий объекта закачки воды. Количественный анализ влияния объема закачки на технологические показатели работы добывающих скважин. Управление и контроль за системой разработки нефтяной залежи. Роль и проблематика оценки степени взаимодействия скважин при искусственном заводнении пласта. Описание современных технологических схем закачки рабочего агента в нефтяные пласты.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволод
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ЗАКАЧКЕ РАБОЧЕГО АГЕНТА В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ	
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕЖСКВАЖИННОЙ И ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ	
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	Клеппер Александр Игоревич		10.03.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БГ – блок гребенки;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВСП – внутрискважинная перекачка;

ВРП – водораспределительные пункты;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ГШН – глубинный штанговый насос;

ИНУ – индивидуальных насосных установок;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КНС – кустовая насосная станция;

МСП – межскважинная перекачка;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

НА – насосные агрегаты;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ОС – очистные сооружения;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПНУ – передвижные насосные установки;

ППД – поддержание пластового давления;

РИР – ремонтно-изоляционным работам;

ТВЧ – твердые взвешенные частицы;

УСШН – скважинная штанговая насосная установка;

УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса;

ЧРП – частотно-регулирующий привод;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 страниц, в том числе 19 рисунков, 17 таблиц. Список литературы включает 43 источников.

Ключевые слова: режим заводнения, технологические схемы закачки воды, увеличение нефтеотдачи, система поддержания пластового давления, комплексный подход.

Объектом исследования являются система поддержания пластового давления.

Цель исследования – обоснование применения оптимального режима закачки воды в процессе разработки нефтяных месторождений.

В выпускной квалификационной работе представлены условия и показатели закачки воды в нефтяные пласты, а также наиболее эффективные технологии разработки залежей, способствующие увеличению коэффициента нефтеизвлечения.

Наиболее эффективными являются применение технологических схем межскважинной и внутрискважинной перекачки, они способствуют стабильному поддержанию давления на удаленных участках месторождения, а также увеличивают объем добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, благодаря повышенному давлению закачки.

Область применения: нефтяные месторождения, добывающие и нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения межскважинной и внутрискважинной перекачки.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	18
1.1 Анализ показателей закачки воды в нефтяные пласты	20
1.2 Анализ геологических условий объекта закачки воды	24
1.3 Количественный анализ влияния объема закачки на технологические показатели работы добывающих скважин.....	31
1.4 Управление и контроль за системой разработки нефтяной залежи	37
2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ЗАКАЧКЕ РАБОЧЕГО АГЕНТА В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ	50
2.1 Роль и проблематика оценки степени взаимодействия скважин при искусственном заводнении пласта	50
2.2 Описание современных технологических схем закачки рабочего агента в нефтяные пласты.....	53
2.2.1 Основные технологические схемы закачки с использованием кустовой насосной станции	57
2.2.2 Основные технологические схемы закачки с использованием межскважинной перекачки	59
2.2.3 Основные технологические схемы закачки с использованием внутрискважинной перекачки	61
2.2.4 Основные технологические схемы закачки с использованием индивидуальных насосных установок	63
2.2.5 Способ кустовой закачки воды в нагнетательные скважины	68
2.2.6 Схема совместной закачки воды насосами систем КНС и МСП.....	69
2.2.7 Технологическая схема дополнительной очистки.....	70
2.2.8 Система закачки воды с аналитическим контролем качества закачиваемой жидкости.....	71

3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕЖСКВАЖИННОЙ И ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ.....	73
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	81
4.1 Анализ конкурентных технических решений.....	81
4.2 Планирование работ.....	84
4.3 Экономическая эффективность вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти.....	86
4.4 Вывод по разделу.....	91
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	95
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	95
5.2 Производственная безопасность.....	97
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	99
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	101
5.3 Экологическая безопасность.....	105
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	107
5.5 Вывод по разделу.....	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	111

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время самым эффективным и повсеместно применяющимся методом для повышения нефтеотдачи является технология поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт. Природная энергия является основным источником первоначального извлечения нефти и газа из залежей. Уже на второй стадии разработки нефтяных месторождений, которая наступает примерно спустя пять лет с начала эксплуатации залежи, начинается внедрение систем воздействия на пласты, в том числе начинают активно вводить и развивать систему разработки с искусственным заводнением пластов.

Когда пластовая энергия оказывается истощена, темп отбора нефти замедляется, но может быть восстановлен путем нагнетания в залежь источника вторичной энергии. Эффективная закачка технологических жидкостей на новых месторождениях обеспечивается заданную динамику отбора нефти и газа, на старых – замедление темпов ее падения [2].

В современной нефтяной отрасли значение системы поддержания пластового давления трудно переоценить. Закачка воды в пласт дает возможность повысить коэффициент извлечения нефти, в эффективном режиме эксплуатировать месторождения, находящиеся в поздних стадиях разработки.

Следует отметить, что основной проблемой при применении данного метода повышения нефтеотдачи пластов является превышение объемов закачки технологических жидкостей над объемами добычи нефти.

Усовершенствование системы поддержания пластового давления является актуальной темой для рассмотрения среди специалистов нефтегазовой отрасли, а также одной из основных задач на пути к достижению максимальной экономической эффективности разработки месторождения.

Актуальность работы обусловлена необходимостью разработки методики анализа эффективности системы заводнения, позволяющей определить реагирующие добывающие скважины на закачку каждой нагнетательной, распределить объем закачки в соответствии с технологическими показателями работы скважин и геолого-физическими характеристиками пласта,

сформировать поэтапный алгоритм анализа с рекомендациями по ее совершенствованию.

Целью данной выпускной квалификационной работы является обоснование применения оптимального режима закачки воды в процессе разработки нефтяных месторождений.

Для достижения поставленной цели необходимо реализовать следующие задачи:

- Анализ геолого-промысловых условий закачки воды в процессе разработки нефтяных месторождений
- Анализ современных технологических подходов к закачке рабочего агента в нефтяные пласты
- Рекомендации по совершенствованию системы поддержания пластового давления на примере использования межскважинной и внутрискважинной перекачки.

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Первое искусственное заводнение стало результатом случайности. В 1865 году операторы штата Пенсильвания обнаружили, что через заброшенные, но не законсервированные скважины в продуктивные пласты сквозь нарушенную обсадку колонны поступала поверхностная вода. Спустя несколько месяцев в соседних, все еще действующих скважинах увеличилась добыча, причем в некоторых из них значительно. Наряду с нефтью возрос отбор воды. Стало очевидным, что просочившаяся вода до определенной степени восстановила упавшее пластовое давление, заставив тем самым нефть двигаться в направлении смежной добывающей скважины. Форест Дорн и его отец Клейтон Дорн, несколько лет изучавшие этот феномен, пришли к выводу, что, закачивая воду в продуктивный горизонт намеренно, они получили бы такие же результаты. В 1915 году Форест Дорн задумал и осуществил первое заводнение. Примененная им система в дальнейшем стала известна как шахматная трехрядная сетка. Поскольку в то время законы Пенсильвании запрещали нагнетание воды в пласт, процесс заводнения был проведен в тайне. Однако к 1921 году заводнение было законодательно разрешено. В 1936 году его применили и в Техасе. На текущий момент около половины месторождений нефти в США разрабатывают при помощи заводнения [3]. В 1940-х годах заводнение получило широкое применение и на месторождениях СССР.

Начиная с того времени, данной теме было посвящено множество исследований. Особенно большой вклад в исследование совершенствования методов управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения внесли Муслимов Р.Х., Сургучёв М.Л. В последние годы наметилась устойчивая тенденция к комплексному подходу к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию, большое внимание которой уделяется в работах Анкудинова А.А. и Ваганова Л.А. На основании анализа работ данных

авторов, основными проблемами при разработке нефтяных месторождений с применением заводнения являются:

- определение направлений распространения фронта закачиваемой воды;
- потери закачиваемой воды в пласт за счёт внутрислоевых и заколонных циркуляций;
- слабая гидродинамическая связь между забоями добывающих и нагнетательных скважин;
- преждевременный прорыв закачиваемой воды от нагнетательных скважин к добывающим, происходящий по высокопроницаемым пропласткам;
- существование слабодренируемых невыработанных зон пласта;
- снижение темпов добычи жидкости за счёт снижения пластового давления [1].

С целью увеличения нефтеотдачи пластов также применяют водогазовое воздействие, при котором в нефтяной пласт нагнетается добываемый на этом же месторождении попутный нефтяной газ, смешанный с водой. В последнее время данный метод приобретает все больший интерес. Это связано с тем что данная технология сочетает в себе технологию заводнения и метод закачки углеводородного газа в пласт. Согласно различным исследованиям введение технологии водогазового воздействия увеличивает коэффициент извлечения нефти на 10-15% по отношению к технологии заводнения. Также интерес к данному методу обусловлен тем что при водогазовом методе вовлекаются в разработку запасы нефти, которые сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах, в которых коэффициент нефтеизвлечения при обычном заводнении составляет не больше 30%. Вызвано это тем что коэффициент вытеснения водой невелик [5]. Метод водогазового воздействия предусматривает закачку в пласт в различных сочетаниях воды и газа. Газ может применяться как углеводородный, так и не углеводородный [4]. Водогазовое воздействие чаще всего рассматривается как один из газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

В настоящее время в нефтяной промышленности для повышения нефтеотдачи пластов используются мероприятия по поддержанию пластового давления. В мировой практике наиболее широкое распространение получил метод, основанный на закачивании в пласт воды через нагнетательные скважины, расположенные с нефтяными в определенном порядке. Многочисленные долговременные экспериментальные исследования показывают, что наилучшей средой для закачивания в нефтяные пласты является подземная минерализованная вода. При этом достигается не только основная задача – поддержание пластового давления, но и повышается нефтеотдача (на 5-10 % по сравнению с закачиванием в пласт пресной воды). Месторождения заводняют для того, чтобы увеличить уровень добычи и КИН с целью оптимизации экономических показателей разработки месторождения.

1.1 Анализ показателей закачки воды в нефтяные пласты

Если целью освоения эксплуатационной скважины является получение возможно большего коэффициента продуктивности при данных параметрах пласта, то цель освоения нагнетательной скважины – получение возможно большего коэффициента поглощения или приемистости.

Приемистость скважины – характеристика нагнетательной скважины, показывающая возможность закачки рабочего агента в пласт. Данный параметр определяется объемом смеси, закачиваемой в пласт в единицу времени.

Приемистость скважины зависит от разности забойного и пластового давлений, создаваемой на забое скважины, совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости для закачиваемого флюида. В технологических расчетах используется также коэффициент приемистости скважины, равный отношению количества рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени, к репрессии, создаваемой на забое скважины при закачке. Расход рабочего агента непрерывно измеряется, например, расход наиболее распространенного рабочего агента – воды определяется с помощью счетчиков или расходомеров. Для обозначения показателя приемистости в ходе проведения

технологических расчетов применяется специальный коэффициент, представляющий собой отношение объема, закачиваемого за некоторую единицу времени флюида к показателю репрессии на забое в ходе закачки.

$$K_{\Pi} = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2} \quad (1)$$

При больших K_{Π} возможна закачка в пласт расчетных количеств воды при относительно низких давлениях нагнетания. Это приводит к сокращению энергетических затрат на поддержание пластового давления и к некоторому сокращению необходимого числа нагнетательных скважин.

Одним из ключевых показателей эффективности системы заводнения и эффективности разработки является компенсация добычи закачкой – отношение закаченного объема воды к общему объему добытой жидкости (нефти и воды):

$$\text{Компенсация} = \frac{Q_{\text{закач}} \cdot B_w}{Q_{\text{нефти}} \cdot B_o + Q_{\text{воды}} \cdot B_w}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{закач}}$ – объем закачанной в пласт воды, м^3 ;

B_w – объемный коэффициент воды, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$Q_{\text{нефти}}$ – объем добытой нефти, м^3 ;

B_o – объемный коэффициент нефти при начальном и среднем пластовом давлении, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$Q_{\text{воды}}$ – объем добытой воды, м^3 .

Существует два вида компенсации:

Накопленная компенсация – отношение накопленного за весь период разработки объёма воды к общему объёму добытой жидкости:

$$\text{Компенсация (накопл)} = \frac{Q_{\text{закач.накопл}} \cdot B_w}{Q_{\text{нефти.накопл}} \cdot B_o + Q_{\text{воды.накопл}} \cdot B_w}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{закач.накопл}}$ – объем накопленной за весь период разработки закачанной в пласт воды, м^3 ;

B_w – объемный коэффициент воды, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$Q_{\text{нефти.накопл}}$ – накопленный объем добытой нефти, м^3 ;

B_o – объемный коэффициент нефти при начальном и среднем пластовом давлении, м³/м³;

$Q_{\text{воды.накопл}}$ – накопленный объем добытой воды, м³.

Текущая компенсация (годовая, месячная) – отношение текущего (годового, месячного) объема воды к текущему (годовому, месячному) объему добытой жидкости. Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени.

Если Компенсация (тек) < 1, закачка отстает от отбора, и следует ожидать падения среднего пластового давления.

Если Компенсация (тек) > 1, закачка превышает отбор, и давление в пласте должно расти.

Если Компенсация (тек) = 1, должна наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо, от того, каким он был в начале разработки.

$$\text{Компенсация (тек)} = \frac{Q_{\text{закач.тек}} \cdot B_w}{Q_{\text{нефти.тек}} \cdot B_o + Q_{\text{воды.тек}} \cdot B_w}, \quad (4)$$

где $Q_{\text{закач.тек}}$ – объем закачанной в пласт воды за фиксированный период времени (текущий), м³;

B_w – объемный коэффициент воды, м³/м³;

$Q_{\text{нефти.тек}}$ – текущий объем добытой нефти, м³;

B_o – объемный коэффициент нефти при начальном и среднем пластовом давлении, м³/м³;

$Q_{\text{воды.тек}}$ – текущий объем добытой воды, м³.

Коэффициент компенсации характеризует использование закачиваемой в пласт воды для поддержания пластового давления и последующего вытеснения нефти. Если объем закачиваемой воды значительно превышает объем добываемой жидкости, то часть воды расходуется нерационально, например, уходит в законтурную область или за счет заколонных скважинных перетоков в другие пласты. В идеале объемы отобранной и закачанной жидкости должны

совпадать, но вследствие влияния геолого-физических и технологических факторов происходят явления недокомпенсации и перекомпенсации. Перекомпенсация отборов (объемы закачки больше объемов добычи) приводит к раннему обводнению и снижению нефтеотдачи, а недокомпенсация (объемы закачки меньше объемов добычи) – к снижению пластового давления и, как следствие, потерям добычи нефти. Своевременное определение проблемных участков обеспечивает эффективную эксплуатацию системы заводнения посредством назначения соответствующих мероприятий на добывающих и нагнетательных скважинах.

Для определения объема воды, совершившего полезную работу, необходимо из всего объема закаченной воды отнять объем добытой:

$$Q_{\text{зак}}^{\text{эфф}} = Q_{\text{зак}} - Q_{\text{д}} \quad (5)$$

На месторождениях, разрабатываемых при нагнетании воды, могут применяться несколько видов заводнения: законтурное, внутриконтурное, очаговое, площадное, избирательное, барьерное. Поэтому в начале разделов нормативных документов необходимо указывать, какие виды заводнения применяются на месторождении, когда и на каких площадях началось внедрение и кратко описывать их развитие. Если кроме заводнения на месторождении применялись или применяются другие системы воздействия, они должны быть указаны. Необходимо также указать, какие промышленные работы с применением методов увеличения нефтеотдачи проводятся на месторождении.

Суммарная закачка по рядам нагнетательных скважин, по месторождению и его объектам определяется как сумма количеств закачиваемой воды по отдельным скважинам. Распределение закачки при внутриконтурном заводнении между соседними площадями или блоками разработки производится в соответствии с темпами отбора жидкости или в соответствии со средней гидропроводностью смежных площадей или блоков разработки.

Так же, как и при распределении добычи нефти и жидкости, наибольшую сложность и условность представляет собой распределение закачки между

пластами многопластового месторождения с использованием данных расходомерии. Более простой способ заключается в распределении закачки пропорционально накопленной добыче жидкости пластов.

Особенно большие трудности с определением истинных величин попадания в пласты закачиваемой воды в нагнетательные скважины и их распределение по отдельным пластам возникают при создании постоянно действующих геолого-технологических моделей и истории разработки месторождений со схожими условиями. Эти трудности возникают в связи с тем, что промысловая информация по закачке воды весьма скудна и неточна, в особенности это относится к объемам закачки. Ввиду негерметичности эксплуатационных колонн, нарушений в цементном кольце между колонной и породой и в силу других причин, в большинстве случаев объем закачиваемой воды, замеренный на кустовых насосных станциях, и объем поступающей в пласт воды резко отличаются друг от друга. И разница между этими величинами постоянно изменяется во времени. Задача определения точных объемов воды, поступающей в пласты при ее закачке, еще более неопределенна при законтурном заводнении, так как отсутствует или крайне недостаточна информация о состоянии пластового давления в законтурной области и не имеется данных о фильтрационных свойствах этой области (проницаемость, толщина пластов, наличие или отсутствие непроницаемых границ). Именно в силу отмеченных причин при создании постоянно действующих геолого-технологических моделей для залежей, имеющих историю разработки, необходимо особенно внимательно обосновывать истинные объемы поступающей в пласты закачиваемой воды, а не принимать объемы закачки, измеряемые на кустовых насосных станциях, за истинные объемы поступления воды в пласты.

1.2 Анализ геологических условий объекта закачки воды

Заводнение нефтяных залежей при разработке может быть естественным, когда извлекаемая из пластов нефть замещается пластовой водой – контурной

или подошвенной, подпирающая нефть, и искусственным, когда нефть из пластов вытесняют водой, нагнетаемой с поверхности или других водоносных пластов через специальные скважины. Различия между этими видами заводнения нефтяных скважин могут быть очень большими, но выражаются они одними и теми же показателями.

Эффективность заводнения характеризуется рядом коэффициентов:

- коэффициентом дренирования залежей $\eta_{др}$,
- коэффициентом охвата пластов заводнением $\eta_{охв}$,
- коэффициентом вытеснения нефти водой из пористой среды $\eta_{выт}$.

Этих трех показателей достаточно для полной характеристики эффективности заводнения любого нефтеносного пласта, в целом – нефтеотдачи пласта, как произведения трех указанных коэффициентов и отдельных элементов ее при детальном изучении. При этом в каждый коэффициент вкладывается следующий физический и гидродинамический содержательный смысл.

Коэффициент дренирования залежей $\eta_{др}$ – определяет долю общего нефтенасыщенного объема, в котором обеспечена фильтрация жидкостей данной системой скважин $V_{др}$, и выражается отношением

$$\eta_{др} = \frac{V_{др}}{V_{зал}} \quad (6)$$

Коэффициент охвата пластов заводнением $\eta_{охв}$ – определяет долю объема, дренируемого нефтенасыщенного пласта, охваченного (занятого) водой $V_{зав}$, и выражается отношением

$$\eta_{охв} = \frac{V_{зав}}{V_{др}} \quad (7)$$

Коэффициент охвата пласта заводнением — показатель, изменяющийся во времени и возрастающий в объеме залежей — по мере продвижения водонефтяных контактов в пласте, и от фронта заводнения к контуру нагнетания, а в среднем по мере увеличения объема прокачки жидкости по пласту. Практически на многих месторождениях при помощи специальных скважин

зафиксировано послойное обводнение монолитных пластов с последовательным охватом водой слоев разной проницаемости. Поэтому значения коэффициента охвата необходимо фиксировать к определенной стадии разработки залежей. Охват пластов заводнением к моменту прорыва воды в скважины колеблется в очень широких пределах (от 10–15 до 75–85%), в зависимости от слоистой неоднородности пластов и вязкости нефти. Охват пластов на всех стадиях разный в различных сечениях пласта и уменьшается от линии нагнетания воды к линии отбора нефти в связи с уменьшением объема прокачиваемой воды через удаленные зоны.

Коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды $\eta_{\text{выт}}$ – определяет степень замещения нефти водой в пористой среде и выражается отношением

$$\eta_{\text{выт}} = \frac{1 - \sigma_{\text{св}} - \sigma_{\text{н.ост}}}{1 - \sigma_{\text{св}}}, \quad (8)$$

где $\sigma_{\text{св}}$ – начальная насыщенность пористой среды водой;

$\sigma_{\text{н.ост}}$ – остаточная нефтенасыщенность пористой среды в зоне, занятой водой.

Коэффициент вытеснения нефти водой для разных пластов изменяется в очень широких пределах. Наименьшие его значения в 54–58% зафиксированы в полимиктовых гидрофильных коллекторах месторождений Западной Сибири, в слабопроницаемых зонах залежей Самотлорского и других месторождений. В высокопроницаемых полимиктовых коллекторах и в центральных зонах залежей доля вытесняемой водой нефти достигает 70–75%, а в кварцевых, слабоглинистых коллекторах месторождений Урало-Поволжья вытесняемая часть нефти превышает 80–85%. В гидрофобных и гидрофобизированных коллекторах коэффициент вытеснения существенно меньше, чем в гидрофильных пластах и в среднем составляет около 60–70%.

На показатели эффективности заводнения влияют следующие факторы:

1. на коэффициент дренирования залежей:

а) расчлененность, прерывистость (монолитность), сбросы пластов;

- b) условия залегания нефти, газа и воды в пластах;
- c) размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания пластов;
- d) состояние призабойных зон пластов, как следствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации.

2. на коэффициент охвата пластов заводнением:

- a) макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств);
- b) трещиноватость, кавернозность (тип коллектора);
- c) соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего агента.

3. на коэффициент вытеснения нефти водой:

- a) микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов (средняя проницаемость);
- b) смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды;
- c) межфазное поверхностное натяжение между нефтью и вытесняющей водой;

Знание всех перечисленных факторов и степень их влияния на эффективность заводнения месторождения, очень важно на стадии прогноза заводнения, для обоснования методов повышения нефтеотдачи, систем размещения скважин и технологий извлечения остаточных запасов нефти.

В понятие энергетической характеристики входит режим залежи, запасы и расход ее энергетических сил, динамика и текущее состояние пластовых и забойных давлений. Режим нефтяной залежи, как правило, устанавливается при проектировании разработки и определяется природными условиями залегания нефти, физическими свойствами коллекторов нефти, газа и пластовой воды, строением пласта в законтурной области. На эксплуатируемых месторождениях режим зависит также от созданных в результате внедрения проекта условий выработки нефти.

При разработке залежей нефти различают следующие режимы: водонапорный, упруговодонапорный, смешанный, гравитационный. Проявление режима сказывается во взаимосвязи между отбором нефти и пластовым давлением, в изменении величины газового фактора, в характере обводнения продукции и т.д.

Проявление режима сказывается во взаимосвязи между отбором нефти и пластовым давлением, в изменении величины газового фактора, в характере обводнения продукции и т.д. Как известно, большинство нефтяных и залежей разрабатываются при режиме вытеснения нефти водой, создаваемом путем различных видов нагнетания (законтурное, внутриконтурное, площадное, избирательное, очаговое и их комбинации).

Для выявления режимов нефтяной залежи помимо данных о параметрах пласта, соотношении давления насыщения и пластового давления, необходимо установить гидродинамическую связь данной залежи с законтурной областью. Связь эта может проявляться различным образом. В практике разработки нефтяных месторождений возможны случаи взаимодействия соседних месторождений, входящих в единую водонапорную систему.

Влияние соседних месторождений необходимо учитывать при анализе пластовых давлений и в гидродинамических расчетах при проектировании при условии, что эти месторождения крупные по размерам добычи и закачки, если они эксплуатируются длительное время и, если на них закачка воды начата с отставанием по отношению к отбору или систематически ведется в меньших объемах, чем отбор жидкости. При необходимости этот вид исследования лучше проводить при составлении проектного документа. Если это не сделано, то оценку влияния работы соседних месторождений на рассматриваемые следует сделать при анализе разработки.

Влияние разработки соседних месторождений устанавливается по изменению пластового давления и смещению водонефтяного контакта, а иногда отмечается и перемещение залежи нефти. Легче установить это до начала разработки рассматриваемого месторождения по аномально низкому по

сравнению с соседними залежами начальному пластовому давлению. В процессе работы влияние соседних залежей устанавливается расчетным путем методом компьютерного моделирования.

Гидродинамическая связь данной залежи с законтурной областью проявляется также при работе законтурных и приконтурных нагнетательных скважин в виде утечек закачиваемой воды в законтурную область.

Если при внутриконтурном заводнении вся закачиваемая вода идет внутрь залежи, то в законтурных скважинах часть закачки уходит за контур нефтеносности, особенно в первые годы разработки месторождения. Оценить объем утечек за контур нефтеносности нужно также при установлении давления на линии нагнетания выше начального пластового давления и значительном превышении накопленной закачки над накопленным с начала разработки отбором жидкости.

Геолого-физические свойства пласта и насыщающих его жидкостей значительно влияют на эффективность процесса вытеснения нефти из пластов.

Основным препятствием для равномерного продвижения фронта вытеснения от нагнетательных скважин к добывающим является неоднородность продуктивных пластов, характеризующаяся коэффициентом расчленённости. Чем он выше, тем сложнее достичь полного охвата пластов процессами заводнения.

Подвижность флюида в пласте и интенсивность фильтрационных процессов определяются проницаемостью коллектора и вязкостью нефти, и поэтому являются одними из главных параметров эффективности системы заводнения.

Необходимо отметить, что залежи, характеризующиеся повышенными значениями вязкости нефти, всегда имеют характеристики вытеснения нефти водой хуже, чем залежи с меньшей вязкостью нефти, независимо от неоднородности пластов и других факторов [6].

Также на повышение нефтеотдачи значительно влияет увеличение температуры пласта и увеличение эффективной нефтенасыщенной толщины, а

вот сосредоточение запасов в преимущественно водонефтяных зонах существенно снижает значение нефтеотдачи.

Относительное влияние различных геолого-физических факторов на нефтеотдачу пластов при диапазонах изменения этих параметров представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Влияние геолого-физических факторов на нефтеотдачу пластов

Фактор	Диапазон изменения	Его влияние на нефтеотдачу, %
Соотношение вязкостей нефти и воды	1 → 25	- 21,1
Средняя проницаемость	0,15 → 2,5 мкм ²	+15,4
Температура	25 → 75°С	+7,0
Эффективная нефтенасыщенная толщина	3 → 20 м	+6,0
Коэффициент песчаности	0,55 → 0,95	+6,0
Относительные запасы водонефтяной зоны	25 → 100 %	-5,6
Нефтенасыщенность	0,75 → 0,95	+3,6
Плотность сетки скважин	10 → 60 га/скв	-3,0
Система заводнения	естественное заводнение → блоковая система	+2,2
Темп разработки (зависимость добычи жидкости от геологических запасов)	2,5 → 7,5 %	+0,6

По данным таблицы видно, что характеристики пласта оказывают гораздо большее значение на нефтеотдачу, чем технологические показатели эксплуатации скважин, следовательно, грамотный учёт природных факторов

играет важную роль, так как повышение эффективности системы заводнения путём влияния преимущественно на технологические параметры достаточно ограничено.

В целях контроля продвижения фронта нагнетаемой воды по площади пласта применяются трассерные (индикаторные) исследования, заключающиеся в определении реальных фильтрационных потоков продуктивного пласта путем введения в нагнетательную скважину меченой жидкости, которая оттесняется к добывающим скважинам вытесняющим агентом, отбора проб с добывающих скважин, их последующего лабораторного анализа и интерпретации результатов. В результате проводится оценка гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, определение скоростей фильтрации воды в пределах пласта, определение фильтрационно-емкостных свойств высоко-и среднепроницаемых зон пласта и степени неоднородности [7].

1.3 Количественный анализ влияния объема закачки на технологические показатели работы добывающих скважин

Распределение объемов закачиваемой воды нагнетательных скважин между реагирующими добывающими проводится на основании имеющейся информации по изменению пластового давления на рассматриваемом участке и отбору жидкости за анализируемый период времени:

$$\sum Q_з = \sum Q_э + \beta^* \cdot \Delta P_{пл} \cdot V + \Delta Q_з, \quad (9)$$

где $\sum Q_з$ – объем закачиваемой воды за анализируемый период;

$\sum Q_э$ – отбор жидкости реагирующих добывающих скважин за анализируемый период;

β^* – упругоёмкость пласта;

$\Delta P_{пл}$ – изменение пластового давления зоны добывающих скважин;

V – объем пласта добывающих скважин;

$\Delta Q_з$ – непроизводительная закачка (утечки в другие пласты из-за негерметичности колонны, пластовых перетоков, технологические потери и др.).

Причинами утечек могут быть: особенности размещения добывающих и нагнетательных скважин, вязкостная и гравитационная неустойчивость вытеснения, опережающий прорыв воды по высокопроницаемым трещинам (особенно в трещиновато-пористом коллекторе), поступления воды из верхних, средних и нижних водоносных пластов вследствие негерметичности колонны и цементного кольца. Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды, с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти.

Математический расчёт объёмов непроизводительной закачки производится с применением формул упругого режима, при допущении условного приведения рассматриваемого пласта к виду скважины [8]:

$$Q(t) = \frac{2\pi kh}{\mu_b Z} \cdot (P_{нл} - P_n) \cdot Q^*(\tau), \quad (10)$$

где $Q(t)$ – закачиваемая вода, ушедшая в законтурную область;

k – проницаемость рассматриваемого участка пласта;

h – мощность рассматриваемого участка пласта;

μ_b – вязкость пластовой воды;

$Z = \frac{\Delta P_{ФАКТ}}{\Delta P_{РАСЧ}}$ – коэффициент корректировки, рассчитываемый в пробный

период эксплуатации;

$P_{нл}$ – давление нагнетания;

P_n – начальное пластовое давление;

$Q^*(\tau)$ – безразмерная закачка на момент времени t (таблица 2);

$\tau = \frac{2\chi t}{R_H^2}$ – безразмерное время;

χ – коэффициент пьезопроводности;

R_H^2 – радиус анализируемой скважины;

$R_K^* = \frac{R_K}{R_C}$ – безразмерный радиус депрессионной воронки;

$Q^* = \frac{\mu}{2\pi kh(P_K - P_C)} \cdot Q$ – безразмерный дебит жидкости.

Определение объемов утечек производится путем компьютерного моделирования или по формулам упругого режима при условии представления залежи в виде укрупненной скважины:

$$Q(t) = \frac{2\pi kh}{\mu_B \cdot Z} \cdot (P_{НЛ} - P_H) \cdot Q^*(\tau), \quad (11)$$

где $Q(t)$ – утечки закачиваемой воды в законтурную область; k – средняя проницаемость пласта; h – толщина пласта; μ_B – вязкость воды; $Z = \frac{\Delta P_{факт}}{\Delta P_{расч}}$ – поправочный коэффициент, определяется в период пробной эксплуатации; $P_{НЛ}$ – давление на линии нагнетания; P_H – начальное пластовое давление; $Q^*(\tau)$ – безразмерная закачка на момент времени t , определяется по таблице 2; τ – безразмерное время, $\tau = \frac{2\chi t}{R_H^2}$; R_H – радиус укрупненной скважины; χ – коэффициент пьезопроводности.

Ввод в разработку новых скважин дает богатую информацию о начальном пластовом давлении. Поэтому при проведении анализа разработки на первых стадиях разработки месторождения или при вводе в разработку новых, ранее не разрабатываемых площадей или пластов необходимо уточнение начального пластового давления по залежи и ее участкам и пластам. Среднее начальное (или текущее) пластовое давление определяют по картам изобар как средневзвешенное по площади по формуле:

$$P_{пл.ср} = \frac{(P_1 + P_2) \cdot F_1 + (P_2 + P_3) \cdot F_2 + \dots + (P_n + P_{n+1}) \cdot F_n}{2 \cdot (F_1 + F_2 + \dots + F_n)} \quad (12)$$

Таблица 2 – Значения депрессионной воронки с дебитом жидкости в различные периоды времени при стабильном давлении на скважине

R_K^*	Q^*	τ	R_K^*	Q^*	τ
1.15	7.1582	0.01103	40	0.27108	671.97
1.25	4.4822	0.03043	50	0.25562	1062.9

Продолжение таблицы 2

1.35	3.3322	0.059105	60	0.24424	1554.4
1.45	2.6917	0.047345	70	0.23538	2116.6
1.55	2.2821	0.14456	80	0.22821	2779.7
1.65	1.9984	0.20082	90	0.22223	3534.1
1.75	1.7870	0.26605	100	0.21714	4380.3
1.85	1.6255	0.34019	200	0.18873	17894
1.95	1.4975	0.42317	300	0.17532	40635
2.0	1.4428	0.46797	400	0.16690	72651
2.5	1.0913	1.0360	500	1.16091	113970
3.0	0.91025	1.8209	1000	0.14476	460820
3.5	0.79828	2.8214	2000	0.13157	1.8588×10 ⁶
4.0	0.72134	4.0375	5000	0.11741	11.721×10 ⁶
4.5	0.66489	5.4684	7000	0.11295	23.032×10 ⁶
5.0	0.62135	7.1155	10000	0.10857	47.125×10 ⁶
5.5	0.58661	8.9927	12000	0.10760	67.937×10 ⁶
6.0	0.55809	11.056	15000	0.10400	106.3×10 ⁶
7.0	0.51496	15.861	30000	0.09700	427.0×10 ⁶
8.0	0.48091	21.533	60000	0.090851	1714.3×10 ⁶
9.0	0.45512	28.075	80000	0.088581	3051.6×10 ⁶
10.0	0.43429	35.489	100000	0.086858	4772.8×10 ⁶

Как сказано выше, энергетическое состояние залежи представляется динамикой и текущими значениями давлений. Так, в динамике с начала разработки дается среднее пластовое давление в зоне отбора (оно также показывается на графике разработки). За последние пять лет представляется динамика средних пластовых давлений по объекту в целом, в зоне отбора, в газовой шапке, в зоне и на линии нагнетания, а также динамика забойного давления по рядам добывающих скважин и по рядам нагнетательных скважин; давления на устье нагнетательных скважин (по рядам), рабочего перепада давления (давление на линии нагнетания минус забойное давление в

добывающих скважинах); коэффициенты продуктивности по нефти и по жидкости и коэффициенты приемистости.

Сопоставляя объёмы закачанной в пласт воды, технологические показатели работы добывающих скважин и динамику изменения пластового давления, можно делать выводы об эффективности системы заводнения: если пластовое давление стабильно или растёт – система эффективна, если снижается – не эффективна.

Качественная оценка эффективности проводится путём построения карт влияния закачки (рисунок 1).

Сущность карт влияния закачки заключается в отражении степени охвата пластов заводнением на конкретном участке и при заданных условиях эксплуатации, которые изменяются в зависимости от проводимых мероприятий.

Закачиваемая вода обозначается круговыми диаграммами, аналогично картам текущих отборов и закачки. Через добывающие скважины с равными значениями обводнения добываемой продукции проводятся линии обводнения. Также на карте условно выделяются районы добывающих скважин, имеющих высокую гидродинамическую связь с нагнетательными, районы, не имеющие прямой связи с зонами нагнетания, и районы, имеющие слабую гидродинамическую связь с зонами отбора.

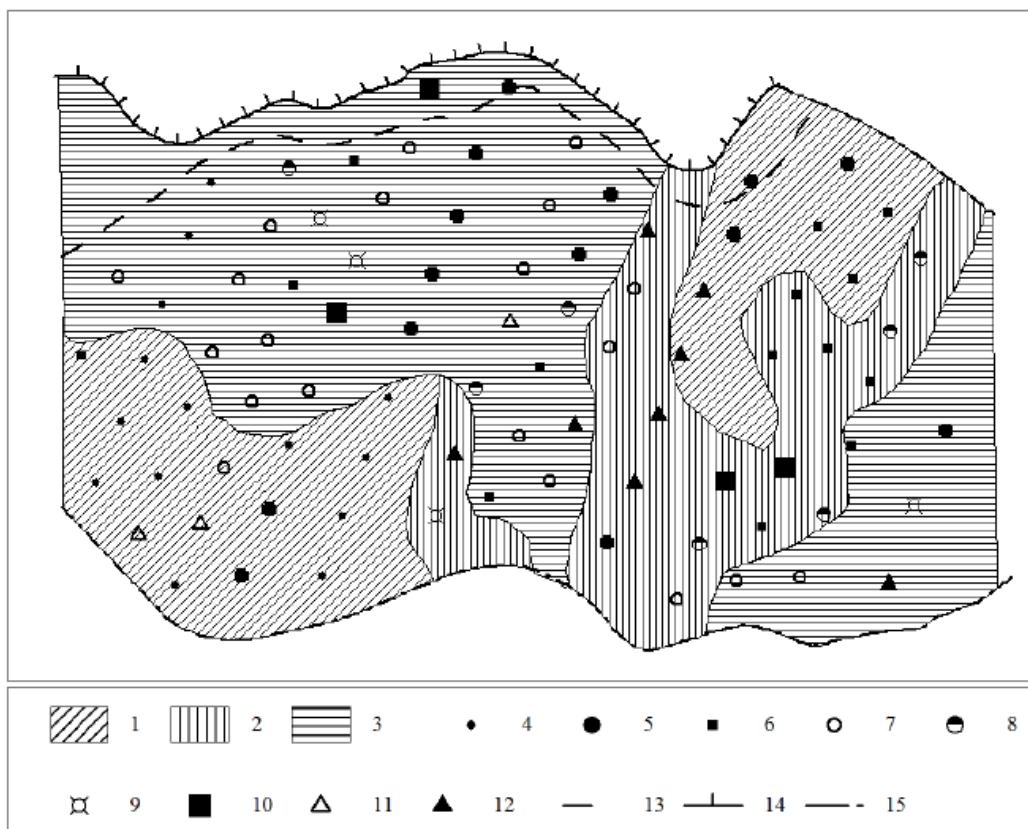


Рисунок 1 – Схематическое изображение карты влияния закачки воды

На карте применяются следующие условные обозначения:

- 1 – эксплуатация фонтаном с дебитом >10 т/сут;
- 2 – механизированная эксплуатация с дебитом >10 т/сут;
- 3 – любая эксплуатация с дебитом <10 т/сут;
- 4 – эксплуатируется только рассматриваемый пласт;
- 5 – совместно эксплуатируется несколько пластов (два-три);
- 6 – эксплуатируется один пласт, при этом вскрыты несколько;
- 7 – вскрыто несколько пластов, но рассматриваемый не эксплуатируется;
- 8 – дебит рассматриваемого пласта <10 т/сут;
- 9 – скважины механизированного фонда с обводненностью 25% и менее;
- 10 – скважины механизированного фонда с обводненностью 25% и более;
- 11 – рассматриваемый пласт в нагнетательных скважинах перфорирован;
- 12 – рассматриваемый пласт в нагнетательных скважинах не перфорирован;
- 13 – внешняя граница нефтеносности;

14 – граница глинизации коллектора;

15 – граница распространения коллектора с толщиной менее 4 м [1].

1.4 Управление и контроль за системой разработки нефтяной залежи

На основе анализа разработки месторождения нефти и выявления расхождений фактических и проектных показателей разработки проводят геолого-технические мероприятия по приведению в соответствие фактического хода разработки с предусмотренным в проекте. Под регулированием разработки нефтяного месторождения понимается сочетание этих мероприятий, которое можно проводить технологическими методами с частичным изменением или без изменения системы заводнения относительно проектной. В более узком смысле под регулированием процесса разработки нефтяных месторождений понимается целенаправленное управление движением флюидов в пластах для достижения планируемых уровней добычи нефти.

На основании обобщения многочисленных результатов экспериментальных и теоретических исследований М.Л. Сургучев делит методы повышения эффективности системы заводнения пласта на две большие группы: первая подразумевает применение тепловых, газовых и химических агентов, вторая - совершенствование технологии и систем заводнения [6]. Анализируя вопрос совершенствования технологии, он отмечает, что при стационарных режимах работы пласта образуется система постоянных трубок тока, которая, в свою очередь, определяет охват пласта воздействием. Для вовлечения в процесс фильтрации недренируемых запасов необходимо изменять гидродинамический режим, тем самым изменяя конфигурацию трубок тока. Решить данную задачу можно с помощью технологических методов регулирования разработки заводнением, основными из которых являются следующие:

– изменение технологических режимов скважин, уменьшая или увеличивая их дебиты (для нагнетательных — приемистость), вплоть до остановки эксплуатации (отключения) скважин;

- обработка призабойных зон скважин с целью выравнивания профилей притока и увеличения общего дебита нефти или увеличения приемистости нагнетательных скважин;
- увеличение давления нагнетания в скважинах вплоть до величин, при которых возникает образование системы трещин в призабойной зоне, поинтервальная закачка флюидов в пропластки коллектора при дифференцируемом давлении нагнетания;
- капитальный ремонт скважин с целью изоляции отдельных пропластков без изменения обоснованных в последнем проектном документе объектов разработки;
- смена направления фильтрационных потоков и циклическое (нестационарное) воздействие на пласт [8,9,10].

К методам регулирования, связанным с частичным изменением системы разработки месторождения, относят:

- избирательное и очаговое заводнения разрабатываемых объектов, при которых осуществляется выборочное воздействие на отдельные зоны пласта путем закачки растворов через специально пробуренные нагнетательные скважины или группы нагнетательных скважин;
- капитальный ремонт скважин или установка в скважинах пакеров с целью объединения или разобщения пластов, т.е. изменения объектов разработки.

При усилении анизотропии свойств пласта, макро- и микронеоднородности объектов, охват пластов заводнением и конечный коэффициент извлечения нефти резко снижаются [11]. Закачиваемая вода прорывается к добывающим скважинам по пропласткам с высокой проницаемостью, в результате нефть застаивается в низкопроницаемых пропластках, участках, зонах. Современные методы регулирования заводнения залежей, основанные на гидродинамическом воздействии позволяют увеличить

охват невовлеченных в разработку участков, однако эффективны лишь в определенных геолого-физических условиях.

При высокой обводненности продукции (таблица 3) эти методы не обеспечивают полный охват пласта заводнением, что является весомым фактором на поздних стадиях разработки. Основной объем вытесняющей жидкости фильтруется по промытым зонам, не оказывая влияния на низкопроницаемые пропластки. Возможно проследить следующую зависимость – чем выше проницаемостная неоднородность коллектора и количество одновременно разрабатываемых пластов, тем ниже КИН. Этим объясняется стабилизация значений коэффициента извлечения нефти при современных методах заводнения на уровне 30-50 % от геологических запасов.

Контроль и регулирование процессов разработки нефтяного пласта предполагает обязательное осуществление следующих процедур:

- анализ изменения дебитов жидкости и закачки воды в скважинах с целью получения максимального коэффициента вытеснения;
- анализ существующей сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин с точки зрения правильности их размещения;
- в условиях геологической неоднородности в ходе разработки, и получения новых геолого-физических данных необходимо постоянно уточнять геометрию изолированных линз, целиков нефти, а также зон прерывистого коллектора.

Таблица 3 – Принципы действия, условия и недостатки применения методов регулирования разработки

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условие применения метода при обводненности продукции, %	Недостатки методов
Повышение давления нагнетания	Увеличение градиента давления	Не более 75-85	Ограниченная возможность установленных мощностей для полного охвата пластов
Изменение направления фильтрационных потоков	Повышение охвата дренированием	Не более 75-85	Использование метода только на отдельных участках месторождения (локальность)
Циклическая закачка и отбор	Изменение градиента пластового давления	От 70 до 80	Низкая эффективность в обводненных пластах на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкостей из пласта	Уменьшение градиента давления	От 75 до 80	Неопределенность условий применения
Разукрупнение эксплуатационного объекта по коллекторским свойствам	Уменьшение влияния неоднородности пластов	Не ограничено	Применение метода только в литологически неоднородных пластах
Уплотнение сетки скважин	Увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пластов и др.	Не более 80-90	Высокая стоимость работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к сокращению периода эксплуатации скважин

В зонах пластов, разбуренных добывающими скважинами и не имеющих гидродинамической связи с линиями нагнетания, а также в зонах, имеющих незначительную гидродинамическую связь, требуется развивать систему поддержания пластового давления. Для этого проектируют дополнительно новые линии разрезания, продлевают существующие, либо формируют избирательную систему заводнения, что в большинстве случаев более эффективно. При этом очаги заводнения создают на каждом изолированном участке, а также на больших удалениях эксплуатационных скважин от существующей линии нагнетания.

Для повышения эффективности комплексного влияния закачки на весь изолированный участок пласта необходимо перевести в нагнетание наиболее подходящие для этой цели добывающие скважины, а также рассмотреть возможность бурения новых нагнетательных скважин так, чтобы весь участок пласта был охвачен их воздействием.

Последующее регулирование разработки и расширение области питания для повышения нефтеотдачи коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами или с содержанием нефти повышенной вязкости проводятся за счет дополнительных линий разрезания, которые будут сформированы из полученных зон заводнения. Эти линии разрезания в некоторых случаях могут оказаться высокоэффективным средством регулирования разработки.

Направление линий разрезания выбирается в соответствии с принятой стратегией разработки, параллельно существующим рядам нагнетания, или с учетом простирающихся тел коллекторов, вкrest их латеральной протяженности.

Часто необходимо бурение дополнительных скважин нагнетания в уже имеющихся линиях разрезания. Дополнительные нагнетательные скважины располагаются, как правило, в разрезающих рядах между скважинами действующего фонда и скважинами, которые были продуктивны в прошлом. Прослой, гидродинамически связанные с зоной отбора, но не принимающие воду в уже действующих нагнетательных скважинах (или принимающие не в полном объеме), вскрываются перфорацией в новых скважинах.

Зоны пласта, не охваченные сеткой эксплуатационных скважин, а вскрытые только нагнетательными, нуждаются в бурении дополнительных эксплуатационных скважин. Количество таких скважин и их размещение зависят от размеров зон распространения коллекторов.

Выявление залежей и пластов, на которых недостаточно сказывается влияние закачки, позволит установить степень вытеснения нефти водой. Опыт разработки многопластового объекта показывает низкую эффективность заводнения пластов при одновременной закачке. Это связано с различными

геолого-физическими параметрами коллекторов: закачиваемую воду принимают, как правило, один-два пласта лучшей проницаемостью коллектора. Особенно низкая эффективность охвата заводнением наблюдается у маломощных пластов. Для повышения приемистости пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами применяются различные методы, такие как повышение давления нагнетания, селективный гидроразрыв, обработка призабойной зоны химическими реагентами и т.д. С целью изменения фильтрационных потоков и перераспределения объемов закачки внутри объекта применяют – циклическое (нестационарное) заводнение с периодическим пуском-остановкой отдельных скважин. Для эффективного регулирования процесса разработки всех участков пласта необходимо осуществлять постоянный контроль отбора жидкости и закачки воды в скважинах, учитывая также экономические факторы, такие как расход рабочего агента, реагентов, применение специального оборудования и т.д.

Поскольку выработка запасов нефти происходит лишь в зонах продвижением фронта воды, требуется проводить наблюдение за направлением перемещения контура нефтеносности. Возможность управления продвижением фронта вытеснения имеется, однако на практике реализуется только в относительно однородных пластах. Очень сложно, а порой невозможно гарантировать равномерное стягивание контура нефтеносности посредством выполнения закачки воды и отборов жидкости в условиях неоднородного пласта.

В таких случаях регулирование процесса разработки должно осуществляться с учетом существующих возможностей сформированных систем заводнения, а конкретнее за счет проведения геолого-технических мероприятий на существующем фонде скважин, направленных на изменение (трансформацию) системы. Проведение различных мероприятий позволяет ограничить отбор жидкости из высокопроницаемых зон пласта (если это эффективно), форсировать отбор в низкопроницаемых пластах, увеличить давление нагнетания, организовать отдельную закачку либо создать дополнительные очаги заводнения. Зачастую может оказаться рациональной

организация опережающего извлечения нефти из нижних пластов эксплуатационного объекта по сравнению с верхними благодаря возможности отсечения нижних пластов по мере их обводнения.

За счет периодического изменения давления и объема закачиваемой жидкости применение циклического (нестационарного) заводнения создает дополнительную разность давления между зонами с разными фильтрационно-емкостными свойствами, что приводит к увеличению зоны охвата заводнением нефтенасыщенных коллекторов с низкой проницаемостью. Использование циклического метода заводнения вместе с изменением направления фильтрационных потоков флюидов внутри пласта способствует максимальной нефтеотдаче пластов с неоднородным коллектором, чего трудно достичь при стационарном заводнении. В этом случае одним из вопросов стоит определение забойного давления, при котором регулирование разработки будет давать максимальный эффект.

На месторождениях некоторых регионов, в частности республик Башкортостана и Татарстана, разработка при забойном давлении ниже давления насыщения показала хороший эффект в работе скважин с притоком чистой нефти, но для использования данного режима на обводненных скважинах необходим дополнительный анализ.

Одним из наиболее важных моментов регулирования разработки является вовремя проведенная изоляция обводнившихся пластов в эксплуатационных скважинах, что повышает технико-экономические показатели разработки месторождения за счет сокращения объема отбираемой попутно с нефтью воды [12, 13].

Реализация проектов по извлечению максимальных объемов нефти на месторождениях, находящихся на поздних этапах разработки, требует хорошего знания соответствующей технологии нефтеотдачи и большого производственного опыта. Очень важно понимать, чем те или иные методы регулирования процесса отличаются друг от друга, а зная это, прогнозировать перемещение и поведение закачиваемых в коллектор рабочих агентов (воды,

пара, газа). Неоценимую роль в этом плане играет техника математического, моделирования коллектора, поскольку именно моделирование помогает лучше понять те сложные процессы вытеснения нефти, которые происходят в пласте. Ввиду многообразия применяемых систем заводнения необходим постоянный контроль внутрипластовых процессов. Для контроля движения фильтрационных потоков существует целый ряд промысловых служб со специфическим профилем услуг. Эти службы выполняют следующие виды исследований:

– *Гидропрослушивание*

Метод гидропрослушивания заключается в наблюдении за изменением пластового давления или статического уровня в реагирующих скважинах, происходящем при изменении отбора жидкости из возмущающих скважин, пробуренных на один и тот же пласт. Скорость реакции скважины в процессе гидропрослушивания зависит от литолого-физических свойств пласта и физико-химических характеристик жидкости. Метод позволяет решать следующие промысловые задачи:

– определение фильтрационных характеристик залежи на удаленных участках, на середине расстояния между реагирующими и возмущающими скважинами;

– определение гидродинамической связи между нефтяной и законтурной частями залежи, отдельными частями залежи (между отдельными скважинами);

– установление гидродинамической связи между разобщенным пропластками продуктивного пласта или отдельными пластами мощного продуктивного горизонта.

Впервые метод гидропрослушивания был предложен и внедрен на производстве Ю.П. Борисовым и В.П. Яковлевым в 1955 г. В зарубежных публикациях и монографиях для обозначения метода гидропрослушивания используется термин «исследование скважин на интерференцию». Можно классифицировать методы гидропрослушивания в зависимости от способа

зондирования пласта. Для проведения одномерного гидропрослушивания необходимы одна реагирующая скважины и одна возмущающая. По данному исследованию можно определить значения пьезопроводности и проницаемости в межскважинном пространстве [14]. В двумерном гидропрослушивании принимают участие уже несколько реагирующих скважин, расположенных вокруг одной возмущающей. Такие исследования позволяют определять площадную анизотропию нефтяного пласта. Специфика трехмерного гидропрослушивания в том, что реагирующие скважины располагаются «веером», на различном расстоянии от возмущающей. Забои реагирующих скважин разносятся по вертикали. В результате таких исследований возможно определить значения вертикальной проницаемости и установить тензор вертикальной проницаемости [15, 16].

– *Трассерные исследования*

Одними из наиболее информативных прямых методов определения параметров межскважинного пространства являются индикаторные (трассерные) методы исследования пластов. С помощью индикаторов в настоящее время определяются истинные скорости движения жидкости в продуктивных отложениях, распределение потоков нагнетаемых агентов между пластами и скважинами, выявляются высокопроницаемые и трещиноватые участки пласта, зоны нарушения гидродинамической связи между отдельными участками залежи. Метод позволяет осуществлять контроль обводнения добывающих скважин, оценивать текущую нефтенасыщенность пласта, коэффициент охвата пласта вытеснением. В отличие от геофизических и петрофизических методов фильтрационные исследования с применением индикаторов способны охарактеризовать пласт и перемещение жидкости не только в окрестности забоев скважин, но и на обширных площадях между ними. Они более дифференцированно отражают макронеоднородность горных пород, чем гидродинамические методы. Таким образом, привлечение индикаторных исследований позволяет в несколько раз увеличить информативность промысловых данных и значительно повысить надежность принимаемых

решений по применению методов увеличения нефтеотдачи, ремонтно-изоляционным работам (РИР) и интенсификации притока.

Индикатором, закачиваемым совместно с водой, является химический или радиоактивный элемент, обладающий следующими свойствами: свободно перемещается вместе с носителем, не влияет на движение носителя и, следовательно, должен обнаруживаться при низких концентрациях. При массовом применении трассерного метода на месторождении с использованием одного индикатора возможны большие ошибки в расчетах, обусловленные взаимовлиянием скважин. Ценность исследования значительно повышается при одновременном нагнетании в различные нагнетательные скважины нескольких индикаторов с последующей регистрацией их в контрольных добывающих скважинах [17, 18]. Однако технология является экономически затратной.

– *Микросейсмический мониторинг*

В последнее время значительных успехов добились разработчики методов геомеханического моделирования, а также методов мониторинга, связанных с исследованием деформаций горных пород. Весьма перспективными являются методы и средства – периодического микросейсмического или сейсмического мониторинга.

В ходе разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами предлагается использовать методы микросейсмического on-line мониторинга геолого-технологических мероприятий (включая гидроразрыв пласта (ГРП)). Эти методы призваны обеспечить информационное сопровождение ГТМ и объемное картирование созданных в результате ГТМ вторичных (техногенных) зон трещиноватости. Решение этой задачи предлагается на основе современных способов регистрации и обработки данных микросейсмической эмиссии. При регистрации микросейсмических событий на суше предлагается использовать системы регистрации, расположенные на дневной поверхности и в отдельных скважинах/ Мониторинг месторождений на шельфе предполагает использование донных станций с оптоволоконными регистраторами.

Обработка данных мониторинга в реальном времени возможна лишь на базе решения обратных задач сейсмоакустики с помощью специализированных программ, реализующих высокую степень распараллеливания вычислений, с применением суперкомпьютеров.

– *Радиогеохимические исследования*

Для выявления обводненных пластов может применяться радиогеохимический метод, который заключается в регистрации увеличения естественной радиоактивности пластов в процессе заводнения.

М.Х. Хуснуллиным доказано, что повышение естественной радиоактивности и выпадение радиоактивных солей в нефтяных скважинах связаны с изменением концентрации естественных радиоактивных элементов в пласте в процессе вытеснения нефти водой. В процессе заводнения нефтяных пластов закачиваемыми и пластовыми водами в передней части фронта вытеснения образуется радиоактивная оторочка, наличие которой фиксируется результатами изучения концентрации изотопов радия в пластовых водах, а также замерами естественной радиоактивности [19, 20].

– *Гидрохимические методы контроля за процессом заводнения*

Гидрохимические методы контроля процесса фильтрации, протекающего при разработке залежей нефти, основаны на изучении продукции добывающих скважин. Свойства добываемой воды изменяются под действием системы поддержания пластового давления, что приводит к появлению флюидов, отличных по гидрогеохимическим параметрам от состава исходных пластовых вод. По изменению во времени отдельных показателей можно успешно регистрировать реакцию добывающих скважин на действие системы ППД, а также определять степень участия нагнетаемой воды в вытеснении нефти, определять скорость и направление движения воды на различных участках залежи. В то же время, за исключением начального этапа эксплуатации месторождений, для полноценного анализа развития процессов заводнения нефтяных пластов требуется либо применение трассерных исследований, либо

изучение работы одной нагнетательной скважины в пределах небольшой площади. В случае если добывающих скважин несколько, то выделить вклад каждой из них в обводнение добывающих скважин гидрохимическим методом невозможно.

Регистрация изменений таких устойчивых показателей, как минерализация, концентрация химических элементов, значение гидрогеохимического коэффициента, либо химического состава пластовых вод выделить добывающие скважины, реагирующие на нагнетание жидкости системой ППД. Гидрохимические методы контроля за обводнением и заводнением залежей отличаются технической простотой, большой надежностью и экономичностью.

– *Геофизические исследования*

Геофизики и геологи внесли весомый вклад в создание и массовое внедрение методов геофизического контроля за процессом заводнения нефтеносных пластов. Сегодня научно обоснованная разработка нефтяных и газовых месторождений немыслима без применения геофизического контроля. Геофизический контроль осуществляется с целью получения информации о состоянии продуктивного пласта и изменениях, происходящих в процессе эксплуатации. При этом под геофизическими методами понимают все методы, проводимые когда-либо на территории месторождения.

Геофизический контроль за разработкой развился в отдельное направление, и в настоящее время в нефтяной отрасли работает множество сервисных предприятий со своими методиками и аппаратурой. Использование геофизических методов позволяет решать следующие задачи:

- наблюдать за изменением уровней водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК), определять их положение в процессе вытеснения нефти из пласта;
- отслеживать перемещение фронта вытеснения;
- определять текущую и конечную нефтенасыщенности коллекторов;

- изучать отдачу и способность пласта принимать закачиваемую воду;
- устанавливать характеристики флюидов в стволе скважин;
- выявлять места перетоков нефти, газа и воды в затрубном пространстве, а также определять места поступления в скважину пластовых вод;
- оценивать техническое состояние нагнетательных и эксплуатационных скважин;
- подбирать технологические режимы работы скважин;
- уточнять геологическую модель и запасы углеводородов [21, 22].

2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К ЗАКАЧКЕ РАБОЧЕГО АГЕНТА В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ

2.1 Роль и проблематика оценки степени взаимодействия скважин при искусственном заводнении пласта

Система поддержания пластового давления играет немаловажную роль при разработке нефтяных месторождений. От ее эффективности напрямую зависят показатели вытеснения нефти из пласта-коллектора. Система поддержания пластового давления представляет собой сложный инструмент воздействия на нефтяную залежь, в связи с чем необходимо постоянно контролировать ее влияние на параметры работы добывающих скважин с целью обеспечения максимальной продуктивности по нефти и минимизации воды в добываемой продукции.

Для своевременного контроля эффективности системы заводнения необходимо иметь информацию о степени взаимодействия скважин. Ее отсутствие или отказ от использования этой информации при анализе эффективности заводнения могут привести к негативным последствиям в дальнейшей разработке нефтяной залежи, которые могут выражаться в виде отсечения части подвижных запасов нефти, снижения пластового давления вблизи нагнетательного ряда скважин, формирования – застойных, недренируемых зон пластовой залежи. Кроме того, в условиях неоднородности пласта в призабойной зоне эксплуатационных скважин или в межскважинном пространстве под действием высокого давления формируются каналы низкого фильтрационного сопротивления (НФС), которые ведут к прорыву закачиваемых вод и резкому обводнению добывающих скважин. Результаты определения степени взаимодействия скважин позволяют оценить влияние зональной и послойной проницаемостной неоднородности коллектора на равномерность охвата воздействием, продвижение воды к забоям добывающих скважин.

Как правило, на нефтяных промыслах встречаются ситуации, когда определение факта взаимодействия конкретных пар скважин не представляется

возможным. При площадной системе заводнения определенные трудности вызывает установление источника обводнения скважины при одновременной работе нескольких нагнетательных скважин, расположенных по соседству. Бывают моменты, когда в притоке добывающей скважины содержится только нефть, однако дебит имеет тенденцию к снижению, при этом какого-либо заметного влияния работы соседней нагнетательной скважины не наблюдается. Часть возникающих вопросов можно решить, используя результаты специальных проведенных исследований: закачки индикаторных жидкостей, гидропрослушивания, однако они требуют определенных временных и финансовых затрат. В этой связи наиболее предпочтительным является применение аналитических методов расчета степени взаимодействия скважин. Регулирование и оптимизация системы заводнения нефтяной залежи невозможны без анализа разработки объекта месторождения, включающего в себя следующие методы: оценку энергетического состояния пласта, определение параметра компенсации отборов закачкой для действующего фонда скважин, анализ текущих показателей работы скважин. Комплексование данного анализа с результатами оценки взаимодействия скважин позволяет выявить проблемные скважины и повысить точность выбора участков для применения адресных мероприятий, направленных на оптимизацию системы заводнения. Так как нефтяные пласты представляют собой сложную гидродинамическую систему, в которой каждый ее элемент может иметь связь не только с подобным элементом (например, забойное давление в одной скважине может зависеть от забойного давления в соседней скважине), но и с другими элементами данной системы (к примеру, то же забойное давление может зависеть от ввода или остановки соседней скважины), то задача получения информации о степени взаимодействия скважин является достаточно сложной. Кроме того, если представить, что каждый элемент данной системы выдает первичную информацию, например, в виде какого-либо сигнала или единичного импульса, то особую сложность представляет собой наличие интерференции сигналов, т.е. наложение одного сигнала на другие. В результате поверх основной

составляющей сигналы несут в себе дополнительную шумовую составляющую, которая может выражаться в получении недостоверной информации о взаимодействии скважин. Другой проблемой при оценке взаимодействия скважин является то, что исследования проводятся выборочно на небольших участках залежи, затрагивая небольшую часть фонда скважин. При разработке крупных месторождений нефти с большим фондом действующих скважин отсутствие информации о распределении потоков закачиваемого агента в межскважинном пространстве и, как следствие, оперативного вмешательства в процесс разработки пласта может привести, как уже отмечалось выше, к негативным последствиям. Стоит также отметить, что в условиях меняющейся организации движения нефти и закачиваемого агента по продуктивному пласту (по причине изменения сетки скважины или режима работы скважин, проведения различных геологотехнических мероприятий) происходит перераспределение пластовой энергии в нефтяной залежи и, как следствие, перераспределение потоков жидкости, изменение зон дренирования и гидродинамических связей между нагнетательными и добывающими скважинами. Из-за этой причины результаты проведенных исследований по определению степени взаимодействия между скважинами в процессе разработки залежи теряют свою актуальность, поэтому возникает необходимость в проведении повторных исследований. Особенно актуален вопрос контроля за разработкой низкопродуктивных коллекторов. Для вовлечения трудноизвлекаемых запасов в разработку необходимо усиление системы воздействия на продуктивные горизонты, при этом важным является выявление участков, не охваченных системой заводнения. Главным средством достижения поставленной цели могут быть промысловые (трассерные исследования, гидропрослушивание пласта) и аналитические методы (метод корреляции Спирмена). Однако отмечается необходимость в совершенствовании контроля фильтрации флюида в межскважинном пространстве и оптимизации выработки запасов нефти из пластов в режиме заводнения, разработки нового метода определения уровня взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин,

позволяющего оперативно отслеживать степень влияния системы заводнения и принимать решения по корректировке в случае необходимости. Совершенствование контроля за воздействием системы заводнения на пласт может позволить оптимизировать и регулировать систему разработки месторождения, а также предлагать новые подходы к развитию данных систем.

2.2 Описание современных технологических схем закачки рабочего агента в нефтяные пласты

Современный этап развития системы ППД характеризуется адресностью закачки, надёжностью насосных агрегатов, оборудования и трубопроводов, мероприятиями по повышению энергоэффективности эксплуатации системы ППД в целом [23,24].

Особенности условий работы системы ППД:

- стабилизация добычи нефти при некотором увеличении доли высоковязкой нефти в общем балансе добычи;
- стабилизация общего объема закачки воды на среднегодовом уровне порядка 150 млн. м³ в год;
- увеличение эксплуатационного фонда нагнетательных скважин (около 10000 шт.) и снижение средней приемистости нагнетательных скважин (до 100 м³/сут и ниже);
- увеличение доли низкопроницаемых пластов, дальнейшая раздробленность монолитных залежей, индивидуализация довыработки обособленных участков с применением различных методов заводнения: площадное, очаговое, избирательное, циклическая закачка, смена фильтрационных потоков и др.;
- развитие оперативных методов очистки призабойной зоны пластов нагнетательных скважин: динамический излив, промывка ПЗП газированной жидкостью с предварительной кислотной обработкой и др.
- дальнейшее оснащение нагнетательных скважин эксплуатационными пакерами; НКТ в антикоррозионном исполнении;

– разработка мероприятий по обеспечению чёткого взаимодействия сервисных компаний и НГДУ для надёжной и эффективной работы насосных агрегатов, оборудования, водоводов и др.

Современная система поддержания пластового – давления на Ромашкинском месторождении является сложным инженерно-технологическим сооружением и включает:

- кустовые насосные станции;
- насосные установки, предназначенные для индивидуальной и групповой закачки;
- насосные агрегаты;
- БГ и выносные распределительные пункты;
- нагнетательные скважины;
- оборудование и устройства, обеспечивающие обработку, транспортировку и закачку технологической жидкости в пласт в необходимом режиме.

Схема общей превалярующей структуры системы ППД представлена на рисунке 2.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин системы ППД ПАО «Татнефть» составил 11459 скважин. Общая протяжённость эксплуатационного фонда водоводов составляет 18679,3 км.

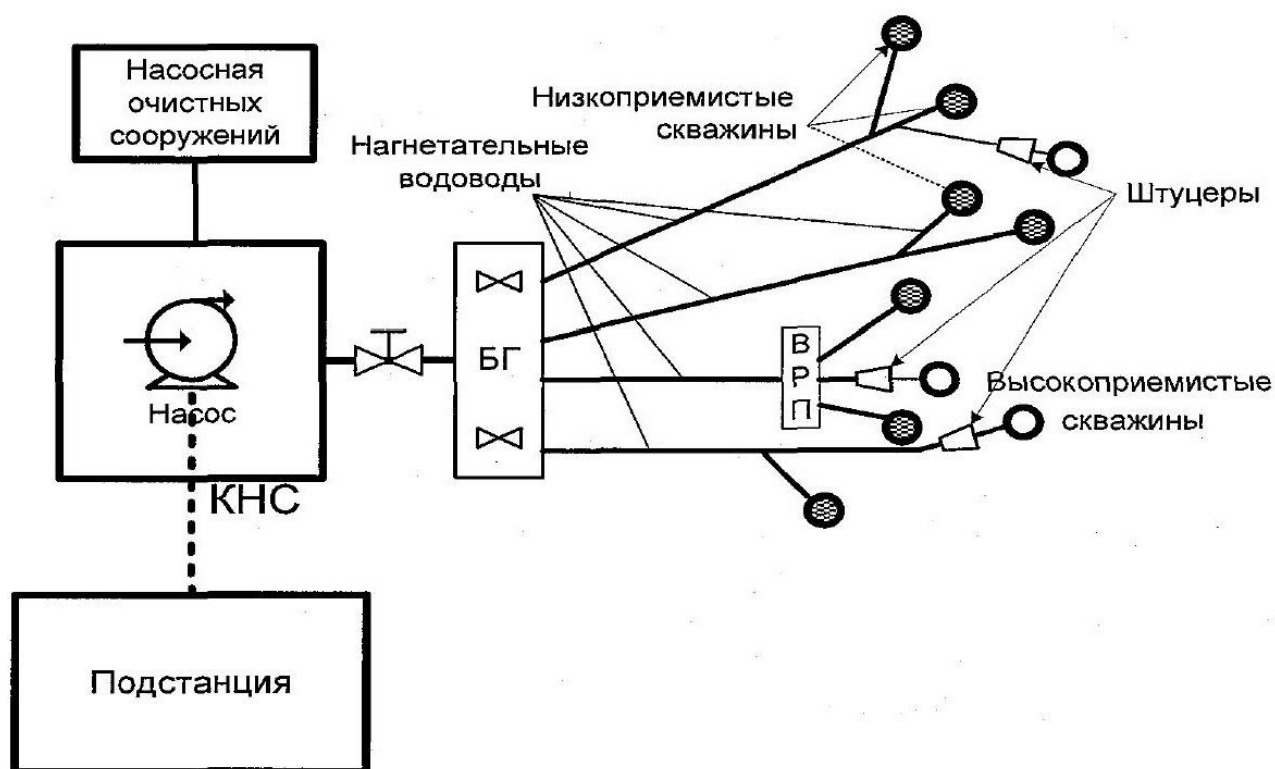


Рисунок 2 – Общая структура системы поддержания пластового давления ПАО «Татнефть»

Общая протяжённость действующего фонда водоводов НГДУ составляет 15096,8 км, в том числе низконапорные (подводящие) – 1764,5 км, высоконапорные (разводящие) 1332,3 км. В системе ППД ПАО «Татнефть» имеется 327 кустовых насосных станций (КНС), в том числе для закачки сточных вод 244 шт. (74,6 %). Количество блочных кустовых насосных станций (БКНС) от общего количества КНС оставляет 86 шт. или 26,3 %.

С целью улучшения регулирования и управляемости площадей вводятся в строй насосные установки, предназначенные для индивидуальной и групповой закачки технологической жидкости (сточная, пластовая, пресная) в нагнетательные скважины. По назначению насосные установки распределены следующим образом: МСП – 212 шт., ВСП – 16 шт., УЭЦН в шурфном варианте – 54 шт. УЭЦН с верхним приводом – 20 шт., погружные УЭЦН – 24 шт., прочие – 5 шт.

Формирование целей и задач системы ППД должно осуществляться на основе комплексных подходов к ее развитию в рамках дальнейшего развития

стратегии разработки месторождений. Частные цели и задачи могут отличаться в зависимости от условий разработки. Основные цели, задачи и требования на современном этапе развития систем ППД обладают инвариантностью по отношению к любому месторождению.

Цель службы ППД на современном этапе и перспективу развития системы разработки нефтяных объектов можно сформулировать как выполнение установленных и управляемых режимов закачки рабочего агента для обеспечения установленной добычи и максимально возможного коэффициента извлечения нефти (КИН) при минимальных затратах: капитальных, энергетических, трудовых, материальных [25].

К эффективной эксплуатации оборудования можно отнести своевременный вывод в капитальный ремонт и его прогноз, качественный капитальный ремонт, организация работы насосного агрегата таким образом, чтобы насос работал в оптимальной зоне. Вывод в капитальный ремонт должен определяться экономическим расчетом на основе снижения КПД (увеличения удельных затрат на закачку). Кроме того, снижение технических характеристик насоса может не обеспечивать необходимой закачки, что окажет существенное влияние на эффективность вытеснения нефти.

В ПАО «Татнефть» используются три типа технологических схем подачи воды с очистных сооружений (ОС) на прием насосов КНС системы ППД для закачки этой воды в продуктивные пласты нагнетательных скважин: скважин: лучевая, транзитно-путевая и комбинированная. Указанные технологические схемы представлены на рисунке 3.

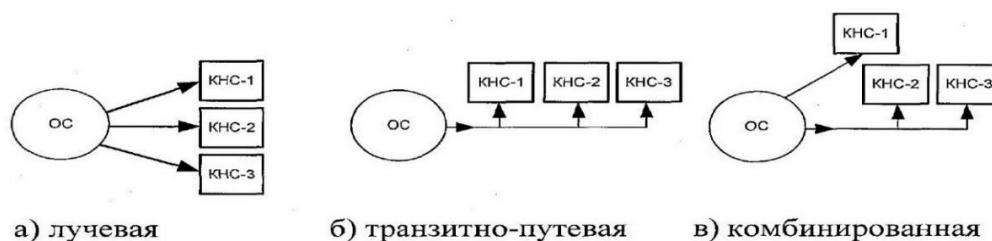


Рисунок 3 – Технологические схемы подачи сточной воды с очистных сооружений на приём насосов кустовых насосных скважин

Лучевая – вода с выхода ОС подаётся на приём НА одной или нескольких КНС по автономным водоводам (рисунок 3, а). Транзитно-путевая – вода с выхода ОС подаётся на приём НА двух и более КНС и отбирается по всей длине одного водовода (рисунок 3, б). Комбинированная – одновременно используются лучевая и транзитно-путевая схемы (рисунок 3, в).

В технологических схемах закачки системы ППД закачки сточных, пластовых и пресных вод в продуктивные пласты нагнетательных скважин используются:

- кустовые насосные станции;
- технология межскважинной и внутрискважинной перекачки (МСП, ВСП) [26];
- индивидуальные насосные установки (с погружным электродвигателем – УЭНЦВ, с электродвигателем на устье скважины — УНЦСВ);
- передвижные насосные установки (ПНУ).

2.2.1 Основные технологические схемы закачки с использованием кустовой насосной станции

Технологическая схема закачки с использованием КНС является наиболее распространенной.

Закачка жидкости с использованием КНС осуществляется по одной из следующих схем, представленных на рисунке 4:

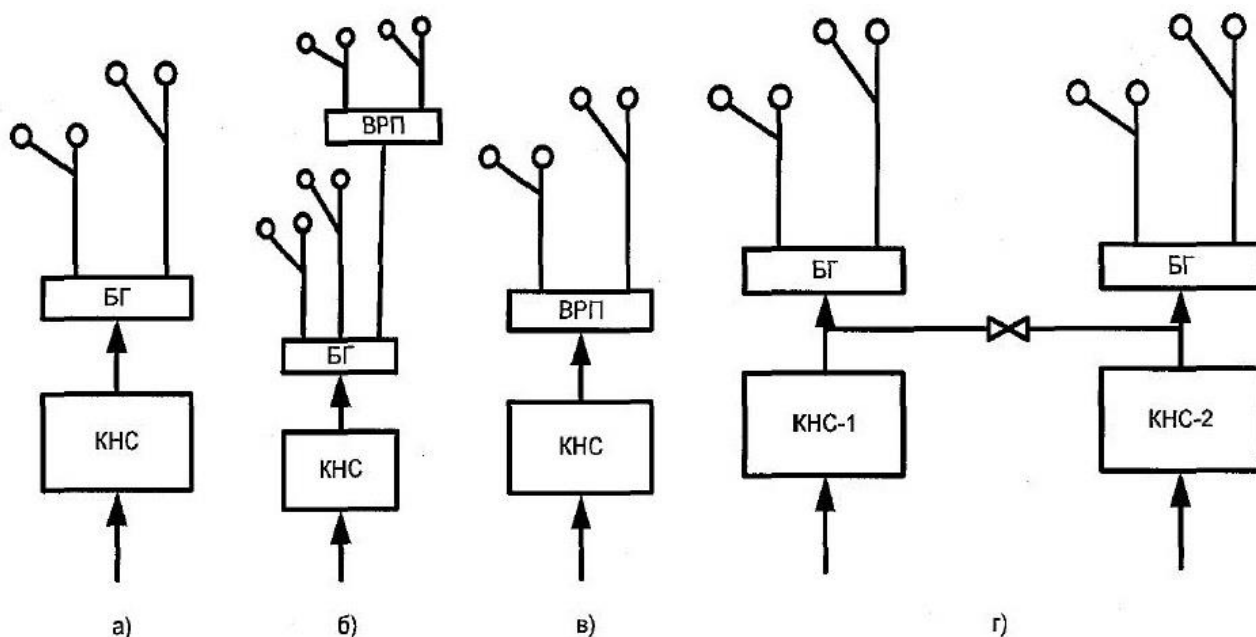


Рисунок 4 – Технологические схемы заводнения с использованием кустовой насосной станции

Преимущества схем заводнения по первому типу (рисунок 4, а) состоит в том, что они позволяют осуществлять закачку воды через все имеющиеся БГ или использовать их попеременно.

Преимущество схем заводнения с использованием ВРП (рисунки 4, б и 4, в) состоит в том, что сокращается протяжённость водоводов высокого давления. К недостаткам данных схем следует отнести удалённость от КНС и, как следствие, снижается оперативность обслуживания ВРИ и управление потоками технологической жидкости.

Преимущество схем закачки с использованием закольцовки КНС (рисунок 4, г) – возможность работы насоса на соседнюю (соседние) КНС, что позволяет сократить количество насосных агрегатов (в ряде случаев – повысить надёжность закачки). Недостатком является, как правило, недокачка воды в отдельные нагнетательные скважины и более высокая трудоёмкость контроля и управления закачкой вследствие территориальной разбросанности скважин.

2.2.2 Основные технологические схемы закачки с использованием межскважинной перекачки

В ПАО «Татнефть» в основном применяется технологическая схема «прямая закачка» (рисунок 5).

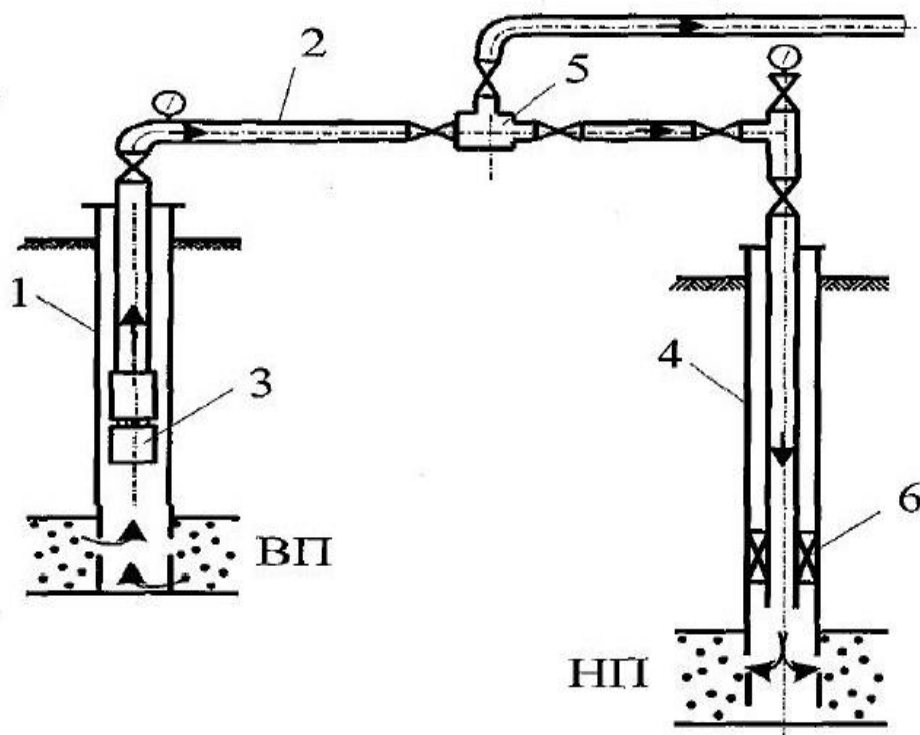


Рисунок 5 – Схема межскважинной перекачки «прямая закачка»

1 – водозаборная скважина; 2 – водовод высокого давления; 3 – насос (ЭЦН или УСШН); 4 – нагнетательная скважина; 5 – замерно-распределительный узел; 6 – пакер; ВП – водоносный пласт; НП – нефтеносный пласт

Также распространена схема МСП с использованием дожимных насосов на КНС. По схеме в соответствии с рисунком 6 строится сосредоточенный водозабор из двух-трех водозаборных скважин большой производительности.

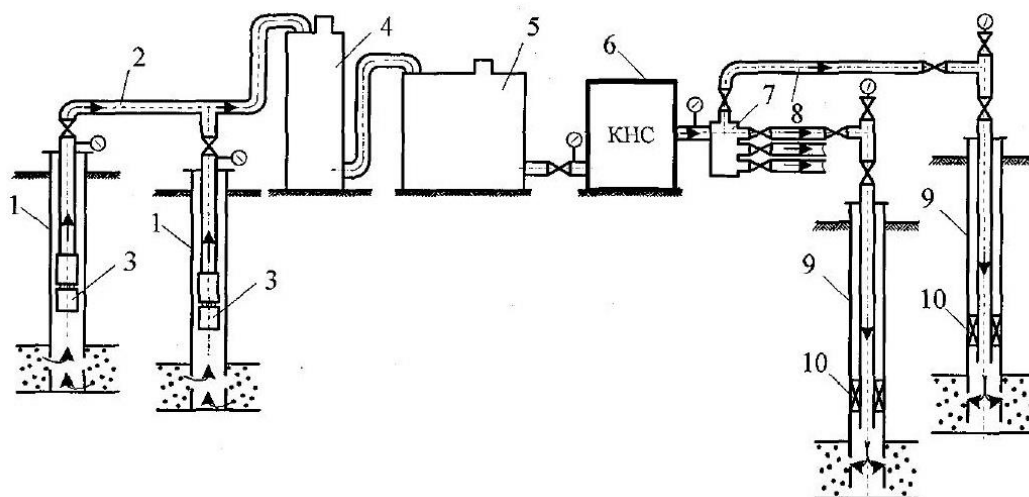


Рисунок 6 – Схема закачки с использованием кустовой насосной станции
 1 – водозаборная скважина; 2 – водовод высокого давления; 3 – электроцентробежный насос (ЭЦН); 4 – блок сепарации; 5 – блок отстоя и подготовки воды; 6 – КНС; 7 – замерно-распределительный узел; 8 – водовод высокого давления, 9 – нагнетательная скважина; 10 – пакер

Существуют варианты систем МСП-ППД с использованием шурфа. На рисунке 7 представлен вариант схемы с использованием этого способа закачки.

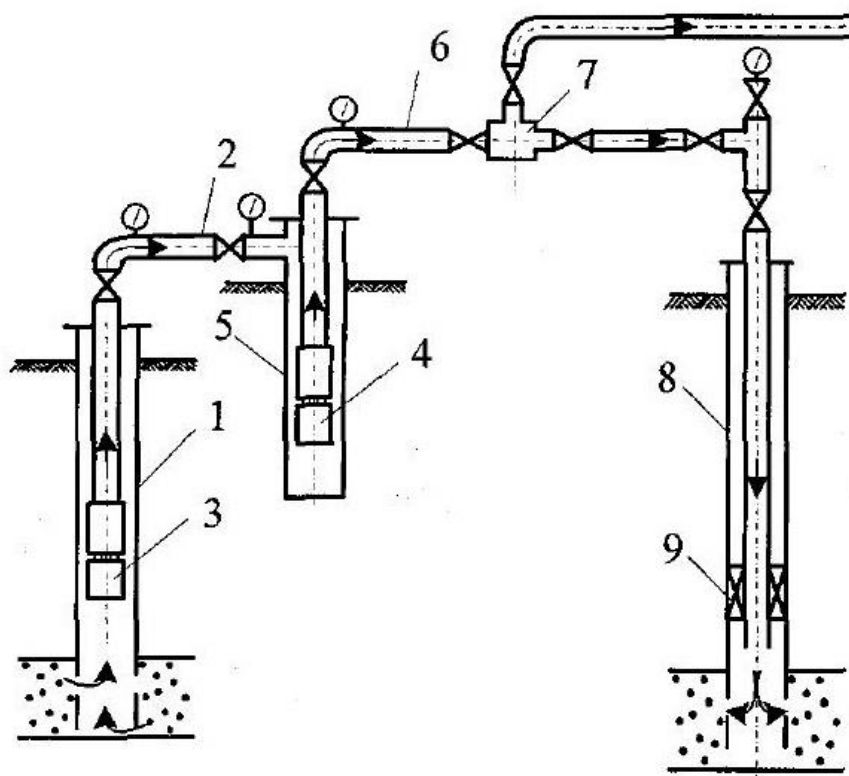


Рисунок 7 – Схема межскважинной перекачки с использованием шурфа

1 – водозаборная скважина; 2 – водовод низкого давления; 3 – ЭЦН; 4 – дожимной насос (ЭЦН); 5 – шурф; 6 – вывод высокого давления; 7 – замерно-распределительный узел; 8 – нагнетательная скважина; 9 – пакер

Эта схема используется для заводнения низкопродуктивных и слабопроницаемых коллекторов.

Значительно меньшее распространение получили технологические решения с установкой дожимного насоса в нагнетательной скважине (рисунок 8).

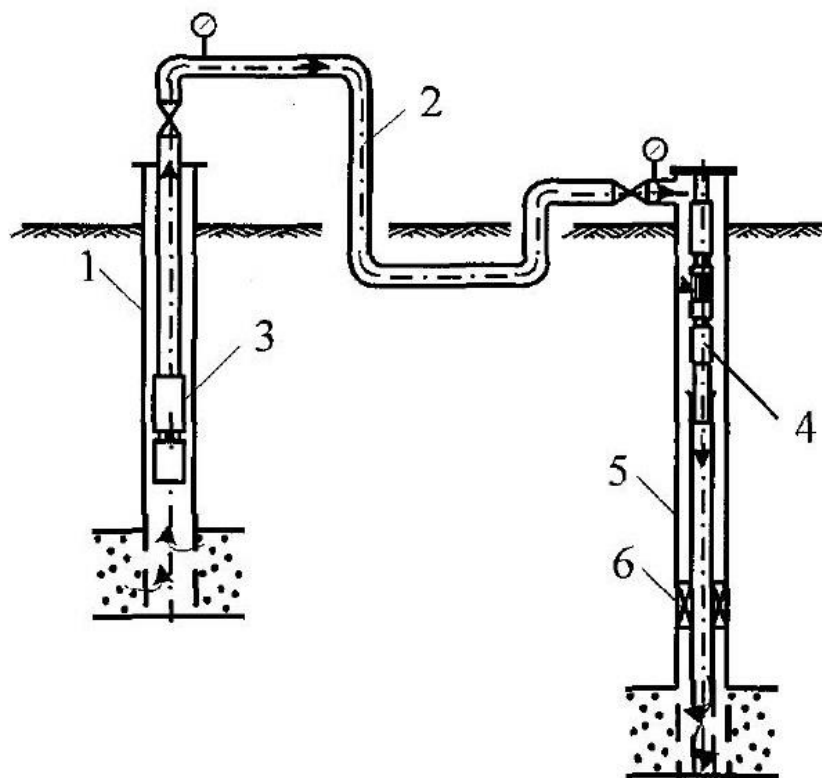


Рисунок 8 – Схема межскважинной перекачки с дожимным насосом в нагнетательной скважине

1 – водозаборная скважина; 2 – водовод; 3 – ЭЦН; 4 – дожимной насос (ЭЦНАВ с погружным электродвигателем); 5 – нагнетательная скважина; 6 – пакер;

2.2.3 Основные технологические схемы закачки с использованием внутрискважинной перекачки

Система ВСП-ППД по сравнению с МСП-ППД имеет некоторые преимущества. Отпадает необходимость в строительстве водозаборных скважин

и водоводов. Это приводит к снижению капитальных вложений и металлоемкости системы.

Отбор подземных вод и закачка их в нефтяные залежи осуществляется в основном по трем технологическим схемам системы ВСП-ППД:

- естественный внутрискважинный перепуск воды из водоносного горизонта в нефтяной пласт;
- принудительный внутрискважинный перепуск воды из водоносного горизонта в нефтяной пласт с помощью погружного высоконапорного насоса;
- принудительный внутрискважинный перепуск воды из водоносного горизонта в нефтяной пласт с помощью гидропривода.

Опыт использования подземных вод в системах заводнения нефтяных месторождений показывает, что в основном применение получили технологические схемы системы ВСП-ППД с принудительным внутрискважинным перепуском воды из водоносного горизонта в нефтяной пласт с помощью погружного высоконапорного насоса или гидропривода.

Для закачки с помощью технологии ВСП применяются схемы перекачки подземной воды как с подъемом, так и без подъема ее до устья скважины.

Выбор типа насосной установки и определение ее рабочих параметров (расход, напор) осуществляется в зависимости от конкретных условий.

Применение системы ВСП-ППД позволяет:

- исключить расходы, связанные с подготовкой закачиваемой воды;
- сократить расходы, связанные с ремонтом и эксплуатацией водоводов низкого и высокого давления и КНС;
- снизить расход труб;
- повысить долговечность обсадной и эксплуатационной колонии межремонтный период насосных агрегатов для установок с гидроприводом;
- уменьшить энергозатраты за счет сокращения пути транспортирования воды, улучшить экологическую обстановку на промыслах.

На рисунке 9 представлена типовая схема ВСП.

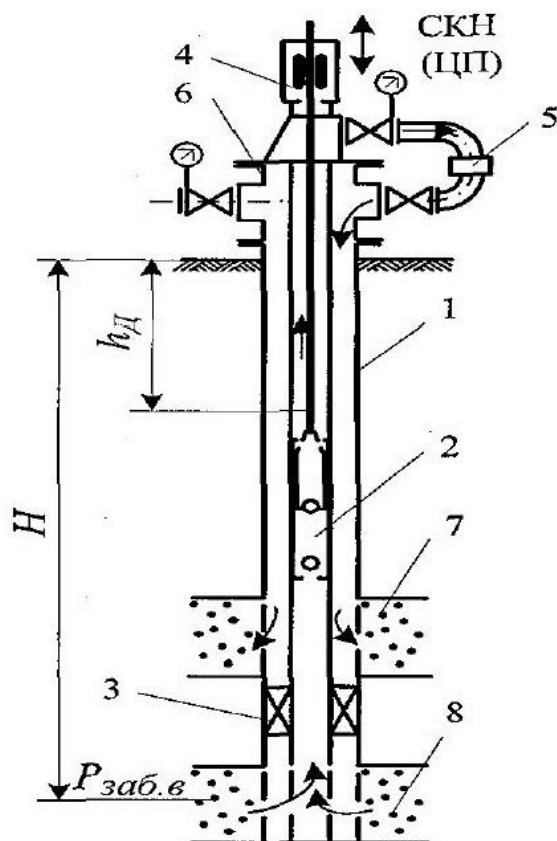


Рисунок 9 – Типовая схема внутрискважинной перекачки

1 – обсадная колонна; 2 – ГШН; 3 – пакер; 4 – устьевой сальник; 5 – расходомер; 6 – устьевое оборудование; 7 – нефтеносный пласт; 8 – водоносный пласт

2.2.4 Основные технологические схемы закачки с использованием индивидуальных насосных установок

Технологическая схема закачки с использованием ИНУ является перспективным направлением в системе ППД ПАО «Татнефть» и применяется для циклической закачки воды в низкопроницаемые пласты нагнетательных скважин.

Следует отметить, что технологические схемы с применением МСП и ВСП можно рассматривать как частные случаи применения индивидуальных насосных установок.

В более общем случае технологическая схема заводнения с использованием индивидуальной насосной установки означает, что один насос закачивает жидкость в одну скважину, что абсолютизирует адресность закачки и воздействия на пласт, однако следует понимать, что при этом значительно возрастают капитальные и эксплуатационные затраты на содержание большого насосного парка. Кроме того, КПД малорасходных насосов, как правило, ниже более крупных агрегатов, поэтому при индивидуализации закачки эти факторы следует учитывать. В некоторых случаях можно сознательно пойти на применение технологической схемы с индивидуальной закачкой даже с потерей энергии относительно базовой схемы, если это улучшит условия разработки: повысится вытесняемость нефти, снизится обводненность.

Одним из наиболее распространенных решений по индивидуализации закачки жидкости в низкоприемистые скважины является использование шурфного варианта «подземная насосная станция».

Типовое техническое решение шурфовой закачки для повышения давления на удаленных от КНС участках пласта старых месторождений от водовода высокого давления представлено на рисунке 10. Данная схема может быть использована для обеспечения рациональной эксплуатации нефтеносных горизонтов, отличительной особенностью которых являются низкие коллекторские свойства.

Также перспективным является применение схемы шурфовой закачки от водоводов низкого давления.

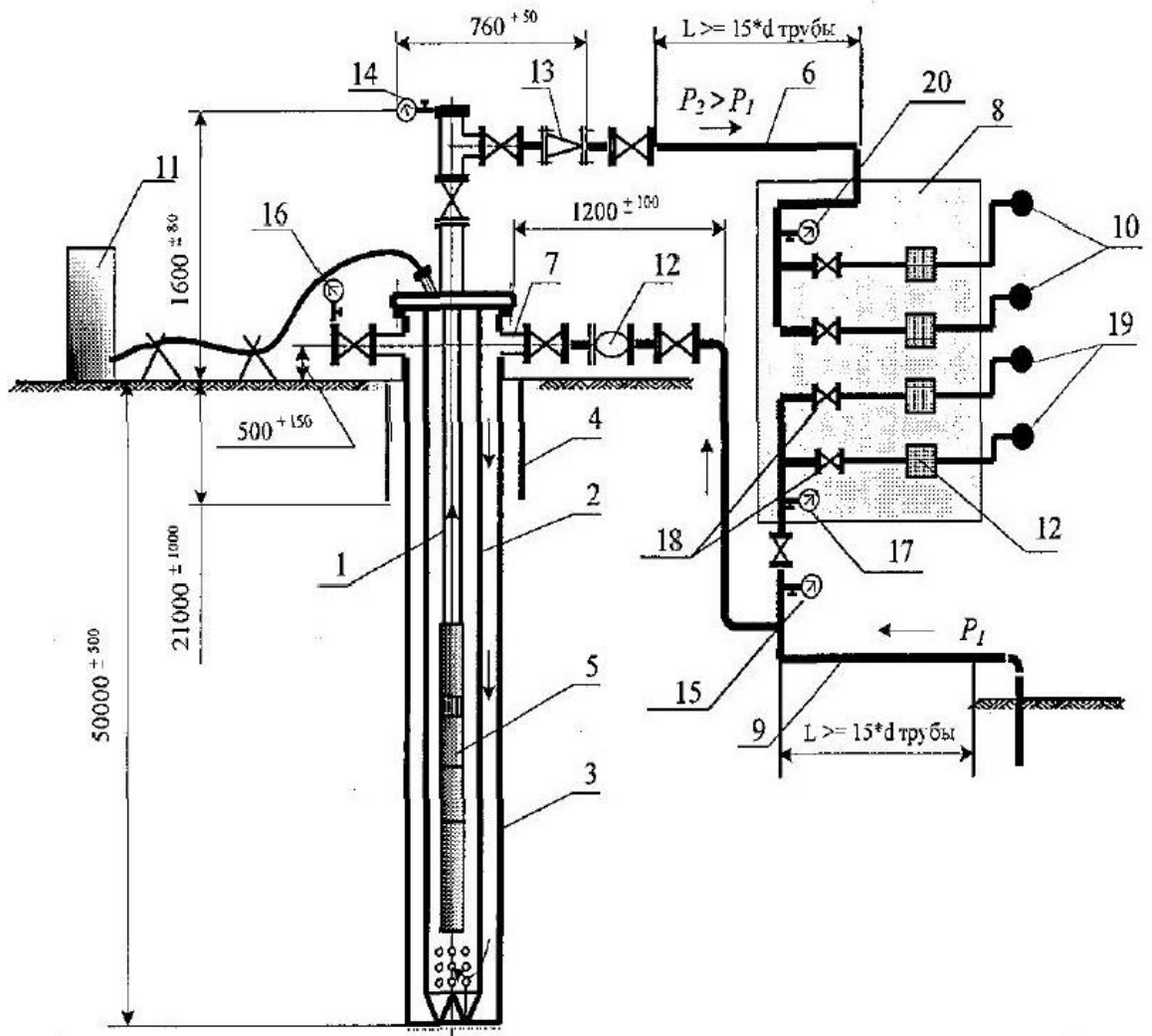


Рисунок 10 – Схема закачки установкой ЭЦН от водовода высокого давления
 1 – НКТ для подъема воды; 2 – эксплуатационная колонна диаметром 168 мм; 3 – обсадная колонна диаметров 245 мм; 4 – направление диаметром 334 мм; 5 – УЭЦН; 6 – нагнетательная линия; 7 – приемный патрубок; 8 – БГ; 9 – напорный водовод; 10 – низкоприемистые нагнетательные скважины; 11 – станция управления; 12 – расходомер; 13 – обратный клапан; 14, 15, 17, 20 – технические манометры и датчики давления; 16 – манометр; 18 – задвижки ЗДШ; 19 - высокоприемистые нагнетательные скважины; L – длина прямолинейного участка трубопровода, составляющая не менее 15 диаметров этого трубопровода

Техническое решение шурфовой закачки, представленное на рисунке 11.

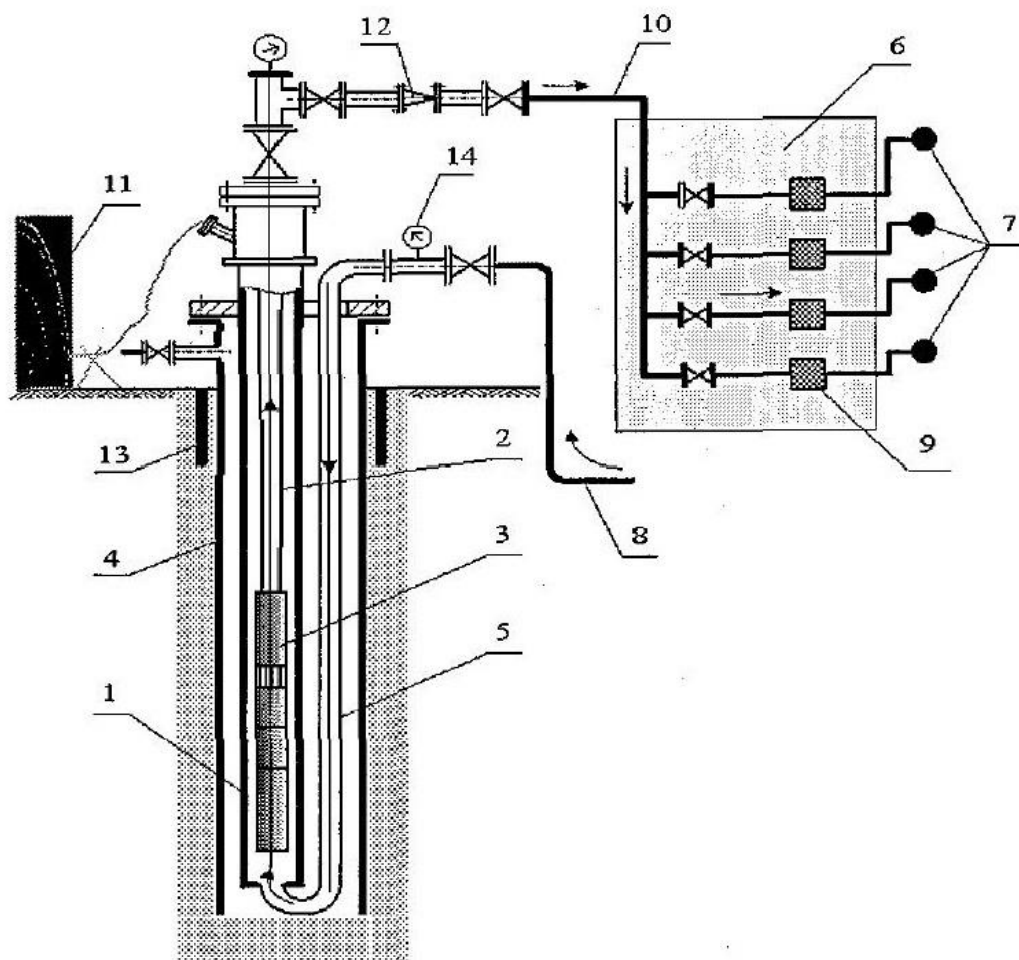


Рисунок 11 – Схема закачки установкой ЭЦН от водовода низкого давления в зонах повышенной экологической безопасности

1 – эксплуатационная колонна диаметром 146 мм; 2 – трубы НКТ диаметром 73 мм для подъема воды; 3 – УЭЦН; 4 – обсадная колонна диаметром 273 мм; 5 – приемная линия из труб диаметром 89 мм; 6 – БГ; 7 – нагнетательные скважины; 8 – подводящий водовод; 9 – расходомер; 10 – нагнетательная линия; 11 – станция управления; 12 – обратный клапан; 13 – направление из трубы диаметром 426 мм; 14 – манометр, датчик давления

Эта схема предназначена для повышения давления на удаленных от КНС участках пласта старых месторождений и закачки на малых месторождениях от водовода низкого давления в зонах повышенной экологической безопасности.

На рисунке 12 представлена технологическая схема транспортировки и закачки воды в пласт.

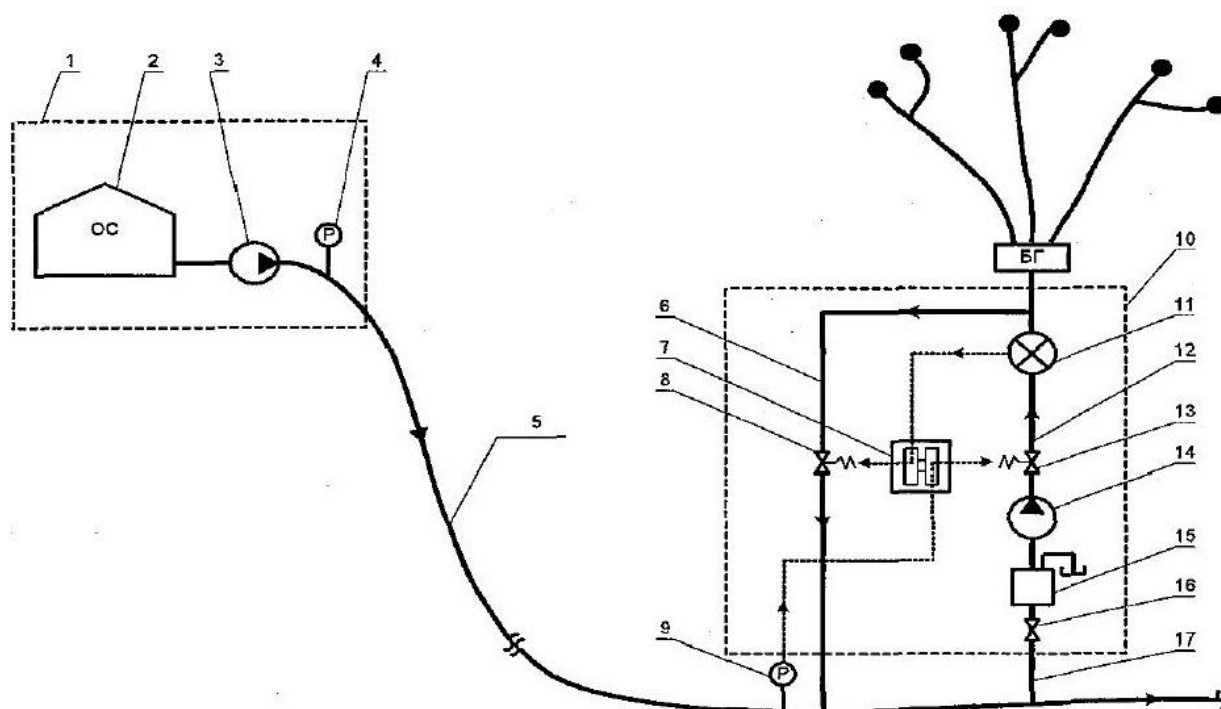


Рисунок 12 – Технологическая схема транспортирования и закачки воды в пласт

1 – источник водоснабжения; 2 – очистные сооружения; 3 – насос ОС; 4, 9 – датчики давления; 5 – магистральный водовод; 6 – дополнительный водовод; 7 – программируемый контроллер; 8 – регулятор расхода; 10 – КС; 11 – расходомер; 12 – выкидной водовод насоса КНС; 13 – регулируемая задвижка; 14 – насос КНС; 15 – редукционный клапан; 16 – задвижка на приеме насоса КНС; 17 – приемный водовод насоса КНС

Новым в этой схеме является то, что выкидной водовод насоса КНС сообщён дополнительным водоводом с магистральным водоводом через регулятор расхода, при этом через программируемый контроллер регулятор расхода функционально связан с расходомером выкидного водовода, а регулируемая задвижка функционально связана с датчиком давления магистрального водовода, при этом приёмный водовод насоса КНС дополнительно снабжён редукционным клапаном.

Использование этой технологической схемы обеспечивает снижение энергетических затрат на закачку воды в нагнетательные скважины насосом КНС за счёт его работы в оптимальном режиме, повышение надёжности и

долговечности работы насоса КНС за счёт стабильности режимов его работы, что в свою очередь обеспечивает равномерность закачки жидкости в пласт.

2.2.5 Способ кустовой закачки воды в нагнетательные скважины

На рисунке 13 представлен разработанный способ кустовой закачки воды в нагнетательные скважины [27]. Предлагаемый способ кустовой закачки воды в нагнетательные скважины предусматривает непрерывную закачку воды насосом КНС через выкидной водовод насоса, блок гребёнки с блоком регулируемой аппаратуры (рисунок 13, варианты а, б, в) и расходомерами, водоводы, обратные клапаны в нагнетательные скважины и осуществляется с использованием чередования двух режимов: основного режима и режима подкачки.

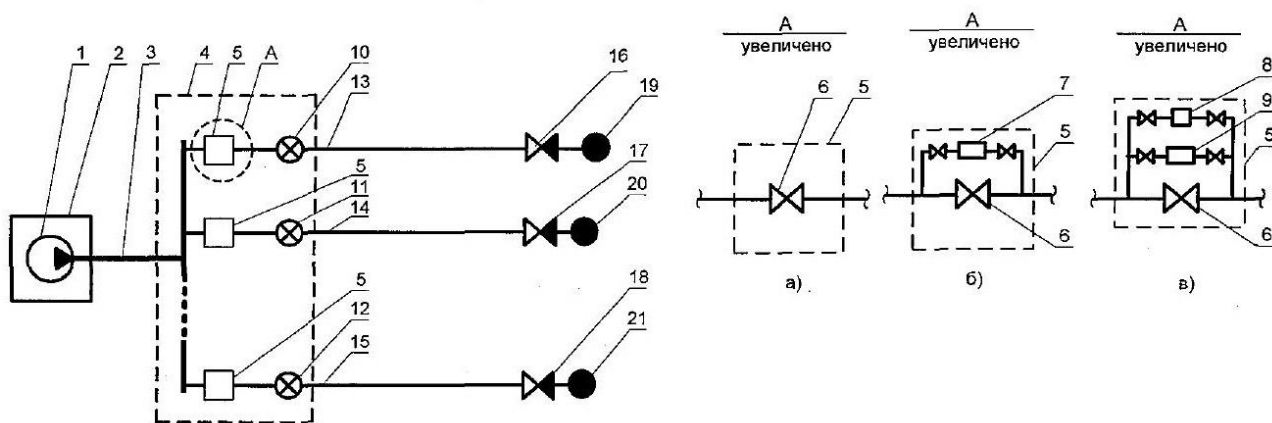


Рисунок 13 – Технологическая схема кустовой закачки воды в нагнетательные скважины

1 – насос КНС; 2 – КНС; 3 – выкидной водовод насоса; 4 – блок гребенки; 5 – блок регулируемой аппаратуры; 6 – регулируемая задвижка; 7, 8, 9 – тарированный регулируемый вентиль; 10, 11, 12 – расходомер; 13, 14, 15 – высоконапорный водовод; 16, 17, 18 – обратный клапан; 19, 20, 21 – нагнетательные скважины

В основном режиме обеспечивается до 95 % заданного объема закачки за определенный период времени, в режиме подкачки – в оставшееся время определенного периода закачку производят с меньшим объемом до достижения заданного объема закачки. При этом основной режим и режим подкачки на различных скважинах распределены во времени и осуществляются

одновременно одним насосом. За счёт этого производительность насоса КНС остается неизменной, а насос работает в зоне максимального КПД.

Применение разработанной технологической схемы позволяет снизить затраты на единицу закачиваемой воды за счет обеспечения работы насосного агрегата в оптимальной зоне; повысить надёжность закачки воды в зимний период, ввиду непрерывной работы насоса; улучшить условия разработки за счет управляемой и «дозированной» по мере необходимости закачки, особенно на участках, где по условиям разработки требуется непрерывная закачка.

2.2.6 Схема совместной закачки воды насосами систем КНС и МСП

На рисунке 14 представлена разработанная технологическая схема совместной закачки воды насосами систем КНС и МСП [28].

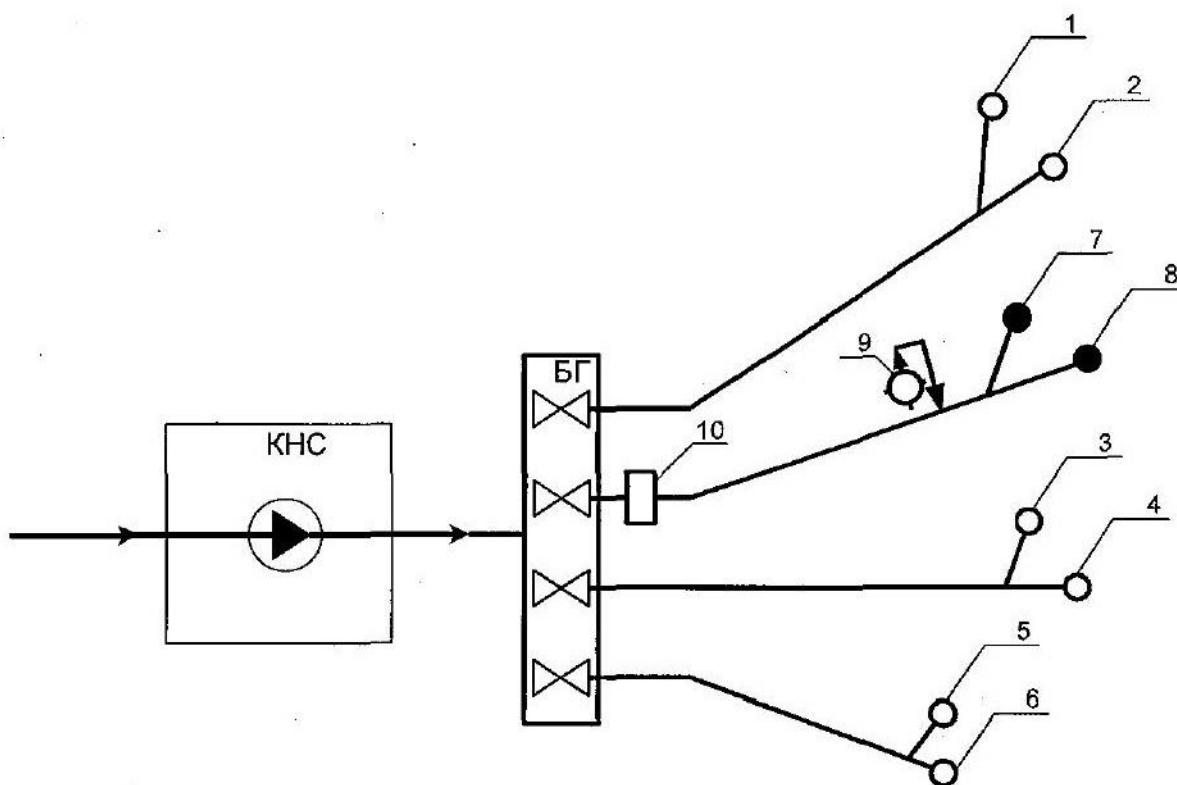


Рисунок 14 – Технологическая схема совместной закачки воды насосами систем кустовой насосной станции и межскважинной перекачки

1, 2, 3, 4, 5, 6 – высокоприемистые нагнетательные скважины; 7, 8 – низкоприемистые нагнетательные скважины или нагнетательные скважины,

требующие более высокого качества воды; 9 – водозаборная скважина; 10 – регулируемое гидросопротивление

Использование технологической схемы совместной закачки воды насосами систем КНС и МСП позволяет: снизить давления в водоводах, соединенных с высокоприемистыми скважинами, применяя на КНС более дешевые насосные установки с меньшим напором; увеличить срок службы и снизить вероятности порывов на водоводах, соединенных с высокоприемистыми скважинами, за счет снижения рабочего давления; увеличить управляемость и адресность закачки, применяя для закачки в низкоприемистые скважины эндогенную для пласта жидкость, что повысит вытеснение нефти, снизит загрязнение пласта.

2.2.7 Технологическая схема дополнительной очистки

На рисунке 15 представлена разработанная технологическая схема применения дополнительной очистки воды на КНС [29] от механических примесей, а также от растворенного кислорода и бактерий. В пластах перечисленные факторы приводят к кольтации порового пространства, окислению нефти, что особенно ярко проявляется в низкопроницаемых пластах.

Предложенная технологическая схема обеспечивает сохранение приемистости нагнетательных скважин, прежде всего, вскрывших низкопроницаемые пласты, исключает ухудшение качества добываемой продукции, увеличивает время между очистками призабойной зоны нагнетательных скважин и, как результат, позволяет экономить материальные средства на поддержание пластового за счет снижения темпа увеличения необходимого давления закачки, снижения количества ОПЗ.

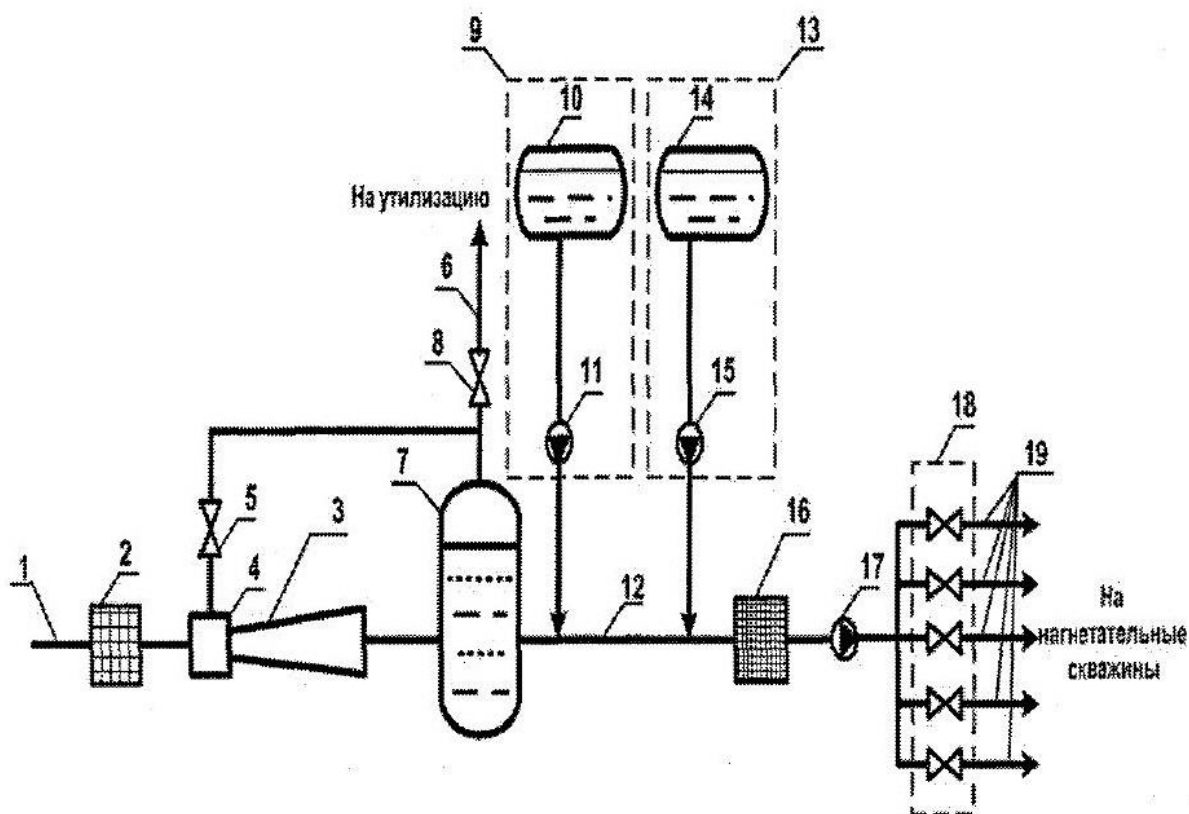


Рисунок 15 – Технологическая схема кластерной насосной станции с дополнительной очисткой

1 – подводящий водовод; 2 – фильтр грубой очистки; 3 – эжектор; 4 – камера низкого давления; 5,8 – задвижки; 6 – газоотвод; 7 – сепарационная емкость; 9 – дозатор нейтрализатора кислорода; 10 – емкость нейтрализатора; 11,15 – дозирующие насосы; 12 – соединительный водовод; 13 – дозатор бактерицида; 14 – емкость бактерицида; 16 – фильтр тонкой очистки; 17 – насос; 18 – БГ; 19 – водоводы

2.2.8 Система закачки воды с аналитическим контролем качества закачиваемой жидкости

На рисунке 16 представлена технологическая схема системы закачки воды, технико-экономическая эффективность которой достигается за счет сокращения дополнительных затрат на очистку нагнетательных скважин различной приемистости от сверхнормативных поступлений, загрязняющих веществ с водой из емкостного оборудования очистных сооружений [30].

Применение этой схемы снижает загрязнение пласта, улучшает условия разработки. В предложенной схеме регулируемый электропривод насоса очистных сооружений оснащен блоком аналитического контроля с возможностью управления электроприводом, а между насосом и ОС размещен поточный анализатор загрязнений, функционально связанный с блоком аналитического контроля. Блоки управления КНС дополнительно оснащены пороговыми анализаторами, связанными функционально с поточным анализатором загрязнений через блок аналитического контроля, которые выполнены с возможностью включения и отключения соответствующего насоса кустовой насосной станции в зависимости от количества загрязнения жидкости и свойств группы нагнетательных скважин, связанных с ним.

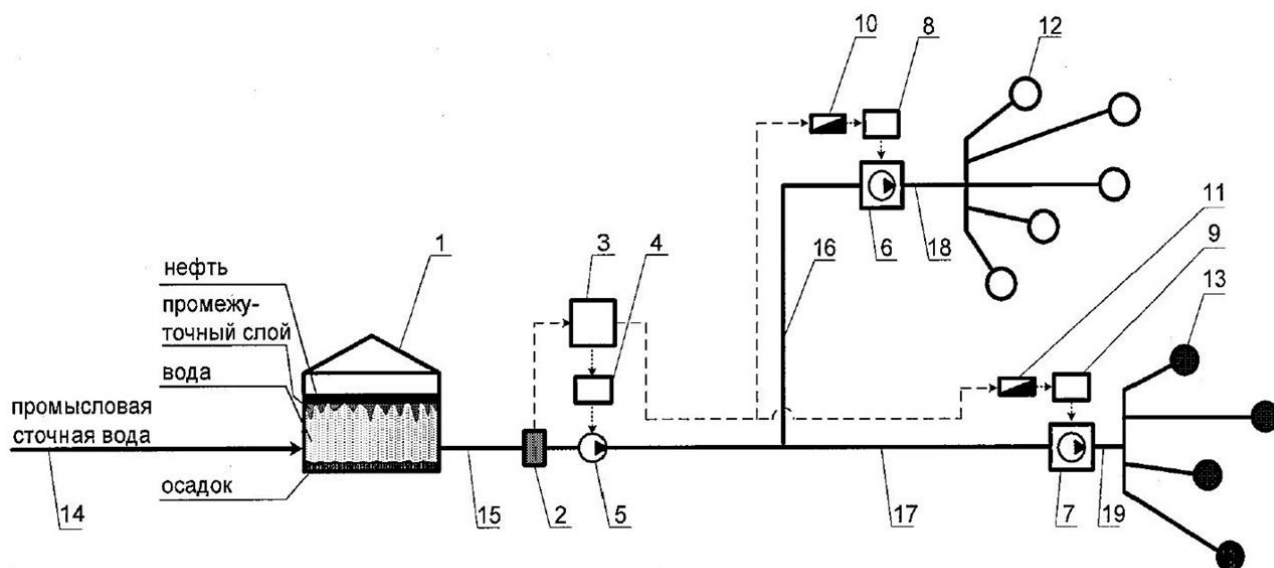


Рисунок 16 – Технологическая схема интеллектуальной системы закачки воды
 1 – емкость ОС; 2 – поточный анализатор загрязнений; 3 – блок аналитического контроля; 4 – станция ЧРП; 5 – насос очистных сооружений; 6, 7 – насосы кустовых насосных станций; 8,9 – блоки управления; 10, 11 – пороговые анализаторы; 12 – высокоприемистые нагнетательные скважины; 13 – низкоприемистые скважины; 14, 15, 16, 17,18, 19 – трубопроводы

3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕЖСКВАЖИННОЙ И ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ

Современная система поддержания пластового давления ПАО «Татнефть» представляет собой сложное инженерное сооружение. Количество нагнетательных скважин приблизилось к 10 тыс., при этом средняя приемистость достаточно низкая – около 100 м³/сут при давлении закачки от 8 до 15 МПа. При этом средняя приемистость нагнетательных скважин достаточно низкая – до 100 м³/сут и ниже.

К наиболее эффективным решениям при совершенствовании системы заводнения в новых условиях разработки можно отнести развитие систем межскважинной и внутрискважинной перекачки (МСП, ВСП) для отдельных участков, модернизацию существующих технологических схем. Эти технологии позволяют организовать систему ППД на участках разработки, удаленных от основных промысловых объектов. Их преимущество заключается в отсутствии необходимости строительства значительных коммуникаций, использовании пластовой воды в качестве рабочего агента, в возможности регулирования объемов закачки с помощью ЧРП УЭЦН.

Сущность системы МСП заключается в поддержании пластового давления в продуктивных пластах путем закачки высокоминерализованных подземных вод из добывающих (водозаборных) скважин в нагнетательные скважины. В сравнении с централизованной системой поддержания пластового давления (ППД) применение системы МСП позволяет снизить материалоемкость и громоздкость системы ППД, уменьшить время на сооружение объектов ППД и сократить капитальные затраты, повысить мобильность и управляемость системы ППД, упростить регулирование давления и объемов по объектам закачки.

Закачка подземных вод на Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения осуществлялась по схеме МСП с дожимными насосными установками, размещенными на КНС. Вода подавалась с артезианского водозабора по магистральному водоводу протяженностью 25 км. С 1986 года на объектах НГДУ "Азнакаевнефть" было начато промышленное внедрение систем МСП-ППД. Наибольшее промышленное применение подземные воды получили для заводнения нефтяных месторождений Западной Сибири. Впервые подземную воду начали закачивать на Усть-Балыкском месторождении с 1966 года [31]. По системе с МСП на объектах разработки НГДУ "Альметьевнефть" работает 259 нагнетательных скважин. В целом разрабатываемые на участках с МСП коллекторы характеризуются повышенной глинистостью и обеспечивают более 19 % общей добычи по НГДУ. Наиболее широко (97 нагнетательных скважин) данный метод применяется на Березовской площади Ромашкинского месторождения, где с его помощью обеспечивается до 39% общей добычи по площади, в том числе более 85% на 3 блоке Березовской площади. Следующей по объемам применения метода является Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения, где сформированы 22 участка, на которых пластовая вода закачивается в 99 нагнетательных скважин, что обеспечивает 32% всей добычи по площади. По реагирующим добывающим скважинам в среднем пластовое давление увеличилось от 12,9 до 14,4 МПа, это позволило оптимизировать работу и более 210 тыс. тонн нефти за 10 лет [32].

На рисунке 17 приведена технологическая схема использования межскважинной перекачки на Ромашкинском месторождении. При организации поддержания пластового давления на участке, отдаленном от кустовой насосной станции, с применением системы МСП-ППД, подбирают обводняющуюся нефтедобывающую скважину 1 с дебитом скважинной продукции, содержание воды в которой по расчету достаточную для закачки в находящуюся вблизи нагнетательную скважину 2 с целью поддержания пластового давления на определенном участке разрабатываемой нефтяной залежи. Скважинная продукция нефтедобывающей скважины 1, содержащая пластовую воду, нефть

и газ, поднятая на поверхность, через устьевую арматуру 9, задвижку 8, по входному патрубку 7 попадает во внутреннюю полость стальной трубной вставки 4 расширенного диаметра и теряет линейную скорость, после чего при ламинарном режиме истечения по внутренней полости стальной трубной вставки 4 происходит путевое разделение на фазы – вода, нефть и газ. Там же осаждаются нефтешлам и ТВЧ, которые скапливаются в нижней камере 6 делителя фаз 3. Стальная трубная вставка 4 нисходящая и находится под некоторым углом к горизонту. Газ и нефть, имеющие наименьшую плотность относительно плотности пластовой воды, поднимаются в верхнюю накопительную камеру 5. Из накопительной камеры 5 газ, нефть и частично вода через патрубок 10, штуцер 12 и обратный клапан 13 по нефтепроводу 14 отводятся на групповую замерную установку, далее - на пункты сбора нефти и газа (на схеме не показано). Одним, непременно выполняемым условием, является то, что в верхней накопительной камере 5 давление должно незначительно превышать давление в нефтепроводе 14. Перепад давлений достигается регулированием оттока воды в нагнетательную скважину 2 задвижкой 18 на выкидном патрубке 11. Диаметр сужающего устройства (штуцера) 12 подбирают с учетом вязкости попутно добытой нефти и градиента перепада давлений в верхней накопительной камере 5 и в нефтепроводе 14. Вода, относительно очищенная от нефтепродуктов и ТВЧ, с минимальным содержанием растворенного в ней газа через выкидной патрубок 11, задвижку 18, по водоводу 15, через узел учета 19 и обратный клапан 20 попадает на прием дожимной насосной установки 21 с верхним электроприводом, находящейся в неглубоком (4 м) шурфе, в непосредственной близости к нагнетательной скважине 2. Нагнетание воды производится погружным односекционным насосом 22 в обсадную колонну 25 и через выкидной патрубок 24, соединенный с устьевой арматурой 26, в нагнетательную скважину 2. Производительность и напор односекционного погружного электроцентробежного насоса 22, подбирают в соответствии с приемистостью нагнетательной скважины 2. Осажденный нефтешлам и ТВЧ, накопившиеся в

нижней накопительной камере 6, периодически отгружают через задвижку 17 в емкость на колесном транспорте.

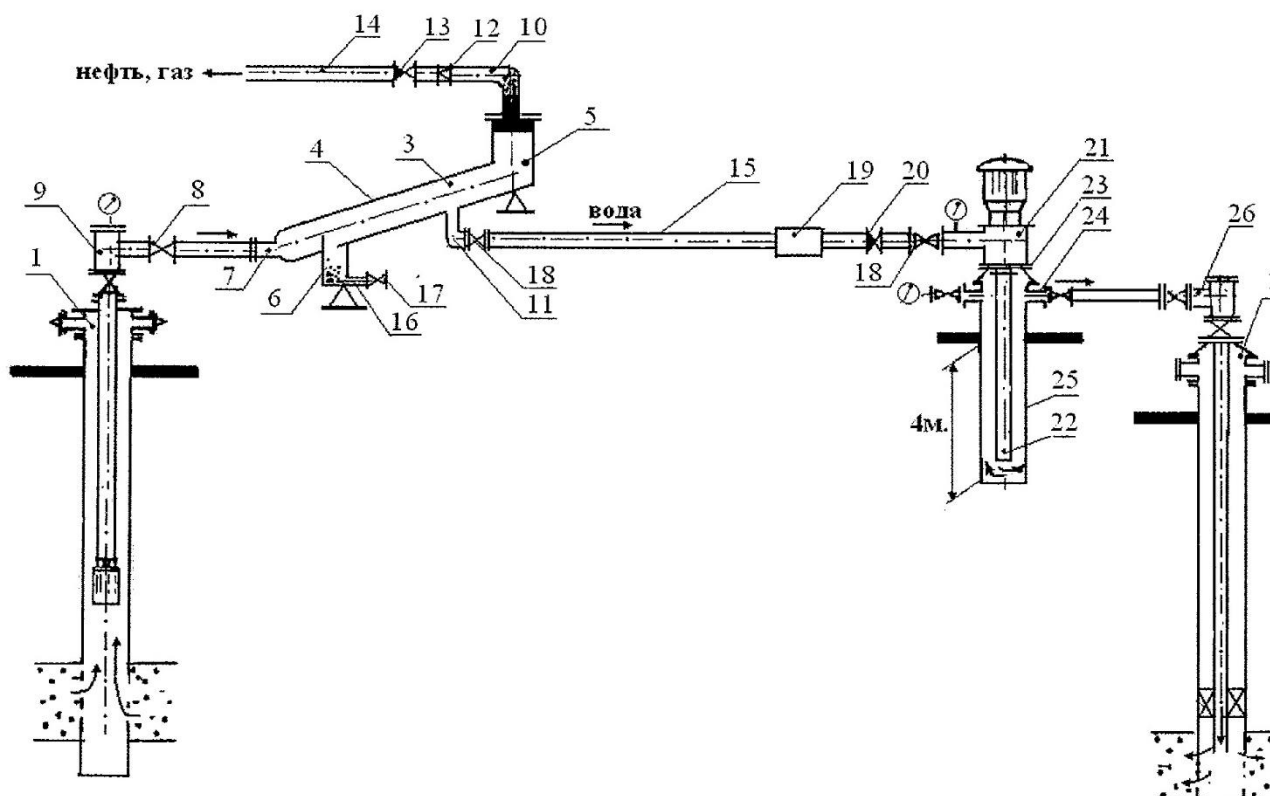


Рисунок 17 – Технологическая схема межскважинной перекачки

Применение предложенной системы для использования обводняющихся нефтедобывающих скважин, при организации поддержания пластового давления по технологии межскважинной перекачки, позволяет эксплуатировать нефтедобывающую скважину для отбора воды и нефти без изменения режима ее работы, ориентированной на добычу нефти.

Оптимальные давления нагнетания и отбора зависят от особенностей строения пластов. Опыт разработки показал, что для выработки большей части пластов горизонтов Д1 и Д0 Ромашкинского месторождения достаточно давления нагнетания 10-15 МПа, а для освоения слабопроницаемых пластов - до 20 МПа. Для выработки слабопроницаемых и глинистых коллекторов целесообразнее закачивать пластовую воду высокой минерализации (200-250 г/л), сточную воду минерализацией 60-100 г/л или облагороженную воду при давлении 10-20 МПа [33].

Кроме того, предложенная система имеет следующие преимущества:

- высокую мобильность и управляемость, что в условиях разрабатываемого месторождения с постоянно меняющимися характеристиками намного улучшает показатели разработки;
- низкую материалоемкость, высокую технологичность, не требующую больших капитальных затрат и длительного времени на сооружение объектов;
- отказ от разветвленной сети высоконапорных разводящих водоводов;
- значительное снижение капитальных затрат на оборудование для достижения высоких давлений закачки рабочего агента в нагнетательную скважину, благодаря применению односекционного скважинного погружного насоса с верхним электроприводом, обращенного нагнетательной стороной в обсадную колонну, в неглубоком (4 м) шурфе малого диаметра.

На рисунке 18 представлена система внутрискважинной перекачки. Установка для внутрискважинной перекачки подземных вод (УВСП) позволяет в отсутствие или большом удалении системы ППД организовать поддержание пластового давления на небольших площадях. Позволяет сэкономить на бурении скважины, в установке наземного насосного оборудования, на наземных коммуникациях. Обеспечивает перекачку пластовой воды из водоносного пласта в разрабатываемый нефтеносный пласт. Опыт внедрения ВСП имеет "Самаранефтегаз". В рамках проекта были испытаны две скважины без кожуха. В целом, испытание установки по внутрискважинной перекачке их нижележащих горизонтов показали свою эффективность. Накопленная добыча нефти при плане 4000 тонн составила порядка 6000 тонн. Процент достижения ключевых показателей эффективности составил 190 %. Нарботка оборудования составляет 237 и 198 суток. По результатам было принято решение по тиражированию данной технологии в течение ближайших лет [34].

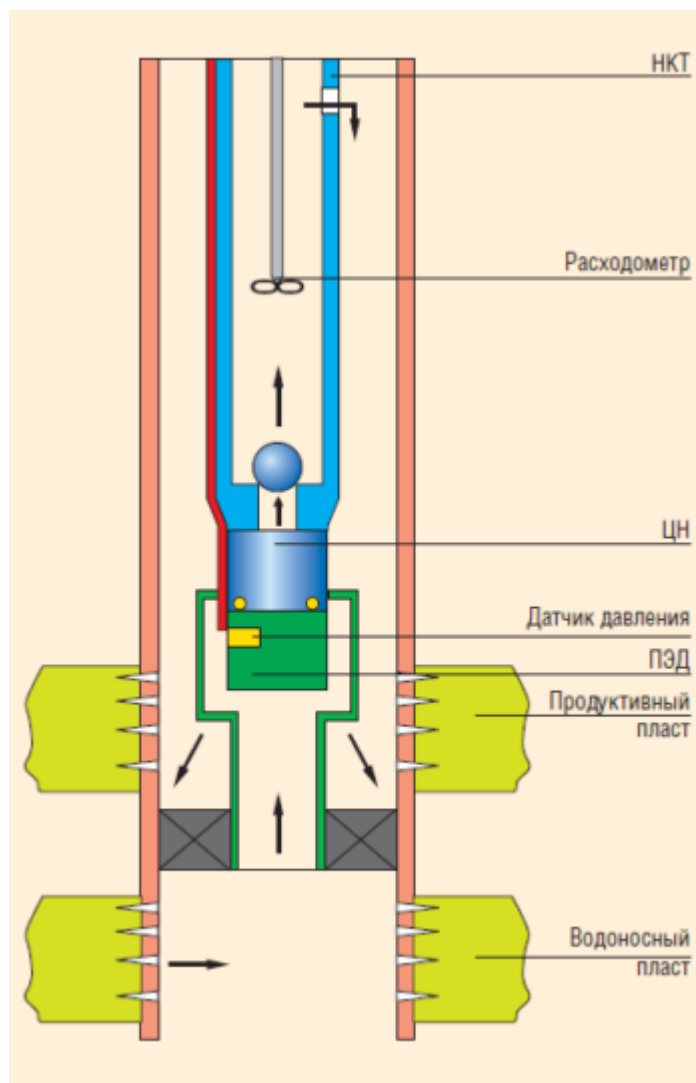


Рисунок 18 – Система внутрискважинной перекачки

Важная особенность перечисленных технологий заключается в комплексности их применения на объектах системы ППД в целях достижения максимального коэффициента нефтеизвлечения (рисунок 19). Так, внедрять индивидуальные насосные установки или дополнительные установки на КНС необходимо одновременно с оптимизацией основного насоса и расшивкой водоводов. Внедрение ЧРП необходимо проводить одновременно с группировкой скважин по давлениям закачки, с применением регуляторов расхода и давления. Наконец, группировка скважин по давлению (расшивка водоводов) проводится одновременно с оптимизацией насосного агрегата на КНС в соответствии с новыми параметрами напорно-расходной характеристики системы водоводов.



Рисунок 19 – Структура и взаимосвязь задач развития системы поддержания пластового давления

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Клепперу Александру Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): 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 (ПАО «Татнефть»)
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. Оценка ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет затрат; расчет экономической эффективности мероприятий нестационарному по заводнению

Перечень графического материала

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		10.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Клеппер Александр Игоревич		10.03.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

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

4.1 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 4.

Таблица 4 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бвпп	Бгрп	Бко	Квпп	Кгрп	Кко
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

Продолжение таблицы 4

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. Ремонтопригодность	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:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (13)$$

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 нестационарному заводнению могут составить достойную конкуренцию одному из самых распространённых методов увеличения нефтеотдачи – ГРП.

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 5).

Таблица 5 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая рентабельность технологии; 2. Высокий эффект при низких затратах; 3. Увеличение нефтеотдачи, за счёт вовлечения в разработку ранее не затронутых низкопроницаемых заводнением зон; 4. Снижение обводнённости за счёт изоляции высокопроницаемых зон; 5. Технология наиболее эффективна для поздних стадий разработки месторождения. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость точных геолого-технических данных и расчетов показателей закачки; 2. Невозможность полного регулирования процесса; 3. Технологии 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 обводнённости продукции; 3. Совершенствование технологии совместно с другими методами повышения нефтеотдачи; 4. Снижение стоимости добычи за тот же период времени. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Неверный выбор метода воздействия; 2. Постоянный контроль за процессом проведения заводнения; 3. Необратимый эффект от технологии; 4. 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 6), 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 6 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны технологии				
		C1	C2	C3	C4	C5
Возможности технологии	B1	-	-	+	+	+
	B2	-	-	+	+	+
	B3	+	+	-	-	0
	B4	+	-	+	+	-
	B5	+	+	-	-	-

Продолжение таблицы 6

Результат	В1С3С4С5; В2С3С4С5; В3В5С1С2 и В4С3С4					
Угрозы технологии	У1	-	-	+	+	-
	У2	+	-	-	-	-
	У3	+	-	-	-	-
	У4	+	-	+	-	-
	У5	-	-	-	-	-
Результат	У1С3С4; У2У3С1 и У4С1С3					
Слабые стороны технологии						
Возможности технологии		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	В1	+	0	-	-	-
	В2	+	0	-	-	-
	В3	+	0	-	0	-
	В4	-	-	-	-	-
	В5	-	-	-	-	-
Результат	В1В2В3Сл1					
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

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 7 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 7 – 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
3	Определение приёмистости 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 приемистости 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 среднем линейный календарный график проведения работ будет выглядеть таким образом (таблица 8):

Таблица 8 – 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	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Заключительный						■					■				■
Этап работ	Дни														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Подготовительный	■					■					■				
Выполнение работ	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Заключительный						■					■				■

4.3 Экономическая эффективность вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти

Экономический эффект от внедрения рекомендаций по выравниванию фронта нагнетаемой воды может быть определен за счет увеличения объема добычи нефти. Расчёты осуществляются для одного полного календарного года.

Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе представлена в таблице 9, и в основном опирается на Налоговый кодекс Российской Федерации.

Таблица 9 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

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

Годовой экономический эффект от применения новой технологии, обеспечивающей увеличение добычи нефти определяется по формуле [14]:

$$\mathcal{E} = C_1 A_1 + H \Delta A - C_2 A_2 - E_n \Delta K \quad (14)$$

где C_1 и C_2 – себестоимость добычи одной тонны нефти до и после применения метода, руб/т;

A_1 и A_2 – объем добычи нефти до и после применения метода, тыс. т;

ΔA – дополнительная годовая добыча нефти за счет применения новой технологии, тыс. т;

H – специальный норматив удельных приведенных затрат на одну тонну прироста добычи нефти (для мероприятий по увеличению текущих темпов отбора нефти принимается в размере 30 руб/т);

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

ΔK – дополнительные капитальные вложения, связанные с внедрением новой технологии, тыс. руб.

Так как мероприятия по нестационарному заводнению не требуют капитальных вложений, последнее слагаемое в формуле 14 будет равно нулю.

Исходные данные для расчета экономической эффективности выравнивания фронта вытеснения по дополнительной добытой нефти приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные для расчёта экономической эффективности по дополнительно добытой нефти

Показатель	Значение
Цель воздействия на пласт	Увеличение нефтеотдачи пластов; выравнивание фронта заводнения
Вид воздействия на пласт	Перемена направления фильтрационных потоков
Количество скважин, на которых проводились мероприятия по НЗ, шт	13
Дополнительная добыча нефти (ΔA), тыс. т	31,94
Объем добычи нефти (A_2) по Приобскому месторождению за 2015 год (ЦДНГ-2), тыс. т	455,4
Дополнительные эксплуатационные расходы (3∂), тыс. руб.	135,7
Стоимость одной скважины, тыс.руб.	14000
Норма амортизации скважин, %	10

Объем добычи нефти до применения мероприятия (A_1) рассчитывается по формуле:

$$A_1 = A_2 - \Delta A \quad (15)$$

Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения мероприятий по нестационарному заводнению:

$$C_2 = Z/A_2 \quad (16)$$

Z – затраты на проведение мероприятий по нестационарному заводнению. Все многообразие затрат, включенных в себестоимость продукции нефтегазодобывающего предприятия, группируется по следующим основным элементам: материальные затраты, затраты на оплату труда, отчисления на специальные нужды, амортизационные отчисления.

Материальные затраты в нефтедобыче – это в основном затраты на энергию, химические реагенты и прочие вспомогательные материалы, но так как технология нестационарного заводнения не предусматривает применения химических реагентов и прочих материалов, учитываться в расчете будут только затраты на электроэнергию.

Таблица 11 – Расчет материальных затрат

Наименование материала, единица измерения	Цена за единицу, руб/тонну	Объем добычи нефти по Приобскому месторождению (ЦДНГ-2) за год, тыс. тонн	Стоимость материалов, руб.
Электроэнергия	47,2	455,4	21494880
ИТОГО			21494880

К расходам на оплату труда относятся 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 формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное

мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведении операций по нестационарному заводнению на кустовой площадке присутствуют операторы по поддержанию пластового давления (ППД), и ответственный за проведение работ мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40 %. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Месячная тарифная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Оператор ППД	2	19437	58,9	3960	186595	326542	74638	1054263
Мастер ЦППД	1	25740	78,0	3960	123552	216216	49420,8	698068,8
ИТОГО								1752331,8

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 13).

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 13 – Расчет страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС	ФОМС	ПФР РФ	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	1752331,8	50817,6	89368,9	525699,5	7009,3	672895,3

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 [35].

Норма амортизационных отчислений на реновацию скважин составляет 10 % от их балансовой стоимости.

Определим стоимость всех скважин:

$$\Phi C = \Phi_1 * N = 14000 * 13 = 182000 \text{ тыс. руб.} \quad (17)$$

Рассчитаем сумму амортизационных отчислений:

$$AMC = H1 * \Phi C = 10 \% / 100 \% * 182000000 = 18200000 \text{ руб.} \quad (18)$$

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по нестационарному заводнению, которая представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Затраты на организационно-техническое мероприятие

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	21494880
2. Затраты на оплату труда	1752331,8
3. Страховые взносы	672895,3
4. Амортизационные отчисления	18200000
Итого основные расходы	42120107,1

Итого себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведенных мероприятий по нестационарному заводнению на Приобском месторождении в течении 2015 года составила:

$$C_2 = \frac{3}{A_2} = \frac{42120107,1}{455400} = 92,5 \quad (19)$$

Себестоимость добычи одной тонны нефти до внедрения метода определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{C_2 A_2 - 3_D}{A_1} = \frac{92,5 \cdot 455,4 - 105,7}{423,46} = 99,2 \quad (20)$$

где 3_D – дополнительные эксплуатационные расходы, связанные с приростом добычи нефти в результате применения новой технологии, руб.

Объем добычи нефти до применения метода определяется по формуле:

$$A_1 = 455,4 - 31,94 = 423,46 \text{ тыс. т} \quad (21)$$

Годовой экономический эффект по формуле (22) равен:

$$\mathcal{E} = 99,2 \times 423,46 + 30 \times 31,94 - 92,5 \times 455,4 = 840,932 \text{ тыс. руб} \quad (22)$$

4.4 Вывод по разделу

В ходе выполнения раздела были определены сильные и слабые стороны применения метода нестационарного заводнения. Отмечена высокая актуальность. На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение нестационарного заводнения позволит не только повысить эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов. Также умелое

применение новых технологий позволит не только извлекать остаточные нефти, но и получать при этом немалые доходы.

Также проанализировав современное оборудование, используемое для нестационарного заводнения, выявив преимущества и недостатки каждого и существующих методов, сделали вывод, что данный метод является наиболее перспективным на сегодняшний день. Проанализировав зарубежный и отечественный опыт, можно сделать вывод что внедрение технологии нестационарного заводнения на продуктивные пласты перспективна, при использовании данного метода почти во всех случаях уменьшалась обводненность за счет увеличения коэффициента охвата и включения в работу ранее слабопроницаемых каналов, увеличивалась нефтеотдача, что непосредственно отражается на экономических показателях.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Клепперу Александру Игоревичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Комплексный подход к управлению режимами закачки воды в нагнетательные скважины на нефтяных месторождениях	
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: технологические жидкости, применяемые для поддержания пластового давления в нефтяных залежах, система поддержания пластового давления.</p> <p>Область применения: нефтяные и нагнетательные скважины, нефтяная отрасль.</p> <p>Рабочая зона: кусты нефтяных скважин.</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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). Глава 34. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; 3. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; 4. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности; 5. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциально опасных и вредных (ОВПФ) производственных факторов; – Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов. 	<p>Анализ потенциально вредных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации;

	<ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; – Производственные факторы, связанные с повышенной запыленностью и загазованностью воздуха в рабочей зоне. <p>Анализ потенциально опасных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия; – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением); – Пожаровзрывоопасность.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Охрана природных водоемов, подземных грунтовых вод химическими веществами. - Охрана поверхностного слоя земли и почвы. - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Чрезвычайные ситуации, связанные с неконтролируемым проникновением рабочего агента в другие зоны пласта; - Возникновение проблем, связанных с выходом из строя электрических приборов; <p>Наиболее типичная ЧС: повреждение элементов системы поддержания пластового давления, работающих под давлением.</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Клеппер Александр Игоревич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды.

Природная энергия является основным источником первоначального извлечения нефти и газа из залежей. Уже на второй стадии разработки нефтяных месторождений, которая наступает примерно спустя пять лет с начала эксплуатации залежи, начинается внедрение систем воздействия на пласты, в том числе начинают активно вводить и развивать систему разработки с искусственным заводнением пластов.

Когда пластовая энергия оказывается истощена, темп отбора нефти замедляется, но может быть восстановлен путем нагнетания в залежь источника вторичной энергии. Эффективная закачка технологических жидкостей на новых месторождениях обеспечивает заданную динамику отбора нефти и газа, на старых – замедление темпов ее падения.

В современной нефтяной отрасли значение системы поддержания пластового давления трудно переоценить. Закачка воды в пласт дает возможность повысить коэффициент извлечения нефти, в эффективном режиме эксплуатировать месторождения, находящиеся в поздних стадиях разработки.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках, которые расположены в центральной части Западно-Сибирской равнины. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом.

Работы по заводнению применяются на месторождениях с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии эксплуатации.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин;
- спуск конденсата из влагоотделителей, наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин;
- систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- участие в работах по повышению приемистости скважин;
- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов;
- отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов;
- ведение вахтового журнала закачки рабочего агента в пласт.

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

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским

заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора, согласно [39]. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

5.2 Производственная безопасность

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта. Определение опасных и вредных факторов на рабочем месте разработчика проводилось на основании ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов представлен в виде таблицы 15.

Таблица 15 – Возможные опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные:				
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [36].
2. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 24 с [37];
3. Повышенный уровень вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с [38].
4. Отсутствие или недостаток необходимого и искусственного освещения		+	+	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [39].
5. Производственные факторы, связанные с повышенной пыленностью и загазованностью воздуха в рабочей зоне		+	+	СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [40]. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [41].
Опасные:				
6. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [42].
7. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [43].

Продолжение таблицы 15

8. Производственные факторы, связанные с электрическим током		+	+	
9. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)		+	+	
10. Пожаровзрывоопасность		+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

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

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 16).

Таблица 16 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышенный уровень шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 (2015). Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши. На рабочем месте параметры шума соответствуют требуемым нормам.

Превышенный уровень вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя,

поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя. На рабочем месте уровень вибрации соответствует требуемым нормам.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются. На рабочем месте параметры освещения соответствуют требуемым нормам

Производственные факторы, связанные с повышенной запыленностью и загазованностью воздуха в рабочей зоне. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Производственные факторы, связанные с электрическим током. Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных

заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12-36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

При исправном состоянии оборудования, строгом соблюдении всех правил безопасности работающего и своевременном контроле параметров источник становится не опасен. Поэтому рекомендуется своевременно проводить обслуживание ПЭВМ и электрооборудования, ремонт и профилактические работы.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования. Механические травмы могут возникать при

монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка

технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как в процессе нестационарного заводнения нагнетаемым агентом является вода, то влияние, оказываемое на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением,

гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.3 Экологическая безопасность

Операции заводнения сопровождаются неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

Загрязнение атмосферы

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75%, приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

Загрязнение литосферы

Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы,

заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Предельно-допустимые концентрации вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса.

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;

- продуктами утечек скважины.

В соответствии с нормами технологического проектирования, для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по заводнению:

- 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.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Этот процесс, как правило, приводит к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударные волны. Их разрушительное воздействие может быть крайне значительным и

опасным для людей, находящихся рядом во время аварии. Из этого следует, что оборудование, функционирующее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по нестационарному заводнению включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;

- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;

- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;

- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;

- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;

- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих;

автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

5.5 Вывод по разделу

В современном мире нельзя халатно относиться к последствиям деятельности, любой техногенный процесс несет за собой последствия для всех сфер жизни. Поэтому производя какое-либо действие, создавая что-то новое, принимая какие-либо решения необходимо продумывать все потенциально возможные воздействия на социальную сферу.

В данном разделе был проведен анализ работ по заводнению оператором на кустовой площадке на различные социальные аспекты. Выявлены опасные и вредные производственные факторы, воздействующие на оператора работ в ходе выполнения этапов поддержания пластового давления, определены допустимые значения уровней данных факторов для рабочей зоны, а также определены рекомендуемые мероприятия по защите работника. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признан взрыв оборудования, работающего под высоким давлением, разобраны меры по предупреждению ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализированы геолого-промысловые условия закачки воды в процессе разработки нефтяных месторождений, а также наиболее эффективные технологические схемы поддержания пластового давления, способствующие увеличению объемов извлечения нефти.

В процессе эффективной разработки месторождений на поздней стадии целесообразно использовать систему внутрискважинных и межскважинных перекачек воды, особенно, если добывающие скважины находятся на большом расстоянии от КНС, а пласт имеет низкую проницаемость. Важная особенность перечисленных технологий заключается в комплексности их применения на объектах системы ППД в целях достижения максимального коэффициента нефтеизвлечения.

Проведение нестационарного заводнения показывает экономическую эффективность. После изменения системы заводнения стоимость добычи одной тонны нефти сокращается в 1,1 раза.

Меры производственной безопасности при выполнении работ в процессе нестационарного заводнения, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов, соответствуют правилам промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анкудинов А.А. Совершенствование методов анализа системы заводнения и повышения эффективности закачки воды в нефтяной пласт: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2017. – 114 с.
2. Подготовка и закачка технологических жидкостей в нефтяной пласт: Справочное пособие / М. Ш. Залятов [и др.]. — Москва: Недра, 1993. — 192 с.: ил. — ISBN 5-247-02749-3.
3. Разработка и управление месторождениями при заводнении Дон Уолкотт
4. Егоров Ю.А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов: Автореферат. Дис. канд. тех. Наук. — Москва, 2006г.–28 с.
5. Кокорев В.И. Газовые методы-новая технология увеличения нефтеотдачи пластов//Нефтепромысловое дело, 2009, №11.с.24-27
6. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов М.: Недра, 1985. – 308с.
7. Данилова Е.А., Чернокожев Д.А. Применение компьютерной технологии экспресс-анализа и интерпретации результатов трассерных исследований для определения качества выработки нефтяных пластов. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Danilova/Danilova_1.pdf, свободный
8. Газизов, А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А. А. Газизов. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. -639 с.
9. Гафаров, Ш. А. Повышение эффективности циклического воздействия на неоднородные нефтяные пласты / Ш. А. Гафаров, Р. Г. Фаизов, М. М. Кабиров. - Уфа: Монография, 2007. - 74 с.

10. Губанов, Б. Ф. Исследование и разработка методов и технических средств увеличения нефтеотдачи путем повышения охвата пластов воздействием: автореф. ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / Б. Ф. Губанов. - М., 1982. - 36 с.
11. Газизов, А. Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А. Ш. Газизов, А. А. Газизов. - М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. - 285 с.
12. Ибрагимов, Н. Г. Современное состояние технологий нестационарного (циклического) заводнения продуктивных пластов и задачи их совершенствования / Н. Г. Ибрагимов, Н. И. Хисамутдинов, М. З. Тагиев [и др.]. - М.: ВНИИОЭНГ, 2000. - 112 с.
13. Максимов, М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / М. И. Максимов. - М.: Недра, 1975. - 384 с.
14. Кульпин, Л. Г. Интерпретация кривых гидропрослушивания при сложной истории работы возмущающей скважины / Л. Г. Кульпин, Б. С. Капцанов, Р. Ш. Мамлеев [и др.] // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1988. - № 8. - С. 34 - 36.
15. Русских, В. Н. Методика проведения исследования на взаимодействие скважин и определения параметров пласта при временном изменении режима работы возмущающей скважины / В. Н. Русских. - Уфа: ЦБТИ Башсовнархоза, 1961.- 15 с.
16. Щелкачев, В. Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта / В. Н. Щелкачев. - М.: Нефть и газ, 2004. - 608 с.
17. Сафиуллин, И. Р. Идентификация линейного динамического объекта как способ прогнозирования эффекта от изменения закачки в нагнетательной скважине / И. Р. Сафиуллин, Д. М. Васильев, А. А. Махмутов // Нефтепромысловое дело. - 2014. - № 12. - С. 9 - 12.

18. Токарев, М. А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой / М. А. Токарев. - М.: Недра, 1990. - 267 с.
19. Султанов, С. А. Контроль за заводнением нефтяных пластов / С. А. Султанов. - М.: Недра, 1974. - 224 с.
20. Хуснуллин, М. Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М. Х. Хуснуллин. - М.: Недра, 1989. - 190 с.
21. Косарев, В. Е. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений: пособие для самостоятельного изучения для слушателей курсов повышения квалификации по специальности «Геофизика». - Казань: Изд-во КГУ, 2009. - 145 с.
22. Токарев, М. А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой / М. А. Токарев. - М.: Недра, 1990. - 267 с.
23. Муслимов, Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения [Текст] / Р.Х. Муслимов // Казанский университет. - Казань.: Изд-во Казанского университета, 2003. -596 с.
24. Захарова, Е.Ф. Эксплуатация систем ППД при эксплуатации нефтяных месторождений: учебно-методическое пособие. Часть I [Текст] / Е.Ф. Захарова//АГНИ, 2010. - 147 с.
25. Концепция реконструкции и развития системы поддержания пластового давления ОАО «Татнефть» на период с 2011 по 2015 гг. [Текст] : ЕРБ: 01-671-1.0-2011 : утв. ОАО «Татнефть» : ввод, в действие с 17.10.11. -Бугульма: ТатНИПИнефть, - 2011. - 24 с.
26. Андреев, И.И. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды в системе поддержания пластового давления [Текст] / И.И. Андреев, В.Г. Фадеев, Р.Б. Фаттахов, Г.А. Федотов. - М.: - ВНИИОЭНГ. - 2006. - 228 с.

27. Способ кустовой закачки воды в нагнетательные скважины [Текст] : пат. 2387816 Рос. Федерация : МПК E 21 B 43/20 / Фаттахов Р.Б., Сахабутдинов Р.З., Степанов В.Ф., Арсентьев А.А., Коннов В.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - 2009115496/03; заявл. 23.04.09; опубл. 27.04.10, Бюл. № 12.-8 с.

28. Система поддержания пластового давления [Текст]: пат. 92090 Рос. Федерация: МПК E 21 B 43/20 / Фаттахов Р.Б., Степанов В.Ф., Сахабутдинов Р.З., Арсентьев А.А., Коннов В.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - 2009103549/03; заявл. 03.02.09; опубл. 10.03.10, Бюл. № 7. -8 с.

29. Кустовая насосная станция [Текст]: пат. 48207 Рос. Федерация: МПК F 04 D 15/00 / Фаттахов Р.Б., Сахабутдинов Р.З., Кудряшова Л.В, Коннов В.А., Косс А.В., Кунеевский В.В., Федин В.Ф. ; заявитель ОАО «Татнефть». - 2005115433/22; заявл. 20.05.05 ; патентообладатель ООО «Нефтегазовые технологии»; опубл. 27.09.05, Бюл. № 27.-5 с.

30. Система закачки воды [Текст]: пат. 2386021 Рос. Федерация: МПК E 21 B 43/20, F 17 D 3/00 / Фаттахов Р.Б., Арсентьев А.А., Сахабутдинов Р.З., Кудряшова Л.В. Коннов В.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». - 200151198/03; заявл. 23.12.08; опубл. 10.04.10, Бюл. № 10. -Юс.

31. Андреев, И.И. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды в системе поддержания пластового давления. [Текст] / Андреев И.И., Фадеев В.Г., Фаттахов Р.Б., Федотов Г.А. // – М: ОАО "ВНИИОЭНГ" – 2006 – 232 с.

32. Тазиев, М.З. Прошлое и настоящее в развитии технологии разработки объектов нефтедобычи НГДУ «Альметьевнефть» [Текст] / Тазиев М.З., Гумаров Н.Ф., Рахманов А.Р., Ганиев Б.Г.// Журнал «Нефтяное хозяйство» №7, 2012, с. 6-9.

33. Абдулмазитов, Р.Г. Эффективность разработки месторождений ПАО «Татнефть» при нестационарном заводнении. [Текст] / Абдулмазитов Р.Г.,

Султанов А.С., Евдокимов А.М.// Журнал "Нефтяное хозяйство" №7, 2008, с. 58-59.

34. Амиров, А. Внутрискважинная перекачка пластовых вод.[Текст] / Амиров А., Ардалин А., Тимашев Э.// Журнал "Нефтегазовая вертикаль" №11, 2011, с. 80-82.

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

36. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

37. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 24 с

38. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с

39. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение

40. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах

41. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

42. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные

43. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности