

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧИВАЕМОГО АГЕНТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НЕФТЕОТДАЧИ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

УДК 622.276.6:532.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Герасимов Сергей Александрович		

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
ООД ШБИП Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие		И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения

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

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы 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	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз,

	эффективные и безопасные технические средства и технологии	возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации</p>

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

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Герасимов Сергей Александрович

Тема работы:

Анализ влияния закачиваемого агента на эффективность гидродинамических методов нефтеотдачи в различных геологических условиях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68–66/с от 09.03.2022
Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.
--------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Гидродинамические методы: первичный опыт реализации, подземные гидромеханические процессы при заводнении продуктивных залежей, фундаментальные принципы взаимодействия различных фаз в пластовых условиях, минерализация пластовых и закачиваемых вод, геолого-физические характеристики разрабатываемых залежей, основные показатели эффективности реализованного процесса заводнения.</p> <p>Анализ основных технологических направлений в области подготовки и нагнетания рабочего агента системы ППД: принципиальные схемы подготовки вод различных источников, методика подготовки и базовое технологическое оборудование, принцип протекания процессов очистки закачиваемого агента, современные химические реагенты используемые в процессе подготовки и закачки рабочего агента.</p>
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Кашук Ирина Вадимовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Основные аспекты разработки залежей нефти гидродинамическими методами нефтеотдачи</p>	
<p>Анализ технологии подготовки и нагнетания рабочего агента системы поддержания пластового давления</p>	
<p>Комплексный подход к эффективному применению рабочего агента при закачке в продуктивный пласт</p>	
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>Социальная ответственность</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.03.2022</p>
--	-------------------

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	Герасимов Сергей Александрович		10.03.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- КИН** – Коэффициент извлечения нефти;
- МУН** – Методы увеличения нефтеотдачи;
- ПАВ** – Поверхностно активные вещества;
- ФЕС** – Фильтрационно-емкостные свойства;
- ГРП** – Гидроразрыв пласта;
- ППД** – Поддержание пластового давления;
- МФН** – Межфазное натяжение;
- ПЗП** – Призабойная зона пласта;
- КНС** – Кустовая насосная станция;
- БКНС** – Блочная кустовая насосная станция;
- СВБ** – Сульфатовосстанавливающие бактерии;
- ДНБ** – Дентрифуцирующие бактерии;
- УОБ** – Углекислородоокисляющие бактерии;
- ГТБ** – Гетеротрофные бактерии;
- ТВЧ** – Твёрдые взвешенные частицы;
- УПСВ** – Установка предварительного сброса воды;
- ДНС** – Дожимная насосная станция;
- ЦПС** – Центральный пункт сбора;
- ЦДНГ** – Цех добычи нефти и газа;
- УПОГ** – Установка предварительного отбора газа;
- ВКС** – Вакуумная компрессорная станция;
- ВНД** – Водоводы низкого давления;
- ВВД** – Водоводы высокого давления;
- БК** – Блок коллекторов;
- БН** – Блок насосов;
- БРХ** – Блок реагентного хозяйства;
- БМС** – Блок маслосистемы;

БУ – Блок управления;

МСП – Межскважинная перекачка;

ГНУ – Горизонтальная насосная установка;

ЭЦН – Электроцентробежный насос;

ВС – Водозаборная скважина;

ВСП – Внутрискважинная перекачка;

ПАА – Полиакриламид;

ТНКП – Точка начала кристаллизации парафинов.

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 146 страниц, в том числе 43 рисунка, 22 таблицы. Список использованных источников содержит 45 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: нефтеснабжающий агент, источники водоснабжения, система ППД, технология подготовки, технология очистки.

Объектом исследования является состав закачиваемого рабочего агента системы ППД.

Цель исследования – выполнение анализа основных аспектов разработки нефтяных залежей гидродинамическими методами, технологии подготовки и нагнетания рабочего агента системы ППД различного состава с учётом различных геологических условий.

В данной работе рассматриваются гидродинамические методы: подземные гидромеханические процессы при заводнении, фундаментальные принципы взаимодействия различных фаз в пластовых условиях, минерализация пластовых и закачиваемых вод, геолого-физические характеристики разрабатываемых залежей, основные показатели эффективности реализованного процесса заводнения. А также выполнен анализ основных технологических направлений в области подготовки и нагнетания рабочего агента системы ППД.

Наиболее эффективными технологиями являются: применение ПАВ-полимерных композиций, закачиваемых в составе рабочего агента системы ППД, при организации заводнения продуктивных горизонтов, а также мероприятия по увеличению приемистости нагнетательных скважин посредством нагнетания химического реагента «Полисил-П1».

Область применения: нефтяные и нефтегазовые месторождения, нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность выражается в экономии денежных средств при проектировании строительства водовода низкого давления УПН-БКНС-Х.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НЕФТЕОТДАЧИ.....	21
1.1	Геолого-физические характеристики разрабатываемых залежей	24
1.2	Фундаментальные принципы взаимодействия различных фаз в пластовых условиях	38
1.3	Сущность механизмов фильтрации нефти в процессе вытеснения ...	45
1.4	Показатели эффективности процесса вытеснения нефти	50
1.5	Опыт применения нагнетаемых агентов с низкой эффективностью воздействия на нефтяных месторождениях	54
2	АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И НАГНЕТАНИЯ РАБОЧЕГО АГЕНТА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	58
2.1	Технология и техника подготовки закачиваемого агента с системой водозабора из поверхностных источников и глубинных водоносных горизонтов.....	59
2.2	Технологический процесс подготовки пластовых сточных вод для использования в системе ППД (поддержание пластового давления)	67
2.3	Технологическое оборудование и способы нагнетания рабочего агента в пласт	81
2.4	Анализ применяемых ПАВ-полимерных композиций в составе закачиваемого агента.....	88
2.5	Расчёт технологической эффективности применения химического реагента «Полисил» в нагнетательных скважинах.....	92
3	КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭФФЕКТИВНОМУ ПРИМЕНЕНИЮ РАБОЧЕГО АГЕНТА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ	100
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ.....	106
4.1	Расчёт совокупного изменения доходов и расходов проекта	106
4.2	Расчет экономического эффекта проекта	109

4.3 Выводы по разделу «Экономическая эффективность».....	113
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	117
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	117
5.2 Производственная безопасность	123
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	125
5.2.1.1 Воздействие газовых компонентов и аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух примесей.....	125
5.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	127
5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	128
5.2.1.4 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.....	129
5.2.1.5 Поражение электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов.....	130
5.2.1.6 Опасность возникновения пожаров, взрывов	132
5.2.1.7 Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением	133
5.3 Экологическая безопасность.....	135
5.3.1 Защита атмосферы	135
5.3.2 Защита гидросферы	136
5.3.3 Защита литосферы	138
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	139
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	142
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	143

ВВЕДЕНИЕ

В течение последних нескольких десятилетий мировой добычи нефти активно возрастает доля месторождений, имеющих низкие показатели фактического коэффициента извлечения нефти (КИН). Подобные месторождения характеризуются значительным количеством остаточных запасов или запасов, сложно поддающихся традиционным методам разработки. Для наиболее эффективного извлечения таких категорий запасов и в последствии достижения желаемых значений КИНа применяются различные методы по увеличению нефтеотдачи (МУН) продуктивных пластов.

Многообразие и высокая изменчивость геологических условий нефтенасыщенных залежей определяют разнообразие методов воздействия на пласты. В условиях отечественной нефтедобычи, как наиболее эффективные МУНЫ, широкое применение получили именно гидродинамические методы. Которые являются основой смежных МУНов, таких как полимерное, щелочное заводнение или нагнетание в составе вытесняющего агента ПАВ и гелеобразующих составов. Применение конкретного метода обуславливается как фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов, слагающих нефтяные залежи, так и многочисленными результатами анализов технико-экономических показателей добычи на месторождениях в целом. Несмотря на огромный накопленный опыт использования гидродинамических методов нефтеотдачи эффективность внедрения таких методов, не всегда даёт ожидаемый эффект.

Для достижения большей площади охвата пласта воздействием и увеличения объёмов извлекаемых запасов необходим подбор наиболее подходящего, для данных геолого-физических условий, эффективного состава нагнетаемого агента. Как показывает промысловая практика нагнетаемый агент, подобранный без учёта всех аспектов ФЕС пород продуктивных горизонтов, литологических характеристик коллектора, термобарических условий, физико-химического состава пластовых флюидов, в том числе

минерализации пластовых вод, оборачивается рядом производственных осложнений, которые в лучшем случае потребуют значительных материальных затрат на нормализацию как режима работы добывающих скважин, так и восстановления приёмистости нагнетательных скважин.

Осложнения представляют собой ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта вследствие закупоривания каналов фильтрации, в свою очередь это приводит к полному «отключению» из процесса дренирования зон низкопроницаемых коллекторов; большие перепады давления, проводящие к эффекту «авто ГРП» и потере значительных объёмов нагнетаемой воды в нижележащие горизонты; резкий рост обводнённости скважин вследствие пониженной вязкости вытесняющего агента и увеличении его относительной фазовой проницаемости приводит к образованию так называемых «языков» обводнения. Всё вышеперечисленное лишь некоторая доля последствий подбора агента вытеснения с низкой эффективностью.

Актуальность данной работы: низкая эффективность подобранных составов вытесняющих агентов, а также неполный учёт влияния геологических условий месторождения на эффективность процесса вытеснения нефти.

Целью работы является: эффективность применения гидродинамических методов нефтеотдачи в различных геологических условиях в зависимости от используемого закачиваемого рабочего агента системы поддержания пластового давления.

Задачи, поставленные к выполнению:

1. Выполнить анализ основных аспектов разработки залежей нефти гидродинамическими методами нефтеотдачи;
2. Обосновать применение основных методов технологических процессов подготовки и закачки рабочего агента системы ППД из различных источников водоснабжения;
3. Проанализировать результаты исследований применения ПАВ-полимерных композиций в составе закачиваемого агента;

4. Привести расчёт технологической эффективности применения химического реагента «Полисил» в нагнетательных скважинах.

1 ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НЕФТЕОТДАЧИ

Эксплуатация каждого месторождения нефти или газа в начальный период добычи, то есть начиная с момента его открытия и продолжающегося до тех пор, пока источники природной энергии пласта будут не в состоянии самостоятельно обеспечивать проектный уровень добычи, означает работу продуктивных залежей в «режиме истощения». Режим истощения характеризуется падением пластового давления с течением времени эксплуатации объектов разработки. Данный период работы залежей следует относить к первичным методам вытеснения нефти. Конец периода работы продуктивных залежей в «режиме истощения» характеризуется пониженным отбором объёма нефти и увеличением объёма попутно добываемой воды. Точка безубыточности процесса добычи при первичных методах существует до тех пор, пока данные методы способны обеспечивать рентабельный дебит на месторождении в целом. [1]

Первые попытки применения метода увеличения нефтеотдачи были отмечены на нефтяных месторождениях США. Первые подобные месторождения со временем сталкивались с обводнением некоторых скважин. Попутно добываемая вода, за счёт высокой минерализации, содержания в ней следов нефти, а также прочих компонентов требовала утилизации в связи с запретом на сброс такой воды в ближайшие поверхностные источники воды (реки, ручьи, озёра). В 1920-ых годах некоторые компании провели попытки сброса пластовой воды обратно в скважины, которые отмечались высокой обводненностью добываемой продукции. Спустя буквально десять лет, к 1930-му году, закачка воды в высокопроницаемые и пористые пласты превратилась в стандартную нефтепромысловую практику поддержания пластового давления, говоря иначе вторичных методов увеличения нефтеотдачи. [1]

Становление отечественной технологии нагнетания попутно добываемой воды в качестве вытесняющего агента, то есть «заводнения» продуктивных пластов, приходится на конец первого периода (по 1918 г.). А

дальнейшее её совершенствование на пятый период (с 1948 г.) развития отечественной нефтегазопромысловой геологии. Первый, документально подтверждённый отечественный опыт нагнетания воды в пласт для осуществления процесса законтурного заводнения был внедрён в 1948 г на Туймазинском месторождении, что в дальнейшем поспособствовало опробованию различных систем размещения скважин и привело к испытанию системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении. [2]

В теоретическом обосновании, внедрении и последующем развитии данной технологии стоит отметить заслуги таких научных работников, геологов-промысловиков и руководителей крупных нефтегазодобывающих предприятий как: Максимов М.И., Бегишев Ф.А., Денисевич В.В., Ерофеев Н.С., Мустафинов А.Н., Мелик-Пашаев В.С., Крылов А.П., Сургучёва М.Л., Аббасова М.Т. и других. [2]

В рамках современной добычи нефти повсеместно известен тот факт, что на эффективность системы заводнения и как следствие нефтеотдачу влияют различные параметры, как технологические – система взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин, коэффициент вскрытия пласта перфорацией, качество закачиваемого агента и его объёмы закачки, так и геологические – проницаемость, неоднородность пластов по площади и разрезу, гидродинамическая связь эксплуатационных объектов и т.д. Закачиваемый агент с составом низкой эффективности оказывает одно из самых сильных негативных эффектов на продуктивность добывающих скважин, даже при условии увеличения приёмистости нагнетательных. Обычно наблюдается снижение фильтрационных характеристик продуктивного пласта. [3]

Данный факт был замечен при анализе эффективности реализации системы ППД в терригенном пласте Дкт₃ Донецко-Сыртовского месторождения Оренбургской области. Рассматриваемый пласт приурочен к кровле верхнефранских отложений (колганская толща). Покрышкой являются плотные известняки, сам продуктивный пласт представлен переслаиванием

песчаников разнородных с алевролитами и аргиллитами. Отмечается высокая расчленённость пласта (около 17 пропластков) и низкий коэффициент песчаности (0,3 доли ед.). [3]

Основная залежь рассматриваемого пласта была введена в разработку в 1990 г. и в течение 17 лет разрабатывалась единичными скважинами на естественном режиме. Активное разбуривание залежи происходит с одновременным вводом нагнетательных скважин в 2008 г. С этого момента на объекте начата реализация обращённой семиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 700 м. Несмотря на то, что текущая компенсация отборов жидкости закачиваемой водой в последующие годы составляла 92...106 %, отношение средней приёмистости нагнетательных скважин к среднему дебиту жидкости в пластовых условиях выросло с 0,46-0,64 до 3,4-3,8 м³/м³ (при этом оптимальным соотношением для обращённой семиточечной системы является значение около 2,0 м³/м³). При этом средние дебиты жидкости по добывающим скважинам снижались с 75 (2009 г.) до 26 (2013 г.) т/сут, приёмистость увеличилась со 108 до 122 м³/сут, а пластовое давление находилось на стабильном уровне 20,3 МПа. В качестве рабочего агента первые два года использовали попутно добываемую воду, в дальнейшем – пресную, отбираемую с татарского яруса. Исходя из динамики значений данных показателей было сделано предположение о том, что причиной снижения дебитов добывающих скважин, по большей части, является использование для закачки пресной воды, а точнее – её химического состава и свойствами. [3]

Наиболее важными составными частями пластовых вод, взаимодействующими с нефтью, породой и промышленным оборудованием и способными влиять на продуктивность скважин являются растворённые минеральные соли, растворённый газ и микроорганизмы. При этом основным параметром, на который влияют химический состав и другие составные части закачиваемого агента, является смачиваемость. [3]

Исследования, приведённые в работе Ваэля Абдаллы неоднозначно, указывают на то, что различие минерализации, состава и концентрации или pH между закачиваемым агентом и пластовыми рассолами могут привести к изменению смачиваемости, а отсюда к снижению фазовой проницаемости (ОФП). К тому же при снижении температуры кальцит становится гидрофобным. Таким образом, при закачке холодной воды смачиваемость также может измениться. А по мере снижения пластового давления, в процессе разработки месторождения, изменяется состав нефти и как следствие из-за смещения точки начала осаждения асфальтенов, смол и парафинов, последние имеют свойство формировать отложения в коллекторе, тот же эффект может наблюдаться при снижении температуры. Как результат имеет место снижение фильтрационной способности, а также изменение смачиваемости.

[3]

1.1 Геолого-физические характеристики разрабатываемых залежей

Как уже отмечалось выше, ключевым фактором при подборе нагнетаемого агента с определённым составом является учёт геологической обстановки, а именно геолого-физические характеристики продуктивных залежей. Наиболее значительной является информация о фильтрационных (проницаемость), емкостных (пористость), термобарических (пластовые температура и давление), литолого-петрофизических свойствах пород (тип коллектора), слагающих залежи, а также об основных физико-химических свойствах пластовых флюидов.

Имеется два ключевых понятия при разграничении эксплуатационных объектов от остальных: коллектор и неколлектор. Разница в двух данных понятиях проявляется именно в разности ФЕС. Коллектор как правило обладает способностью к аккумуляции и отдаче насыщающих его флюидов при определённых условиях. Говоря иначе, он обладает подходящими для этого свойствами проницаемости и пористости. Неколлектором называется порода, которая также может содержать углеводороды (газ, нефть) но

возможность их добычи практически исключена, в силу отсутствия ФЕС при которых возможна нефтеотдача. [2]

Под фильтрационно-емкостными свойствами подразумевают два фундаментальных термина, пористость и проницаемость. Два данных термина составляют основу всех гидродинамических процессов, происходящих в пластовых условиях.

Пористость характеризует емкостные свойства породы-коллектора и определяется наличием в ней пустот (пор, каверн). Разновидность пористости представлена общей (абсолютной) пористостью и открытой (взаимосвязанной) пористостью. [4]

Общий объём пор породы-коллектора характеризуется общим коэффициентом пористости (1), объём связанных пор – коэффициентом открытой пористости (2):

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_o}, \quad (1)$$

$$m' = \frac{V_{\text{о.пор}}}{V_o}, \quad (2)$$

где $V_{\text{пор}}$ – общий объём всего пустотного пространства породы, в том числе поры, каверны, трещины, связанные и несвязанные друг с другом, $V_{\text{о.пор}}$ – общий объём сообщающихся пор, V_o – объём породы. [4]

По размеру поровое пространство коллекторов нефти и газа условно разделено на несколько групп: 1) сверхкапиллярные – диаметром 2-0,5 мм; 2) капиллярные – 0,5-0,0002 мм (до 0,2 мкм); 3) субкапиллярные – менее 0,0002 мм (менее 0,2 мкм). Открытая пористость коллекторов нефти и газа имеет разные значения в довольно широких пределах – от пары процентов до 35%, в большинстве случаев значения открытой пористости составляют 12-25%. Если брать во внимание литологический тип коллектора, то терригенные коллекторы имеют диапазон значений пористости 12-25%, карбонатные коллекторы 20-35 %.[2]

Как известно, по более крупным по размерам каналам пустотного пространства движение нефти происходит свободно, в капиллярных каналах движение может происходить преимущественно за счёт капиллярных сил. В субкапиллярных каналах флюид является практически неподвижным. Породы, в которых пустотное пространство представлено субкапиллярными каналами, даже при условии средних и высоких значений коэффициента пористости, практически непроницаемы для жидкостей и газов.

Соответственно коэффициент пористости и проницаемости не во всех случаях коррелируют между собой для полноценной оценки фильтрационно-емкостных характеристик продуктивного пласта. [2]

Проницаемость характеризует способность породы пропускать различные фазы (нефть, газ, вода). Поток, движущийся в пласте, обычно представляет собой смесь различных фаз, проницаемость одной и той же породы для каждой фазы будет разной и зависит она от количества и качественного состава. Поэтому в зависимости от количества движущихся в потоке фаз проницаемость различают на абсолютную, фазовую (эффективную) и относительную. [4]

Абсолютная проницаемость подразумевает насыщение породы одним флюидом, химически не взаимодействующим с породой. Величина абсолютной проницаемости выражается коэффициентом проницаемости k_{np} (6), который в стандартном виде выражается из формулы линейного закона фильтрации Дарси:

$$k = \frac{Q\mu L}{\Delta P F}, \quad (3)$$

где Q – объёмный расход жидкости в единицу времени, μ – вязкость жидкости, L – длина фильтруемого участка, ΔP – перепад давления, F – площадь фильтрации.

Фазовая (эффективная) проницаемость описывает проницаемость породы для определённой фазы при наличии в ней многофазных систем.

Относительной фазовой проницаемостью называется отношение фазовой проницаемости для данной фазы к абсолютной проницаемости (4):

$$k'_\phi = \frac{k_\phi}{k}, \quad (4)$$

где k_ϕ – фазовая проницаемость, k – абсолютная проницаемость. [2]

Обычно относительная проницаемость зависит от того каким образом достигается насыщенность её пористой среды какой-либо фазой. Проверим это на примере опыта, в котором подразумевается два способа насыщения пористой среды породы-коллектора:

- 1) Первичный отбор флюида;
- 2) Вторичное пропитывание.

Данная зависимость выражается графиками кривых относительной фазовой проницаемости при различных способах насыщения пористой среды гидрофильной породы (рисунок 1 а, б).

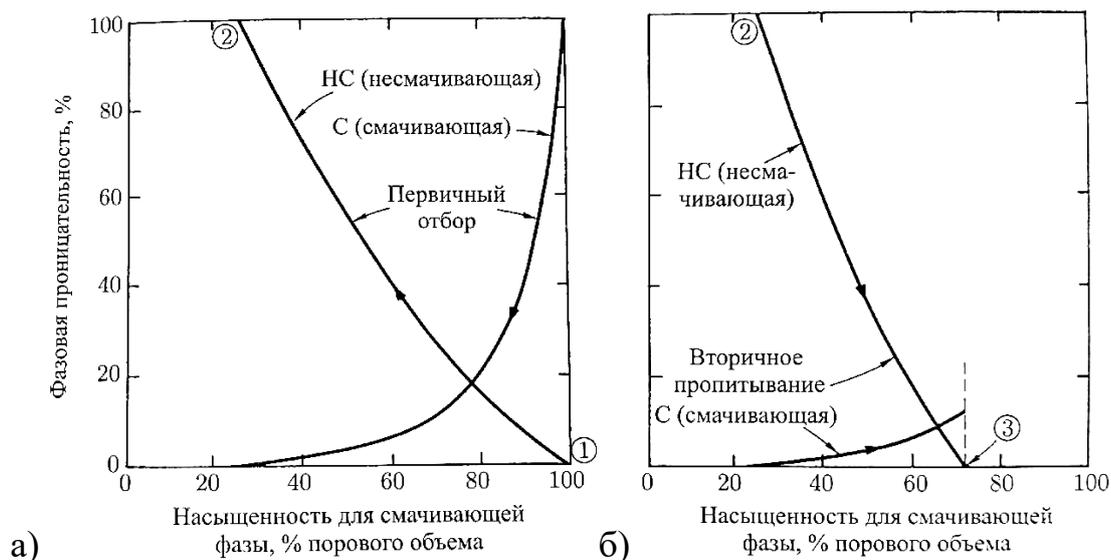


Рисунок 1 – Кривые относительной фазовой проницаемости:

- а) при первичном отборе флюида и б) при вторичном пропитывании сильно гидрофильной породы [5]

Из рисунка 1а следует, что при начальном значении смачивающей фазы около 25% относительная фазовая проницаемость для несмачивающей фазы максимальна (100%), отсюда же наблюдается обратная ситуация. Вывод

гласит о прямой зависимости относительной фазовой проницаемости от определённого процентного насыщения порового объёма какой-либо фазой.

При вторичном смачивании (рисунок 1б) кривая для смачивающей фазы ведёт себя аналогичным образом, в то время как относительная фазовая проницаемость для несмачивающей фазы имеют нулевое значение при насыщении 70% объёма порового пространства смачивающей фазой. При соотнесении двух графиков наблюдается явление гистерезиса для несмачивающей фазы в зависимости от способа достижения насыщенности порового пространства породы-коллектора. [5]

Данные зависимости указывают на то, что при выборе определённых МУНов значительную роль играют такие понятия как начальная насыщенность пласта определённой фазой, а также метод, при котором производилось насыщение порового пространства. Следует учитывать, что в стандартной практике, когда настанет необходимость в подключении методов по интенсификации притока, значения насыщенности порового пространства какой-либо фазой отличаются от начальной. Отталкиваясь от показателей проницаемости по одной фазе можно косвенно судить о том, какова насыщенность поровой среды коллектора по второй.

Гидропроводность пласта – характеризует способность системы пропускать жидкость сквозь поровое пространство. Данная характеристика является комплексной, то есть состоит из нескольких параметров, которые приведены в формуле (5):

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}, \quad (5)$$

где k – проницаемость породы, h – толщина пласта, μ – вязкость жидкости. В обычной практике значение данного коэффициента определяется при проведении гидродинамических исследований пластов и скважин. [6]

Нефтенасыщенность параметр, определяющий количество нефти содержащейся в пустотном пространстве породы-коллектора. Начальное распределение нефти, газа и остаточной воды, как можно понять из теории,

описанной в пункте про относительную фазовую проницаемость, оказывает значительное влияние на процессы движения нефти и её вытеснение водой. Величина нефтенасыщенность характеризуется коэффициентом нефтенасыщенности, который определяется как отношение объёма нефти, содержащейся в порах, к общему объёму этих пор (6).

$$S_H = \frac{V_H}{V_{\text{пор}}}, \quad (6)$$

где V_H – объём пор занятых пластовой нефтью, $V_{\text{пор}}$ – общий объём пор.

[2]

Водонасыщенность (S_B) и **газонасыщенность** (S_G) продуктивных залежей определяется аналогичными формулами. Сумма коэффициентов водо- газо- и нефтенасыщенности пласта равняется единице. По водонасыщенности можно судить о параметрах смачиваемости пласта, так, к примеру гидрофобными породами можно считать породы имеющие значения коэффициента водонасыщенности менее 0,1. При значении водонасыщенности более 0,1 порода характеризуется как гидрофильная. [2]

Отнесение коллектора к гидрофильному и гидрофобному обуславливается последующим пониманием процесса вытеснения нефти водой, как правило в гидрофильных пластах процесс протекает с большим количеством вытесняемой нефти. В таких пластах нефть, являясь несмачивающей фазой проскальзывает по плёнке воды, формирующейся на поверхности зёрен породы. В гидрофобных пластах нефть при движении связывается с поверхностью зёрен, образуя плёнку, которая не задействуется в процессе фильтрации, вследствие чего увеличивается значение остаточной нефтенасыщенности. [2]

Остаточная нефтенасыщенность определяет какая часть от начальных геологических запасов нефти останется в породе, после окончания добычи в режиме естественной пластовой энергии, либо после применения каких-либо методов по вытеснению нефти из пласта, к примеру, заводнения.

В случае применения таких МУНов как заводнение, остаточная нефтенасыщенность — это показатель эффективности таких методов по вытеснению нефти и чем меньше его значение, тем выше эффективность вытеснения. [1]

В работах Сургучёва М.Л. отмечено, что остаточные запасы нефти, в зависимости от причин невозможности её извлечения, количественно распределены на 4 группы:

- 1) Нефть, оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой (27 %);
- 2) Нефть в застойных зонах однородных пластов (19%);
- 3) Нефть, оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами (24%);
- 4) Капиллярно-удержанная и пленочная нефть (30%).

Для первых трёх групп остаточной нефти основной причиной невозможности их извлечения является макронеоднородность пласта. Для четвертой группы причинами являются:

- Наличие капиллярных силы, которые удерживают нефть в поровом пространстве, тем самым формируя защемлённую нефть, которая не вовлекается в процесс фильтрации, даже при наличии больших давлений, создаваемых при нагнетании воды;
- Гидрофобный характер породы – коллектора, в таких случаях нефть удерживается на поверхности зёрен породы, формируется так называемая плёночная нефть.

Также присутствие такого аспекта как «утяжеление» нефти в процессе разработки продуктивных залежей – оказывает влияние на количество остаточной нефти в коллекторах, происходит это вследствие падения пластового давления с течением времени разработки. [7]

Литологические типы пород-коллекторов. С геологической точки зрения породы-коллекторы слагающие залежи месторождений нефти и газа в основном представлены терригенными и карбонатными породами.

Продуктивные пласты, сложенные терригенными породами представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами и глинами. Терригенные породы, как правило, относятся к коллекторам порового типа (рисунок 2а), то есть их пустотное пространство представлено в большей степени порами, поскольку такие породы в основе своей являются сцементированными обломками, преимущественно окатанной формы. Пространство, в котором отсутствует минеральный цемент, образует форму поры.

Карбонатные породы составляющие продуктивные залежи нефти и газа представлены в основе своей известняками и доломитами. Для карбонатных коллекторов структура порового пространства характеризуется прежде всего трещиноватостью (рисунок 2б), хотя в них также имеет место и пористость, но поры обычно образованы за счёт вторичных факторов, к примеру, таких как выщелачивание. [4]

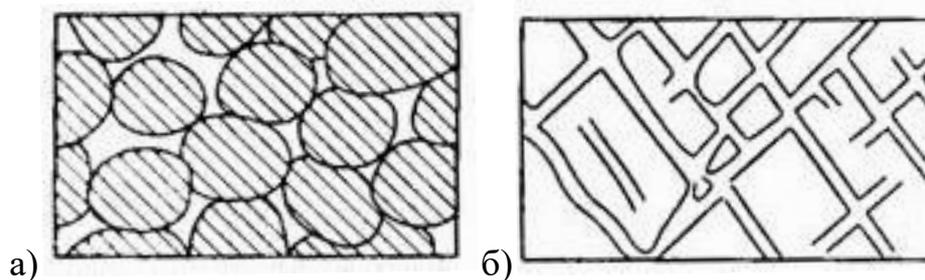


Рисунок 2 – Структура пустотного пространства:

а) порового коллектора, б) трещинного

Карбонатные и терригенные коллекторы за счёт различия в структуре порового пространства отличаются по величине удельной поверхности, которая подразумевает суммарную поверхность пустот, содержащихся в единице объёма образца. От данного показателя зависит содержание остаточной воды, нефтегазонасыщенность, адсорбционная способность породы и так далее. При низких и средних значениях проницаемости удельная поверхность карбонатных коллекторов значительно меньше, чем терригенных. При высокой проницаемости их удельные поверхности практически совпадают. Это значит, что коэффициент нефтенасыщенности

низкопроницаемых и среднепроницаемых карбонатных коллекторов значительно выше, чем в терригенных. [2]

В отношении характеристики смачиваемости, и тот и другой вид коллектора обладают избирательной смачиваемостью, то есть в зависимости от условий образования пород и других факторов по глубине всего разреза могут быть как гидрофильными, так и гидрофобными. В карбонатных коллекторах гидрофобизация обычно связана с влиянием постседиментационных процессов, образование вторичной пористости, кавернозности. В терригенных коллекторах гидрофобизация возрастает с уменьшением глинистости.

Важно отметить, что в сравнении с кварцем, зёрна которого входят в состав терригенных пород, карбонатные минералы характеризуются больше гидрофобностью, соответственно степень гидрофобизации карбонатных пород выше, чем у терригенных.

В отношении разработки продуктивных залежей, в целом карбонатные пласты в большей степени обладают слоистой и зональной неоднородностью по литологическим, фильтрационно-емкостным и упруго-механическим свойствам. [8]

Термобарические условия продуктивных пластов

Каждое месторождение, в частности отдельно взятые залежи углеводородов имеют свои специфичные условия залегания. При их разработке, в любом режиме работы объектов эксплуатации, ключевое значение играет учёт условий температурного фона и пластового давления. До начала разработки залежей все их физические параметры, включая температуру и давления – находятся в термодинамическом равновесии. Свойства залегающих флюидов (плотность, вязкость, фазовое состояние) также уравновешены, при неизменной термобарической обстановке. При внесении изменений в данную уравновешенную систему происходит изменение как свойств пород-коллекторов, так и залегающих в них флюидов. К примеру, при вскрытии скважиной образуются области с резкими

градиентами давлений, стягивающимися к забою скважины. В радиусе данной области, флюиды претерпевают различные фазовые превращения, запускаются механизмы активного взаимодействия между различными фазами. [9]

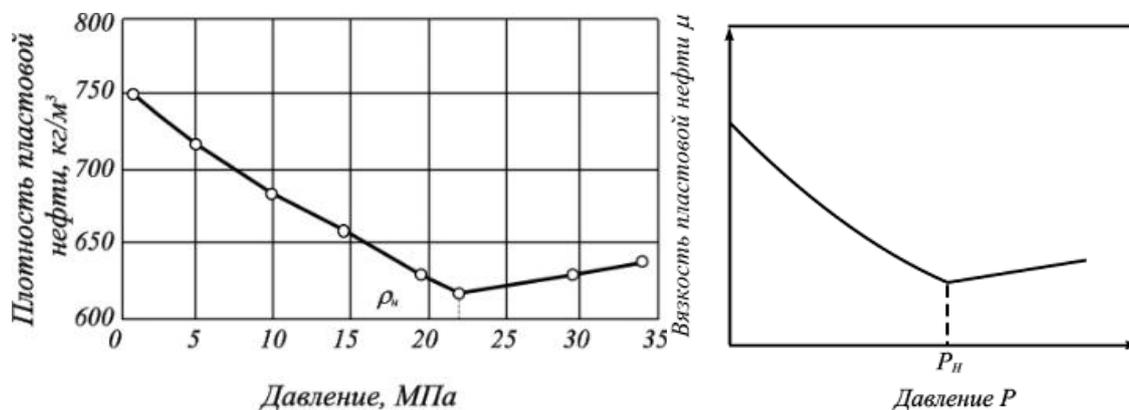


Рисунок 3 – Зависимость свойств нефти от давления [9]

По данным графикам можно проследить нелинейный характер зависимости плотности и вязкости нефти от давления, то есть если рассматривать данные зависимости в сторону уменьшения давления можно сделать вывод что вязкость и плотность нефти увеличиваются вследствие падения давления ниже давления насыщения, из-за чего происходит выделение растворённого газа. При превышении пластового давления над давлением насыщения нефти газом, происходит обратная ситуация, вязкость возрастает.

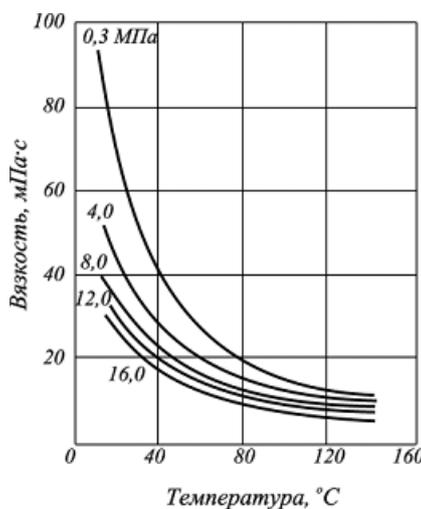


Рисунок 4 – Зависимость вязкости нефти от температуры [9]

В случае с температурой, зависимость хоть и имеет вид кривой, но носит практически линейный характер. Из графика выше видно, что с повышением температуры уменьшается вязкость нефти.

Данные зависимости свойств нефти, имеющие важное значение в процессе их вытеснения закачиваемым агентом, говорят о том, что для более эффективного процесса вытеснения и увеличения нефтеотдачи, необходимо соблюдать соответствующие термобарические условия так, чтобы их сдвиги не привели к последующим осложнениям. К примеру, на Якушинском месторождении, в период 1961-1980 г. при заводнении активно использовалась, наряду со сточными водами, вода из поверхностных источников, с пониженной температурой. Подобные решения по выбранному вытесняющему агенту не могли не отразиться на физико-химических свойствах флюидов и условиях залегания самого пласта. Вследствие применения низкотемпературного агента были отмечены такие проблемы как, гипсообразование в пласте и стволе скважин, возникла проблема с охлаждением пластовой системы, которая привела к изменению вязкостных свойств нефти и воды, а также образованию АСПО. [10]

Нарушение термобарических условий также ведёт к выпадению солей в пласте и ПЗП. В пластовых условиях, при постоянных давлениях и температуре в водных растворах углекислых соединений существует динамическое равновесие, при повышении температуры CO_2 удаляется из системы, что приводит к сдвигу химического равновесия и выпадению осадка карбоната кальция. [11]

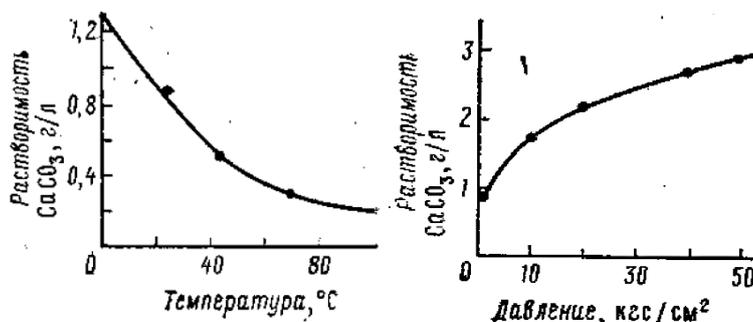


Рисунок 5 – Влияние температуры и давления на растворимость карбоната кальция в растворе [11]

По графикам растворимости карбоната кальция в растворе можно сделать вывод о прямом влиянии условий температуры и давления на данный процесс. При повышении температуры растворимость карбоната кальция снижается, соответственно увеличивается его доля способная выпасть в малорастворимый осадок. Обратная зависимость наблюдается при увеличении давления.

В рамках применения дополнительных агентов в комплексе с закачиваемой водой, стоит отметить некоторое влияние термобарических условий на их состояние и эффективность. Так, к примеру, с повышением температуры пласта более 70°C происходит разрушение молекул полимеров, процесс так называемой деструкции. Термобарические условия, в целом влияют на скорость протекания любых реакций, будь то взаимодействие ПАВов с поверхностью породы или скорость процесса гелеобразования, при применении гелеобразующих составов.

Минерализация пластовых и закачиваемых вод является одним из важнейших факторов, влияющих на нефтевытесняющую способность, также оказывает значительное влияние на фильтрационные характеристики пласта при закачке агента различной минерализации и на состояние агента, находящегося в составе нагнетаемой воды (ПАВы, полимеры, щёлочи и т.д.).

В составе пластовой воды имеются как высокорстворимые соединения NaCl , CaCl_2 , MgCl_2 , FeCl_2 , NH_4Cl и др., так и с низкой растворимостью CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4 . По степени минерализации, или по содержанию растворенных солей, подземные воды подразделяются на следующие виды:

- пресные, содержащие до 1 г/ л растворенных веществ;
- солоноватые, содержащие 1-10 г/л солей;
- соленые (10-50 г/л);
- рассолы (свыше 50 г/л).

Для различных месторождений минерализация пластовых вод изменяется в пределах от 15 до 3000 г/л. Как правило степень минерализации возрастает с глубиной залегания продуктивных горизонтов. Для поддержания пластового давления, в стандартной практике заводнения, используют либо сточные воды (85-88% пластовые воды, 10-12% пресные и около 3% ливневые воды) и пресные воды. [12]

Одной из насущных проблем при закачке нагнетаемого агента это его совместимость с пластовой водой, а именно последствия несовместимости, которые часто являются в виде выпадения солей в осадок. Выпадение любого вещества в осадок происходит в том случае, если его концентрация в растворе превышает равновесную для данных условий. [11]

$$C_i > C_{i\text{РАВН}} \quad (7)$$

Такое превышение возможно в двух случаях:

- 1) возрастание фактической концентрации C_i ;
- 2) снижение равновесной концентрации $C_{i\text{РАВН}}$.

Случай под номером 2 реализуется при изменении условий, например в результате изменения температуры, давления, испарения воды, выделения газов изменяется и равновесная концентрация растворённых веществ. Говоря иначе, основная причина образования и отложения солей – изменение термодинамического, в частности, карбонатного, сульфатного равновесия, обусловленное снижением температуры и давления в пласте.

Первый случай наиболее актуален при пересыщении раствора растворимой солью по причине смешения вод одного типа, но с разной концентрацией ионов, например, при закачке воды, содержащей бикарбонат кальция, в пласты с высокой температурой равновесие реакции сдвигается вправо и в результате реакции малорастворимые соединения выпадают в осадок. Также имеет место случай смешения вод различных типов, к примеру, в пластовой воде растворены хлоркальциевые соли, а в нагнетаемой воде карбонат калия, в результате такой реакции снова образуются малорастворимые соединения. [11]

Образование нерастворимых или малорастворимых соединений при смешении нагнетаемой и пластовой вод может являться одной из причин возрастания фильтрационного сопротивления при закачке воды в пласт. [11]

Степень минерализации пластовых вод также оказывает влияние на глиносодержащие породы. Как было выявлено неоднократными исследованиями снижение минерализации закачиваемой воды с 40 до 10 г/л может уменьшить проницаемость 1,5 – 2 раза. Происходит это по причине того, что как известно глинистые минералы обладают свойством набухать. [13]

Под набухаемостью понимают способность глинистых пород увеличивать объём в процессе взаимодействия с водой или водными растворами. Данный процесс происходит в две стадии: первая – адсорбционное или внутрикристаллическое набухание, вторая – макроскопическое или «осмотическое» набухание. На первой стадии глинистая порода впитывает влагу за счёт адсорбции молекул воды поверхностью глинистых частиц и межслоевыми промежутками кристаллической решётки глинистых материалов. Данная стадия практически не влияет на изменение объёма породы. На второй стадии набухания поглощение влаги осуществляется с помощью осмотического давления. Оно возникает вблизи поверхностных глинистых частиц за счёт избыточной концентрации многочисленных обменных катионов, отошедших с поверхности глинистых частиц. [13]

Набухание глин приводит к уменьшению объёма пор, из-за чего снижается и проницаемость. Для прокачки необходимых объёмов воды через подобные породы будет необходимо увеличение давления закачки, что в свою очередь может привести к возникновению автоГРП. [13]

1.2 Фундаментальные принципы взаимодействия различных фаз в пластовых условиях

Свойство породы-коллектора пропускать через себя флюиды зависит от наличия в ней флюидов не способных к взаимному растворению, иначе говоря, несмешивающихся (вода-нефть, газ-нефть, вода-газ, газ-нефть-вода).

Две или более фазы не смешиваются при определённых условиях давления и температуры, если в течение длительного для образования фазового равновесия времени формируется различимая поверхность раздела фаз. Нефть и вода не смешиваются практически при любых пластовых и поверхностных условиях в силу их низкой взаимной растворимости.

Межфазное натяжение одна из важнейших термодинамических характеристик поверхности раздела фаз, оно определяется как энергия, которую необходимо затратить на создание единицы площади данной поверхности.

Согласно правилу Антонова, межфазное натяжение на границе двух несмешивающихся жидкостей равно разности поверхностных натяжений этих жидкостей на границе с воздухом в условиях взаимного насыщения (8):

$$\sigma_{ж1/ж2} = \sigma_{ж1/возд.} - \sigma_{ж2/возд.} \quad (8)$$

Обычно значения МФН в системах нефть-вода составляет около 10-30 мН/м при 25⁰С. Величина значений межфазного натяжения определяет степень смешиваемости, то есть чем меньше данное значение, тем больше их способность к взаимному растворению. К примеру, если условия воздействия на жидкую фазу достигают критической точки, то её свойства становятся практически неотличимыми от свойств газовой фазы и наоборот.

Такой параметр как межфазное натяжение крайне важен при регулировании процесса фильтрации флюидов в мелких капиллярах, так как величина капиллярных сил в водонефтеносных пластах определяется значениями межфазного и поверхностного напряжения, а также однородностью поровой среды породы-коллектора, формой её пор и параметрами смачивания.

Смачиваемость является комплексным свойством жидкостей и твёрдого тела, в пластовых условиях данное свойство оказывает значительное влияние на распределение флюида в породе и на его капиллярные свойства. В условиях двух несмешивающихся жидкостей, одна из них может находиться в большем контакте с поверхностью и имеет большую силу притяжения к ней, в отличие от другой. Жидкость, находящаяся в большем контакте с поверхностью, определяется как смачивающая, вступающая в наименьшее взаимодействие – несмачивающая.

Степень смачиваемости зависит от равновесного положения границы между жидкостями (вода, нефть) и твёрдым телом (рисунок 6).

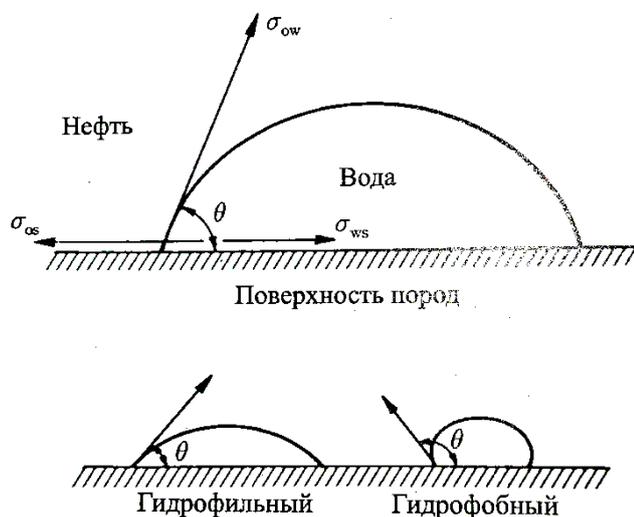


Рисунок 6 – Смачиваемость системы нефть-вода-твёрдая фаза

В точке соприкосновения трёх фаз действуют силы: $\sigma_{нт}$ – межфазное натяжение между твёрдой поверхностью и нефтью; $\sigma_{вт}$ – межфазное натяжение между твёрдой поверхностью и водой. Угол смачивания θ измеряется между твёрдой поверхностью и водной по касательной $\sigma_{ов}$ (нефть-вода) к поверхности раздела и линией контакта. Мерой смачиваемости поверхности служит величина угла смачивания θ .

- Гидрофильные системы имеют значение угла близкие к нулю.
- Гидрофобные системы могут иметь углы смачивания до 180° .
- Система имеет промежуточную смачиваемость, в случае если угол смачивания составляет около 90° .

Характер смачиваемости системы представлен на рисунке 7.

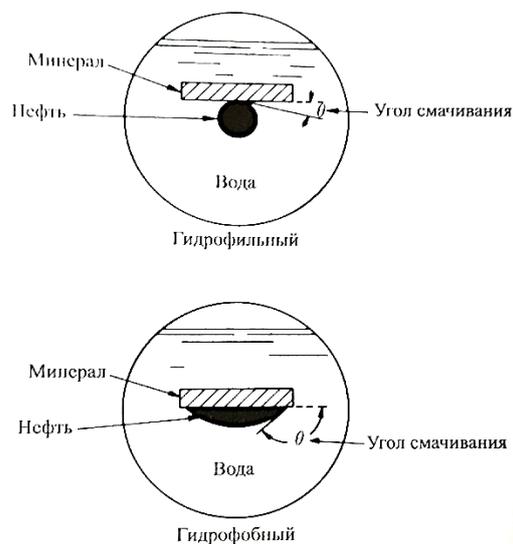


Рисунок 7 – Характер смачиваемости системы в зависимости от угла смачивания

Величина угла смачивания в сильной степени изменяется в зависимости от присутствующих в системе типа жидкостей и твёрдого тела, то есть свойства жидкостей не единственный фактор, влияющий на смачиваемость породы-коллектора.

В качестве наглядного сравнения на рисунке 8 представлены четыре системы, в которых выражен гидрофильный, промежуточный и гидрофобный характер фаз на поверхности кварца и кальцита. Состав углеводородов, изображённых на рисунке 8, включает все основные компоненты в составе пластовой нефти. Исходя из состава углеводородной фазы и степени её взаимодействия с поверхностью состояние смачиваемости может изменяться.

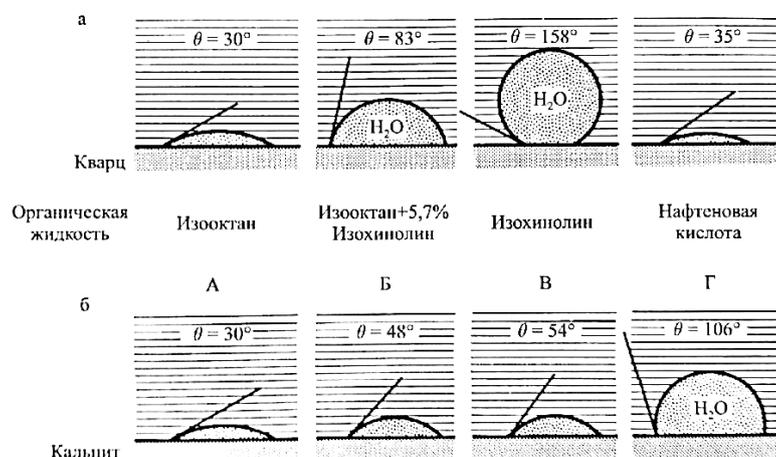


Рисунок 8 – Углы смачивания: а) на поверхности кварца и б) на поверхности кальцита

В системе двух жидкостей изооктан-вода (А) характер смачиваемости одинаково гидрофильный как для поверхности кварца, так и кальцита. Система жидкостей (Б) характеризуется промежуточной смачиваемостью в отношении кварца и проявляет гидрофильные свойства на кальците. Для системы изохинолин-вода (В) отмечается полная смена смачиваемости кварца в сравнении с кальцитом. Пара жидкостей нафтеновая кислота-вода (Г) напротив характеризуется гидрофильностью на поверхности кварца, и имеет промежуточную смачиваемость на кальците. По данному примеру можно сделать вывод, что характер смачиваемости, помимо других факторов, зависит также от минерального состава породы и свойств системы жидкостей. К примеру, микроскопическими исследованиями поверхности зёрен песчаника Северного Бурбанка выявлено, что при их практически полном покрытии шамозитовой глиной порода имеет явный гидрофобный характер.

Основными факторами смачиваемости породы-коллектора являются:

1) компоненты нефти (полярные соединения, содержащиеся в смолах и асфальтенах - дифильны, то есть могут обладать гидрофильными и гидрофобными характеристиками одновременно, по этой причине они способны изменять смачиваемость поверхности с гидрофильной на гидрофобную);

2) химические свойства пластовых «рассолов»;

3) условия на поверхности минералов (температура, давление);

4) история формирования насыщения (на стадии формирования пласта, порода приобретает характер смачиваемости в зависимости от «материнской» среды, таковой является вода, соответственно изначально порода-коллектор имеет гидрофильный характер, но в результате миграции углеводородов свойства смачиваемости пласта могут измениться и оказать значительное влияние на динамику его разработки).

Капиллярное давление одна из основных характеристик поровой среды породы-коллектора. Капиллярное давление напрямую связано со смачиваемостью поверхности и межфазным натяжением. Простой опыт с опусканием сосуда (капилляра) в воду показывает, что высота поднятия столбика жидкости в сосуде тем больше, чем меньше радиус капилляра (рисунок 9), а также формирование на границе двух фаз (вода-воздух) «мениска» определённой формы, это указывает на присутствие фактора смачиваемости. Данная форма мениска (вогнутая) явно свидетельствует о гидрофильном характере стенок сосуда, по причине образования угла смачивания на границе вода-стенка сосуда, значение которого близко к нулю.

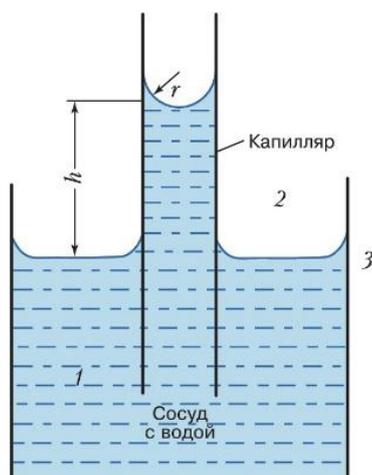


Рисунок 9 – Работа капиллярного давления

В основе своей капиллярные силы сформированы разностью давлений несмачивающей и смачивающей фазы. Из подобных опытов было выведено уравнение Лапласа, описывающее разность давлений для двух граничащих фаз:

$$P_{\text{несм.фаз}} - P_{\text{см.фаз}} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}, \quad (9)$$

где σ – межфазное натяжение на границе вода-нефть, θ – угол смачивания, r – радиус капилляра.

Смачиваемость поверхности стенок сосуда водой объясняется работой адгезии (10), то есть за счёт сильного взаимодействия воды и стенок сосуда уровень столбика стремится вверх.

$$A_T = \sigma \cos \theta, \quad (10)$$

где A_T – работа адгезии.

Продуктивный пласт можно представить как систему случайно расположенных капилляров разных размеров. Большинство пород-коллекторов по своим характеристикам смачиваемости являются гидрофильными, то есть они способствуют поднятию воды по тончайшим (менее 0,1 мм) капиллярам. При этом нефть не способная преодолеть силы капиллярного давления, при этом также являясь не смачивающей жидкостью, вытесняется в поры с наибольшим размером, ведь чем больше радиус капилляра, тем меньше капиллярные силы. В условиях принудительного вытеснения нефти водой, процесс в гидрофильном пласте протекает менее энергозатратно с технологической точки зрения. Нефть, произвольно вытесняясь из мелких пор, перетекает в более крупные, увеличивая тем самым общий поток движущейся нефти (рисунок 10 а).

Если же порода-коллектор является гидрофобной происходит обратная ситуация. Вода, обтекая мелкие поры, движется в наиболее крупные по размеру и опережает движение нефти к скважине, тем самым происходит струйная фильтрация воды, при этом большая часть нефти остаётся в пласте (рисунок 10 б).

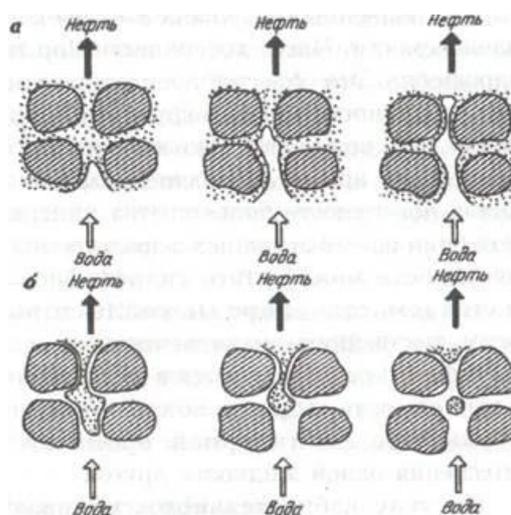


Рисунок 10 – Фильтрация нефти и воды в: а) гидрофобном,
б) гидрофильном пластах

Из вышеописанного можно сделать вывод о том, что силы капиллярного давления зависят от характера смачиваемости поверхности для

определённой жидкости. Данная зависимость практически линейная, для наглядного примера отображена на рисунке 11.

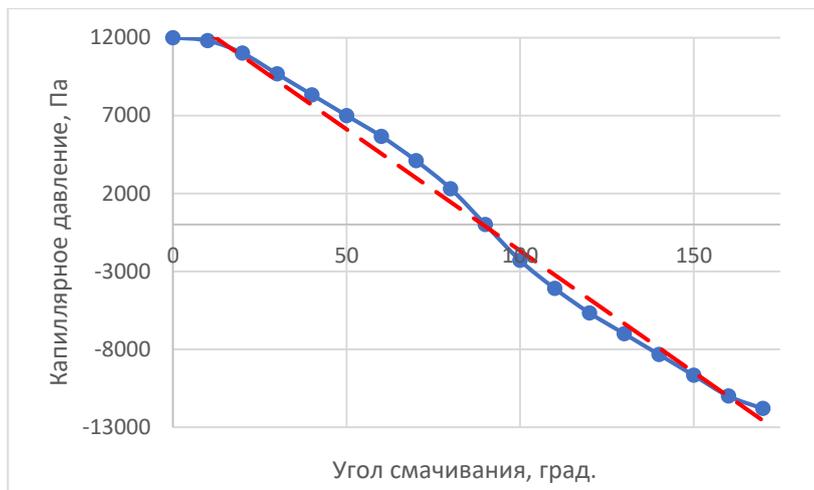


Рисунок 11 – Зависимость капиллярного давления от смачиваемости

Отношения вязкостей безразмерная величина, характеризующая различие физических свойств нефти и вытесняющего агента (11).

$$\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_B}, \quad (11)$$

где μ_0 – безразмерная вязкость, μ_n – вязкость нефти, μ_B – вязкость воды.

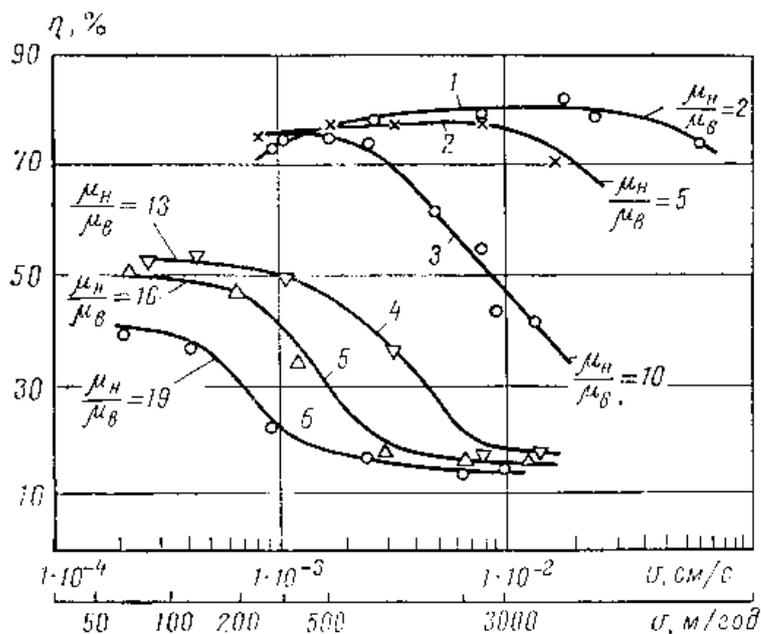


Рисунок 12 – Зависимость безводной нефтеотдачи от отношения вязкостей и скорости вытеснения

На рисунке 12 выделено 6 кривых, из анализа каждой кривой можно отметить то, что для каждого значения соотношения вязкостей существует определенный диапазон скоростей вытеснения, при которых безводная нефтеотдача остаётся постоянной или практически стабильной. По мере увеличения значения отношения вязкостей диапазон скоростей, при которых происходит устойчивое продвижение фронта вытеснения – уменьшается. С увеличением скорости вытеснения, безводная нефтеотдача также уменьшается, связано это с увеличением вязкостной неустойчивости, которая в свою очередь приводит к возникновению «языков» воды, являющихся причиной быстрого роста обводнённости продукции, а также увеличивается количество нефти не участвующей в процессе фильтрации.

Добиться стабильного вытеснения с безводной нефтеотдачей, практически невозможно, так как с течением времени или любыми изменениями скорости вытеснения нефтеотдача начнёт снижаться. Но уменьшая значение отношения вязкостей нефти и вытесняющего агента можно добиться большей нефтеотдачи.

1.3 Сущность механизмов фильтрации нефти в процессе вытеснения

По механизму взаимодействия вытесняющего агента с пластовой нефтью процесс её вытеснения можно разделить на два вида, это смешивающееся и несмешивающееся вытеснение. В пластовых условиях механизм их взаимодействия с углеводородами в основном отличается, хотя и имеет общие точки соприкосновения. Соответственно и процессы фильтрации, описываемые формулами гидродинамических процессов, для каждого из этих видов вытеснения будут отличаться.

Тем не менее, для понимания принципиального отличия двух видов вытеснения, необходимо рассмотреть их базовые понятия, основные виды применяемых агентов, описать некоторые физико-химические процессы, происходящие при взаимодействии с пластовой нефтью.

Смешивающееся вытеснение предполагает некое отсутствие границ между фазами, то есть отсутствие поверхности раздела между вытесняемой и вытесняющей фазами. В данных условиях подразумевается отсутствие капиллярных сил, соответственно нефть из областей пласта, охваченных таким вытеснением, вымывается с большей эффективностью, нежели при стандартном заводнении.

Для смешения закачиваемого агента с пластовой нефтью используют так называемые растворители, а для их наиболее эффективной взаимной смешиваемости необходимы определённые термобарические условия, а также наличие в составе нагнетаемого агента промежуточных углеводородных компонентов. Состав вытесняющего агента, при котором может быть обеспечено его смешивание с нефтью определяют по корреляциям Бингама (рисунок 13). После получения приблизительных оценок, необходимо их подтверждение с воссозданием пластовых условий и наличием пластовой нефти, планируемой к вытеснению.

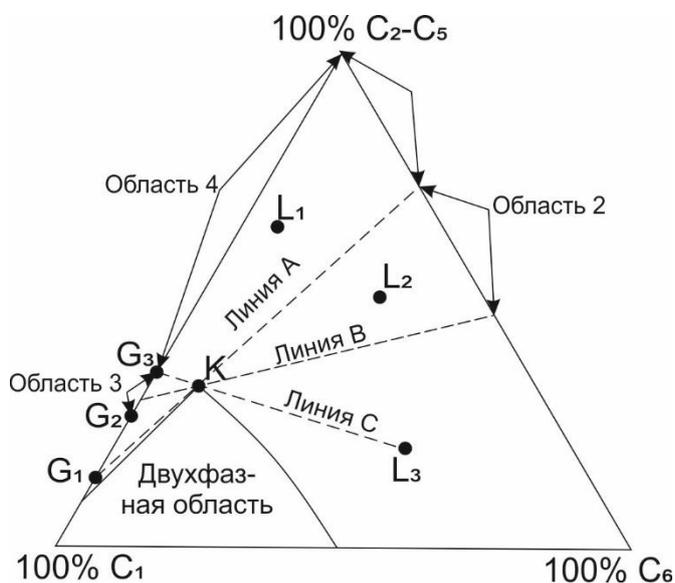


Рисунок 13 – Треугольная диаграмма смешимости

L – состав нагнетаемого агента, G – состав пластовой жидкости, К – точка схождения

В условиях, когда продвижение оторочки из смешивающегося с нефтью агента обеспечивается сухим газом, возможно обогащение сухого газа тяжёлыми компонентами, при его контакте с остаточной нефтью. Вследствие

этого процесса возможно достижение смешения при более низком давлении, чем при давлении полной смесимости.

В качестве агентов для продвижения оторочки растворителя, помимо воды обычно применяют газ нескольких типов: 1) сухой природный газ (с содержанием метана более 90%); 2) жирный природный газ; 3) кислые газы – CO_2 , SH_4 .

При применении методов смешивающегося вытеснения коэффициенты извлечения нефти могут увеличиться на 20% по сравнению с обычным заводнением. На рисунке 14 иллюстрируется простой пример физических принципов процесса смешивающегося вытеснения, также наглядно изображён прирост добычи, который достигается по его результатам.

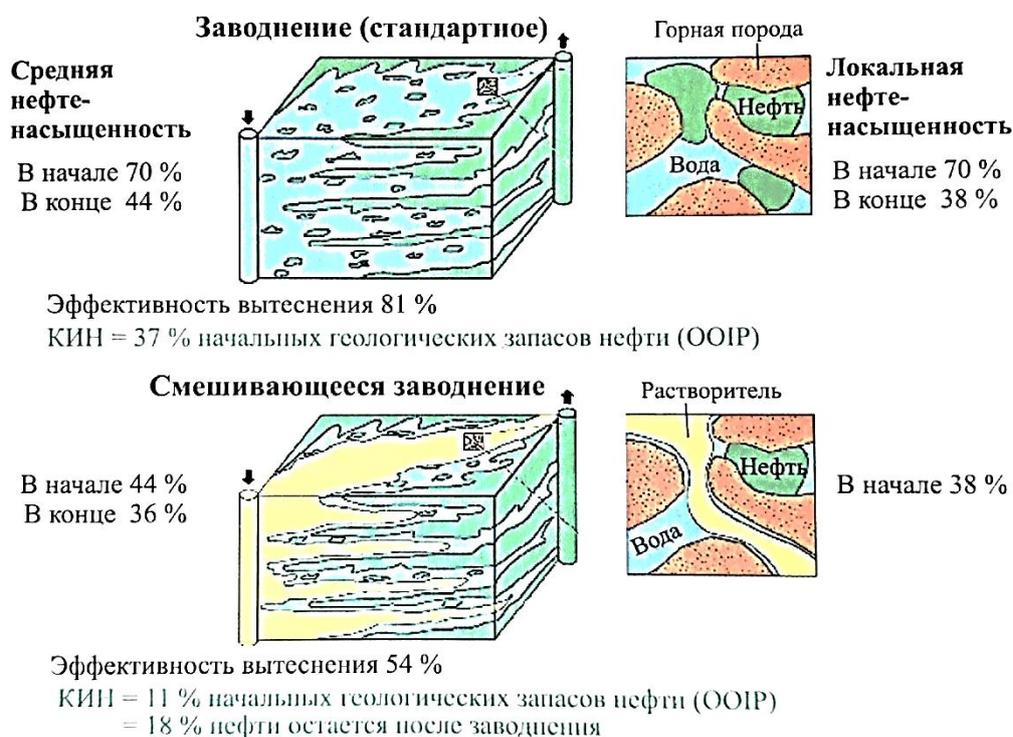


Рисунок 14 – Пример реализации смешивающегося заводнения

Данный пример основан на результатах моделирования коллектора Минс-Лауэр Сан-Андрес (Западный Техас).

В тоже время, несмотря на показательную эффективность процесса смешивающегося вытеснения по сравнению с обычным заводнением, смешивающееся вытеснение по своей природе является не столь устойчивым

из-за неблагоприятного соотношения вязкостей в системе газ-растворитель-нефть.

В рамках данной работы, рассматривается преимущественно несмешивающееся вытеснение так как оно наиболее полно соответствует определению гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. Последующее описание механизмов фильтрации будет относиться сугубо к несмешивающемуся вытеснению.

Процесс вытеснения предполагает движение нефти и воды одним потоком, то есть происходит так называемый процесс многофазной фильтрации. Многофазная фильтрация характеризуется движением многокомпонентной смеси, в которой каждая фаза движется с различной скоростью, а также происходит интенсивный массообмен.

Одной из главных характеристик для движения многофазного потока является насыщенность, по рисунку 1 (а,б) описывались кривые зависимостей относительной фазовой проницаемостью в зависимости от насыщенности.

Движение каждой фазы характеризуется вектором скорости фильтрации \vec{v}_i данной фазы. Расход каждой фазы изменяется в зависимости от величины её насыщения порового пространства, а также градиента давления. Уравнение фильтрации для каждой фазы по аналогии с законом Дарси можно записать таким образом (12):

$$\vec{u}_i = -\frac{k}{\mu_i} k_i(S_i)(grad p_i - \rho_i \vec{g}), \quad (12)$$

где k – абсолютная проницаемость пласта, k_i – относительная фазовая проницаемость, S_i – насыщенность фазой порового пространства, μ_i – динамическая вязкость фаз, p_i – давление в фазах, ρ_i – плотность фаз, \vec{g} – вектор ускорения свободного падения.

Связь между давлениями в фазах, то есть давления возникающего на их границах определяется равенством (13):

$$p_2 - p_1 = \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} \cdot J(S), \quad (13)$$

где $J(S)$ – безразмерная функция Леверетта.

Совместная фильтрация фаз описывается системой уравнений построенных на основе уравнений неразрывности для каждой фазы, а также уравнений фильтрации и замыкающих соотношений (14) и (15).

Уравнения неразрывности:

$$- \text{ для первой фазы } \frac{\partial}{\partial t} (m\rho_1 S_{см}) + \text{div}(\rho_1 \vec{u}_1) = 0, \quad (14)$$

$$- \text{ для второй фазы } \frac{\partial}{\partial t} (m\rho_2 S_{несм}) + \text{div}(\rho_2 \vec{u}_2) = 0. \quad (15)$$

где $S_{см}$ – насыщенность порового пространства смачивающей фазой, $S_{несм}$ – насыщенность несмачивающей фазой.

Если предполагается, что жидкости и пористая среда – несжимаемы, тогда уравнения (14) и (15) можно упростить:

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + \text{div} \vec{u}_1 = 0, \quad -m \frac{\partial S}{\partial t} + \text{div} \vec{u}_2 = 0. \quad (16)$$

Процесс вытеснения нефти несмешивающимся вытесняющим агентом отлично описывается теорией одномерного движения двухфазной жидкости в пористой среде. При прямолинейно-параллельном течении вдоль оси x уравнения (14) и (16) для фаз выглядят следующим образом:

$$-m \frac{\partial S}{\partial t} = \frac{\partial u_1}{\partial x}, \quad m \frac{\partial S}{\partial t} = \frac{\partial u_2}{\partial x}. \quad (17)$$

Уравнение фильтрации на основе закона Дарси (12) примет вид двух уравнений:

$$u_1 = -\frac{k}{\mu_1} k_1(S) \left(\frac{p_1}{x} - \rho_1 g \sin \alpha \right), \quad (18)$$

$$u_2 = -\frac{k}{\mu_2} k_2(S) \left(\frac{p_2}{x} - \rho_2 g \sin \alpha \right),$$

где α – угол наклона оси к горизонту.

Характеристики S , u_1 , u_2 , p_1 и p_2 зависят от координаты x и времени t .

Уравнения (17) и (18) являются замкнутой системой уравнений для случаев линейного течения. Отличительной чертой данной системы уравнений является то, что она имеет возможность свестись к одному уравнению для насыщенности.

В соответствии с описанным выше, распределение насыщенности среды какой-либо фазой влияет на процесс вытеснения нефти несмешивающимся агентом.

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + u(t) \frac{\partial J(S)}{\partial x} + \frac{k}{\mu_2} \frac{\partial}{\partial t} \left[k_2(S) \left(\rho_k \frac{\partial S}{\partial x} + \Delta \rho g \sin \alpha \right) J(S) \right] = 0 \quad (19)$$

где $u = u_1 + u_2$; $\Delta \rho = \rho_2 - \rho_1$; а $J(S)$ – функция Баклея-Левверетта или функция распределения потоков фаз,

$$J(S) = \frac{k_1(S)}{k_1(S) + \mu_0 \cdot k_2(S)}, \quad (20)$$

где μ_0 – отношение вязкостей.

1.4 Показатели эффективности процесса вытеснения нефти

Эффективность процесса вытеснения нефти зависит от важного технологического параметра, коэффициента вытеснения нефти из пласта (21).

$$K_{\text{выт}} = 1 - \frac{S_{\text{он}}}{S_n}, \quad (21)$$

где $S_{\text{он}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, S_n – коэффициент начальной нефтенасыщенности.

Данный коэффициент характеризует потенциальную доступную долю запасов при осуществлении МУНов подразумевающих вытеснение нефти нагнетаемым агентом. Говоря иначе, $K_{\text{выт}}$ является физико-гидродинамической характеристикой залежи нефти, которая в свою очередь определяет КИН и эффективность существующей системы разработки.

Величина данного коэффициента зависит от многих факторов, и в первую очередь от геологического строения и физических параметров коллекторов: ФЕС, от степени неоднородности, структуры пустотного пространства, поверхностных свойств пород, степени нефтеводонасыщенности, а также от свойств нефти и вытесняющего агента.

При прогнозном расчёте $K_{\text{выт}}$ возможно установление его зависимости от ФЕС и петрофизических параметров. В работах специалистов ПАО «Татнефть», а именно НГДУ «Елховнефть» - Шафигуллина Р.И. и

ТатНИПИнефть – Бакирова И.М. выявлены и подробно описаны корреляционные зависимости $K_{\text{выт}}$ от начальной нефтеводонасыщенности (рисунок 15 и 16), а также пористости и проницаемости (рисунок 17). После анализа данных зависимостей были предложены математические модели для расчёта $K_{\text{выт}}$.

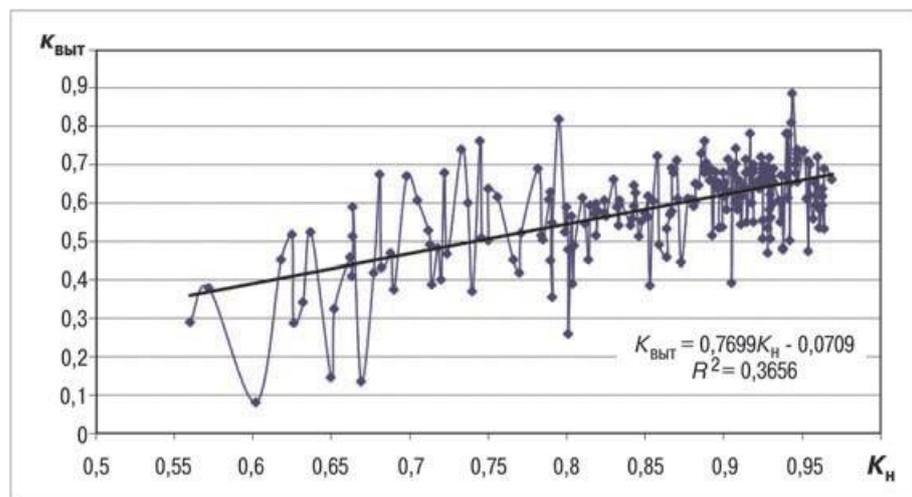


Рисунок 15 - Зависимость $K_{\text{выт}}$ от коэффициента начальной нефтенасыщенности $K_{\text{н}}$ для кыновско-пашийских отложений Татарстана

По данным зависимостям (рисунок 15) видно, что квадрат коэффициента корреляции ($R^2=0,3656$), имеет довольно небольшое значение, но тем не менее некоторая связь данного параметра продуктивной залежи с $K_{\text{выт}}$ – прослеживается. Дальнейшее построение данных зависимостей для каждого отдельного месторождения увеличило значения коэффициента корреляции до 0,6 – 0,8.

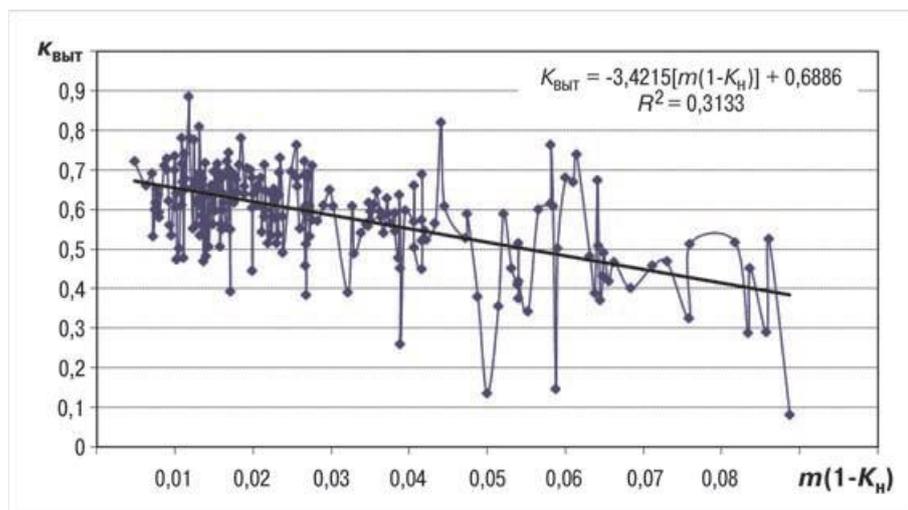


Рисунок 16 - Зависимость коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ от объемной начальной водонасыщенности $m(1-K_n)$

При построении данных зависимостей для $K_{\text{выт}}$ учитывался комплексный параметр, а именно пористость и водонасыщенность. Из графика, изображённого на рисунке 16 видно, что с увеличением комплексного параметра пористости и водонасыщенности, значение $K_{\text{выт}}$ — уменьшается. Значение коэффициента корреляции близко к зависимости, представленной рисунке 15.

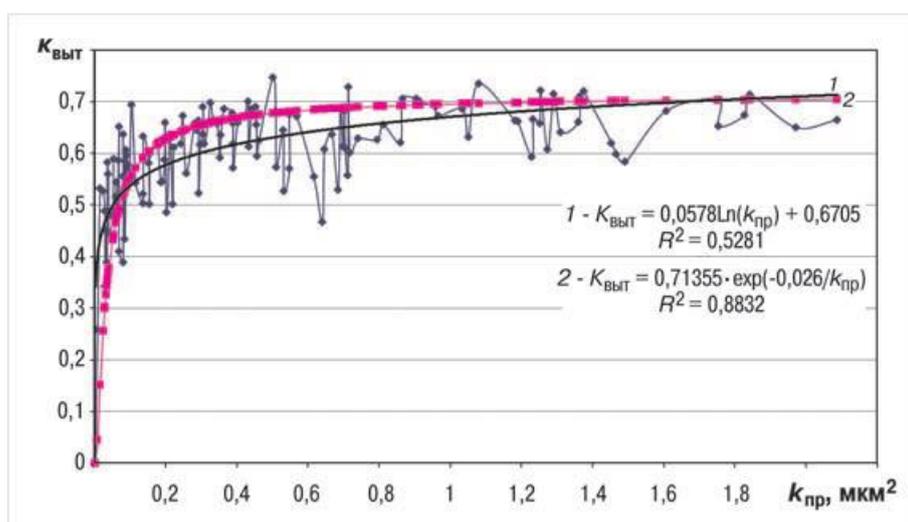


Рисунок 17 - Зависимость коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ от коэффициента проницаемости $k_{\text{пр}}$ для терригенных девонских отложений Ромашкинского месторождения

Наибольшая теснота связи $K_{\text{выт}}$ была выявлена для проницаемости $k_{\text{пр}}$ (рисунок 17). Коэффициент корреляции составил 0,8832, что говорит о существенной зависимости.

По результатам проведённых исследований было выявлено, что $K_{\text{выт}}$ зависит от таких параметров как: проницаемость, начальная нефтеводонасыщенность, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента. Однако стоит также учесть, что влияние проницаемости на $K_{\text{выт}}$ нефти вытесняющим агентом для различных типов коллекторов может сильно изменяться, поэтому данную зависимость необходимо исследовать для каждого месторождения в отдельности.

Коэффициент охвата пласта воздействием, показывает какой объём пласта задействован процессом вытеснения от его общего объёма и определяется отношением объёма пласта, охваченного заводнением, к начальному нефтенасыщенному объёму пласта (22).

$$K_{\text{охв}} = \frac{V_{\text{пп}}}{V_{\text{п}}}, \quad (22)$$

где $V_{\text{пп}}$ – объём залежи, охваченной процессом вытеснения, $V_{\text{п}}$ – начальный нефтесодержащий объём залежи.

Обычно при повышенной вязкости нефти, по сравнению с вязкостью вытесняющего агента, то есть при неблагоприятном соотношении их вязкостей, происходит неполный охват залежи. Как следствие формируются зоны, не охваченные процессом заводнения, в таких случаях актуально прибегнуть к включению в процесс обычного заводнения добавок ПАВов.

Коэффициент заводнения показывает долю использования подвижных запасов. Само название «заводнения» является скорее традиционным, на деле же данный коэффициент относится к любым вытесняющим агентам, в том числе газ. Данный коэффициент зависит в большей степени от неравномерности вытеснения нефти агентом.

Его удобно представлять в виде произведения ряда коэффициентов (23), которые учитывают влияние каких-либо факторов, оказывающих воздействие на $K_{\text{охв}}$.

$$K_3 = K_{01} \cdot K_{02} \cdot K_{03} \cdot K_{04} \cdot K_{05}, \quad (23)$$

Где K_{01} – коэффициент охвата, учитывающий влияние неоднородности пласта по проницаемости, K_{02} – коэффициент охвата залежи, зависящий от сетки скважин, K_{03} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне стягивающего ряда скважин, K_{04} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне разрезающего ряда скважин, K_{05} – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти на невыработанных участках залежи.

В целом, три приведённых выше коэффициента, в сумме характеризуют нефтеотдачу в целом. Коэффициент её можно представить так (24):

$$K_{\text{нефт}} = K_{\text{выт}} + K_{\text{охв}} + K_3. \quad (24)$$

1.5 Опыт применения нагнетаемых агентов с низкой эффективностью воздействия на нефтяных месторождениях

В связи с тем, что на начальной стадии разработки нефтяных месторождений практически нет возможности применять в качестве агента вытеснения подтоварную воду, в связи с почти безводной добычей нефти, а также пластовую воду из водоносных горизонтов, приходится использовать в качестве нагнетаемого агента пресную воду из поверхностных источников.

Негативный эффект при закачке пресной воды в нефтяные коллекторы, сложенные преимущественно терригенными глинистыми породами, был изучен лабораторно-аналитическими исследованиями кернового материала пластов Ю₂₋₄ и Ю₅₋₆ тюменской свиты Ловинского нефтяного месторождения.

Ловинское месторождение расположено в 220 км к Северо-Западу от г. Ханты-Мансийск, Ханты-Мансийского Автономного округа Российской Федерации и приурочено к Западно-Ловинской, Среднеловинской и Ловинской локальным структурам Приуральской нефтегазоносной области

Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Было введено в промышленную эксплуатацию в 1986 г. До 1992 г. Для поддержания пластового давления использовалась пресная вода, затем закачка была переведена на попутно добываемую воду (подтоварную).

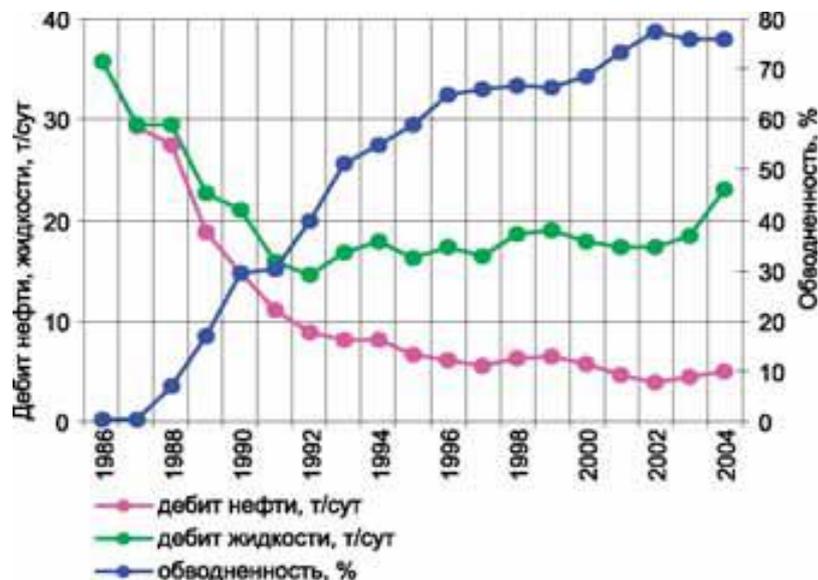


Рисунок 18 – Динамика дебитов нефти, жидкости и обводнённости

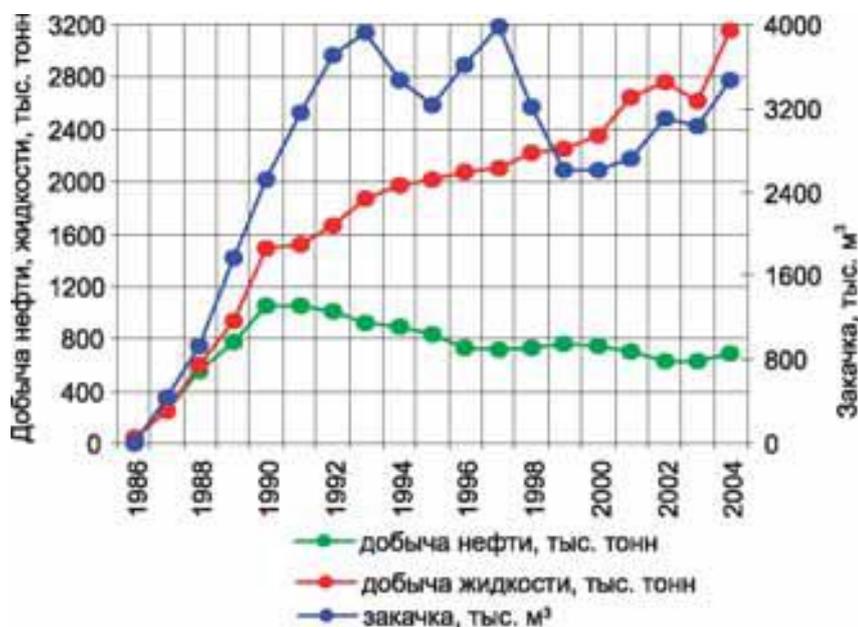


Рисунок 19 – Динамика добычи нефти, жидкости и объём закачки ВОДЫ

На рисунках 18 и 19 приведены основные показатели разработки месторождения до 2004 года. По данным графикам можно сделать несколько ВЫВОДОВ:

1) Дебит нефти и жидкости имеет резкий темп падения уже в начальный период разработки месторождения, при этом обводнённость возрастает экспоненциально;

2) В течение всего периода разработки добыча жидкости постоянно нарастала, добыча нефти же имеет плавную динамику падения;

3) Период падения дебитов по жидкости и нефти приходится на период резкого увеличения объёмов закачки, то есть закачка воды эффекта не произвела.

Для подтверждения предположения о зависимости ухудшения фильтрационных свойств от закачки пресной воды были проведены лабораторные исследования, в условиях имитирующие пластовые ($t = 79\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P = 20\text{ МПа}$). В качестве оборудования применялась фильтрационная установка УИПК-1М, образцы керн из пластов Ю₂₋₄ и Ю₅₋₆ под вакуумом насыщали моделью пластовой воды (бикарбонатно-натриевая, с минерализацией 12 г/л), прокачивали несколько поровых объёмов образцов и на установившемся режиме фильтрации определяли проницаемость. Затем в тех же условиях закачивали пресную (речную) воду. Закачка производилась до момента стабилизации давления и аналогичным образом определяли проницаемость. Далее производилось закачивание подтоварной воды, нагнетаемую в пласты на Ловинском месторождении (проба с БКНС 26, минерализация 6,8 г/л) и снова определялась проницаемость. После этого, через образцы снова прокачивали модель пластовой воды для оценки возможности и степени восстановления проницаемости до первоначальной. Динамика изменения перепада давления (проницаемости породы) при закачке воды различной минерализации в образцы пород пластов Ю₂₋₄ и Ю₅₋₆ приведена на рисунках 20 и 21.

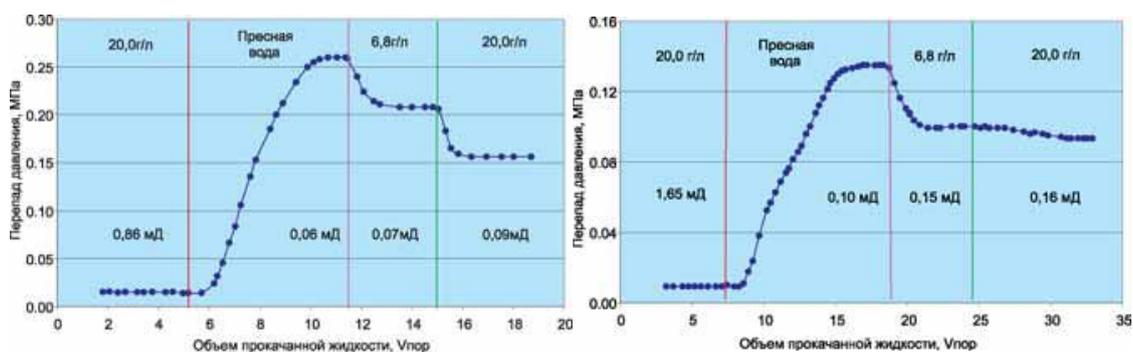


Рисунок 20 – Динамика фильтрации в образцах № 10410-21 и № 8092-9, пласт Ю₂₋₄

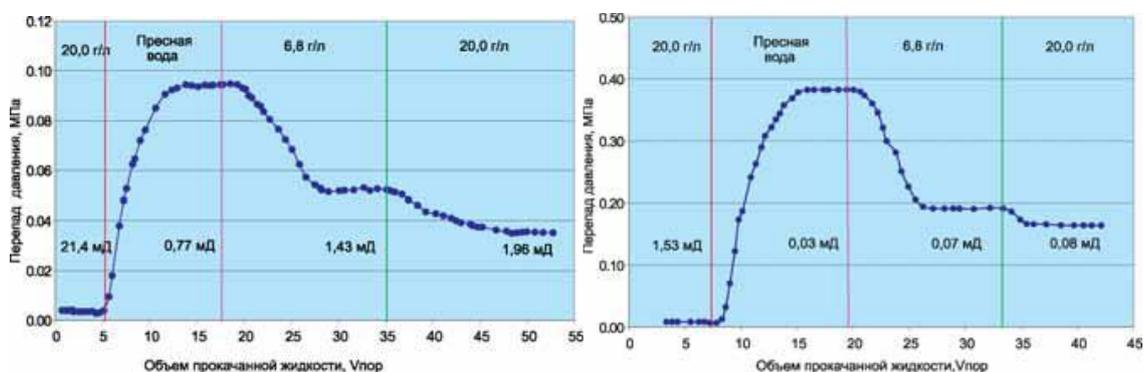


Рисунок 21 – Динамика фильтрации в образце № 10410-81 и 10410-87, пласт Ю₅₋₆

По данным графикам видно, что закачка пресной воды приводит к резкому снижению фильтрационной способности коллекторов юрских отложений тюменской свиты. Наименьшее снижение проницаемости получено в коллекторе III класса пласта Ю₅₋₆ – в 4,2 раза. Проницаемость песчаного коллектора IV класса пласта Ю₂₋₄ снизилась в 14,3 раза, а алевrolита пласта Ю₅₋₆ – в 27,8 раза. Самое негативное влияние закачки пресной воды на фильтрационную характеристику было отмечено в коллекторе V класса пласта Ю₅₋₆, где проницаемость снизилась практически в 51 раз. Последующая прокачка подтоварной воды, после закачки пресной воды, не восстанавливает первоначальные фильтрационные способности образца породы.

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И НАГНЕТАНИЯ РАБОЧЕГО АГЕНТА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

В настоящее время система ППД реализуется на начальном этапе практически всех месторождений, так как её внедрение с началом разработки показало свою эффективность промышленным опытом нефтегазодобычи прошлого столетия. При данных условиях источником воды не может служить, попутной добываемая с нефтью пластовая вода, поскольку период первого этапа разработки месторождения, как правило, характеризуется добычей безводной продукции. При этом проектируемая система ППД должна учитывать планируемый рост обводнённости добываемой продукции, к примеру, обводнённость продукции отмечается в начале второго периода разработки месторождения и достигает 50% к его окончанию, обводнённость продукции на конечной стадии разработки может достигать 95-98%. Соответственно системы водоснабжения будут находиться в состоянии постоянного видоизменения, в целях адаптации к динамичным условиям месторождения.

Источниками водоснабжения для системы ППД в безводный период добычи нефти обычно служат сточные воды, состоящие из:

- Воды открытых (поверхностных) водоёмов (рек, озёр);
- Грунтовых вод, к которым также относятся подрусловые воды;
- Вод из водоносных горизонтов данного месторождения;
- Ливневых вод.

Вышеуказанные воды, а также пластовая вода, добываемая попутно с нефтью, могут обладать различными характеристиками: составом, плотностью, и другими физико-химическими свойствами. Во избежание осложнений при нагнетании рабочего агента системы ППД в пласт, предъявляются определённые требования к качеству его подготовки. Следовательно, в зависимости от качества и типа агента поступающего на

вход установки подготовки и качества необходимого для получения на выходе система подготовки будет иметь различные вариации.

Основными показателями качества закачиваемого агента являются:

1) Показатель рН, величина которого может изменяться в пределах от 4,5 до 8,5. Данный показатель влияет на коррозионную активность среды в которой находится рабочий агент;

2) Фильтрационная характеристика, выявляемая в процессе лабораторных исследований и опытно промышленных испытаний;

3) Совместимость закачиваемого агента с пластовыми флюидами, оценивается риском образования нерастворимых осадков солей и снижением проницаемости коллектора;

4) Размеры содержащихся механических примесей и глобул нефти;

5) Концентрация частиц нефти и механических примесей, показатель, характеризующий абразивную активность и степень очистки закачиваемого агента;

6) Набухаемость глинистых частиц, отражает потенциальную величину снижения абсолютной проницаемости коллектора.

Помимо данных требований также в составе рабочего агента системы ППД нормируется содержание растворённого кислорода, сульфатовосстанавливающих бактерий, сероводорода, углекислого газа и трехвалентного железа.

2.1 Технология и техника подготовки закачиваемого агента с системой водозабора из поверхностных источников и глубинных водоносных горизонтов

Пластовые сточные воды, получаемые попутно с нефтью и в последующем используемые в системе заводнения обычно способны обеспечить потребность для данной цели не более чем на 30-50 %, значительную часть, то есть остальные 70-50% закачиваемого в продуктивный пласт агента, составляют, как правило, пресные воды.

В процессе подготовки вод из поверхностных источников особое внимание уделяется таким показателям как: 1) количество взвешенных частиц; 2) рН воды; 3) количество растворенных газов; 4) жёсткость; 5) щелочность; 6) окисляемость; 7) биологические и бактериологические показатели.

Забор воды, в зависимости от требований к закачиваемому агенту, экологический условий и технической оснащённости из поверхностных источников производят двумя способами – подрусловый водозабор и открытый отбор воды. Схема способа открытого забора воды приведена на рисунке 22.

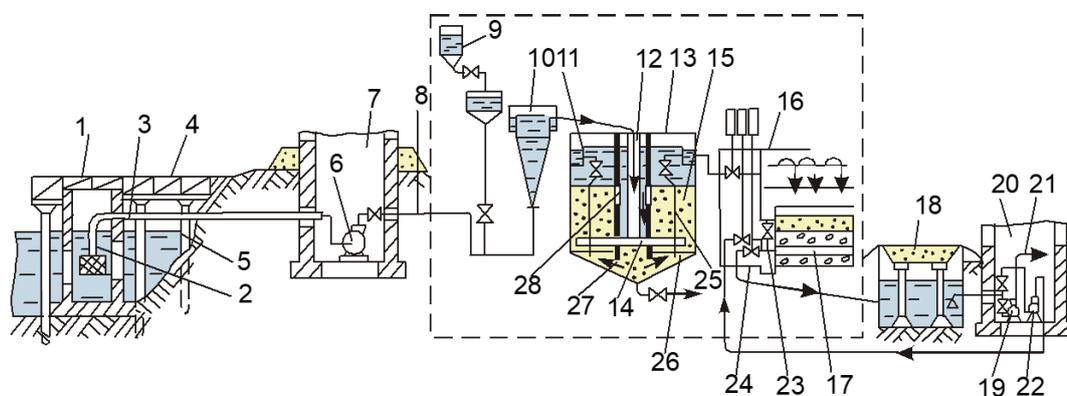


Рисунок 22 – Схема отбора из открытого водоёма с водоочистой станцией

1 – колодец; 2 – приемная сетка; 3, 8, 21 – водоводы; 4 – мостик; 5 – сваи; 6, 19 – насосы; 7, 20 – насосные станции I и II подъема; 9 – дозатор; 10 – смеситель; 11 – лоток; 12 – центральная труба; 13 – осветитель; 14 – раздаточный коллектор; 15 – пространство для хлопьеобразования; 16 – гравийно-песчаные фильтры; 17 – коллектор; 18 – подземный резервуар; 19, 22 – насос для промывки песчаных фильтров; 23 – задвижка; 24 – лоток; 25 – трубки для отбора воды; 26 – глухое днище; 27 – конус отстойника; 28 – окна.

При открытом отборе из наземного источника непосредственно в водоеме сооружается подводный колодец 1, в который помещается приёмная сетка 2 насоса первого подъёма 6, который перекачивает освобождённую от грубых механических примесей воду на водоочистную станцию.

Для очистки воды от тонкодисперсных взвешенных частиц используют химический метод её обработки, а именно добавление коагулянтов, приводящих к укрупнению частиц взвеси и образованию хлопьев. В качестве коагулянтов обычно используются сернокислый алюминий $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$ или железный купорос $FeSO_4$. Элементом, обеспечивающим подачу коагулянта, является дозатор, затем вода с коагулянтом поступает в смеситель 10, для обеспечения полноценного смешивания коагулянта и воды, после вода подаётся в осветлитель (отстойник) 13.

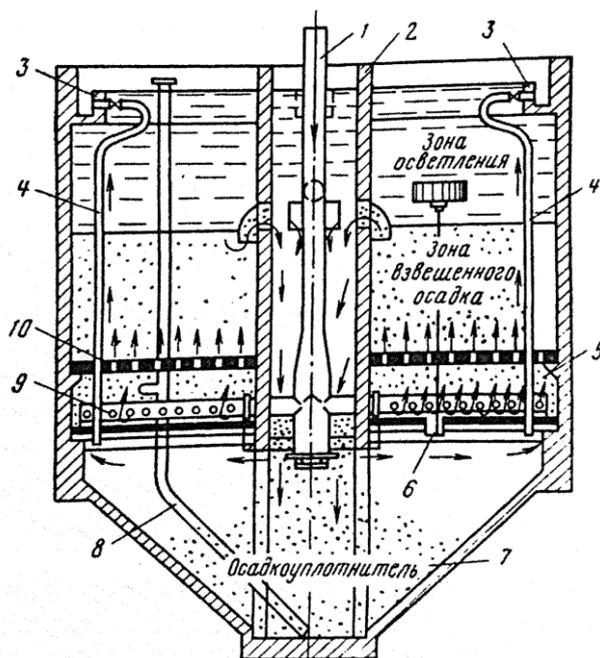


Рисунок 23 – Осветлитель (отстойник)

1 – подвод воды; 2 – центральная шахта; 3 – периферийные лотки осветителя; 4 – трубки для отсоса осветлённой воды; 5 – межтрубное пространство; 6 – клапан для пропуски воды; 7 – поддонный осадкоуловитель; 8 – выпуск осадка; 9 – дырчатые распределительные трубы; 10 – дырчатое днище.

В осветлителе (рисунок 23) происходит обменная реакция с образованием хлопьевидных компонентов, которые захватывают механические примеси воды. Из осветлителей вода выходит с небольшим содержанием механических примесей, которые окончательно задерживаются в фильтрах 16 (рисунок 24).

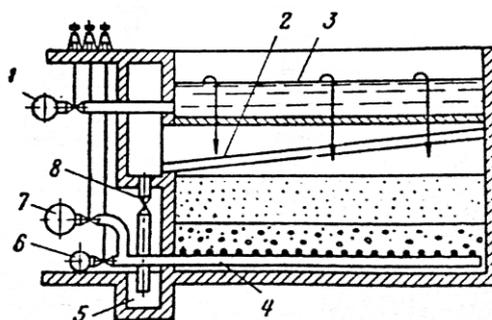


Рисунок 24 – Скоростной фильтр открытого типа

1 – подача воды в фильтры; 2 – желоб для отвода грязной промывочной воды; 3 – горизонтальные лотки для равномерного распределения воды по площади фильтра; 4 – дренажная распределительная система; 5 – канализационный канал; 6 – отвод очищенной воды; 7 – коллектор для подачи чистой воды на промывку фильтров; 8 – задвижка для спуска грязной промывочной воды.

Фильтры применяют для завершения процесса освобождения воды от взвешенных частиц при осветлении, обезжелезивании и умягчении и представляют собой резервуары, загруженные песком и дробленным антрацитом, через которые и определённой скоростью пропускается вода. Очищенная вода из фильтров самотеком направляется в резервуары 18, из которых центробежными насосами второго подъема 19 перекачивается в кустовые насосные станции (КНС). Для промывки загрязненных фильтров насос 22 подает очищенную воду из резервуара в дренажную систему фильтров для их очистки.

В воде из поверхностных источников могут присутствовать различные группы бактерий: сульфатовосстанавливающие (СВБ); денитрифицирующие (ДНБ); углеводородоокисляющие (УОБ); гетеротрофные (ГТБ). Их присутствие может привести к дальнейшим осложнениям, например, к таким как снижение проницаемости пласта и выделение сероводорода (обладает коррозионной активностью) в воде, при наличии сульфатов, бактериями СВБ.

В качестве превентивного метода по борьбе с такими группами бактерий применяют бактерицидные препараты, спиртокислотные, солянокислотные обработки.

Подрусловый способ подготовки осуществляется по двум схемам – с вакуумным и с насосным отбором. При вакуумном или сифонном водоотборе в непосредственной близости от водоема сооружается подрусловая скважина, в которую через грунтовую подушку фильтруется вода наземного источника. В состав установки по подготовке и транспортировке входят следующие элементы: вакуумный коллектор; вакуумный резервуар; насосная станция первого подъема; нагнетательные трубопроводы и магистральный водовод.

Подрусловые скважины глубиной до 20 м сооружаются на удалении 70 – 90 м от берега водоема в 150 – 200 м друг от друга. Эксплуатационные колонны делают из труб диаметром 300 мм, водоподъемные – 200 мм; устье оборудуется бетонным кольцом диаметром 1,5 м и герметичным люком.

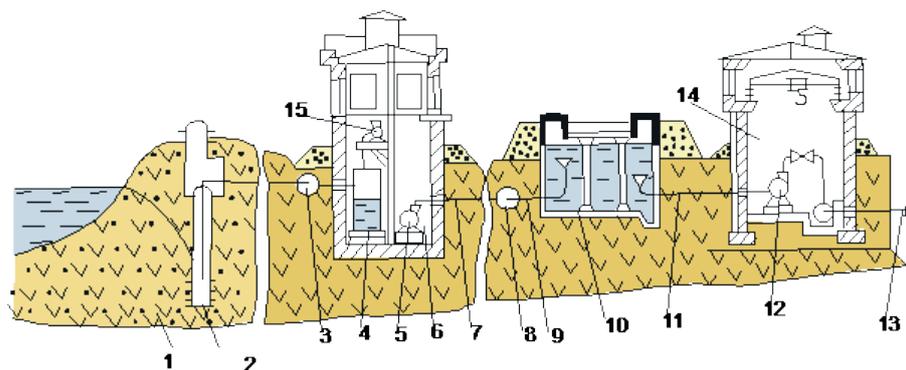


Рисунок 25 – Схема отбора воды сифонным способом

1 – песчаная подушка; 2 – подрусловая скважина; 3 – групповой сифонный коллектор; 4 – вакуум-котел; 5, 12 – насосы; 6, 14 – насосные станции; 7, 8, 9, 13 – водоводы; 10 – резервуар; 11 – приемный трубопровод; 15 – вакуум-насос.

Насосная станция первого подъема оснащается вакуум-насосами для обеспечения сифонного водоотбора из подрусловых скважин и насосами - для подачи воды в систему ППД и магистральный водовод. На насосных станциях первого подъема, как правило, используют центробежные насосы, которые подбираются в зависимости от объема закачки. Очистка воды при этой схеме

осуществляется в основном при их фильтрации через подрусловую песчаную подушку. Доочистка может осуществляться на площадке кустовых насосных станций, перед подачей на прием насосов высокого давления, либо с выходом на аналогичную водоочистную станцию, как в случае с очисткой вод, отбираемых из открытых водоёмов. Схема достаточно эффективна при высоком уровне подрусловых вод.

Схема подготовки подрусловых вод с насосным отбором (рисунок 26) используется при их низком стоянии (ниже 8 м). В этом случае, каждая подрусловая скважина оснащается центробежным насосом с вынесенным на поверхность электроприводом. Эти насосы создают систему первого подъема. По выкидным линиям и сборным водоводам вода подается на станцию второго подъема, которая помимо насосов включает в свой состав железобетонный подземный резервуар. Насосы второго подъема по нагнетательному трубопроводу перекачивают воду в магистральный (кольцевой или линейный) трубопровод и далее на кустовые насосные станции системы ППД нефтяного месторождения.

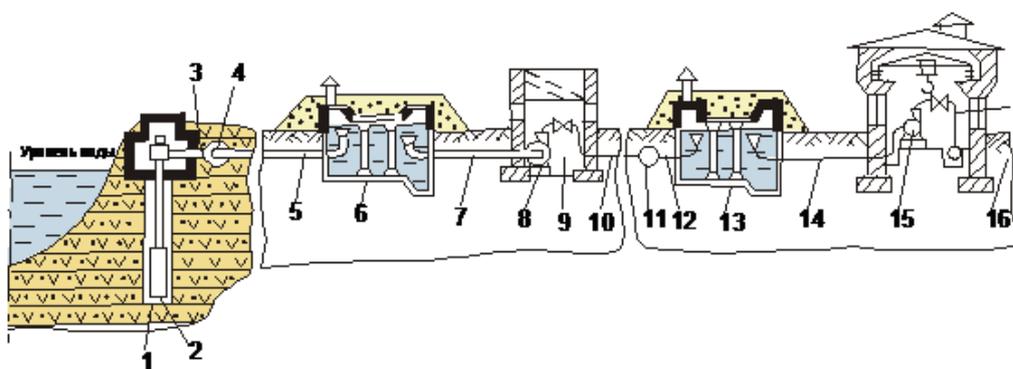


Рисунок 26 – Схема отбора подрусловых вод с насосным отбором

Комплекс сооружений по подготовке и закачке рабочего агента с отбором из открытых источников и подруслового водозабора (рисунок 27) состоит из следующих элементов: водозабор 1, насосная станция первого подъёма 2, водоочистная станция 3, резервуары чистой воды 4, насосная станция второго подъёма 5, магистральные водоводы 6, подводящие водоводы 7, подземные резервуары чистой воды 8, блочные кустовые насосные станции 9, водоводы высокого давления 10 и нагнетательные скважины 11.

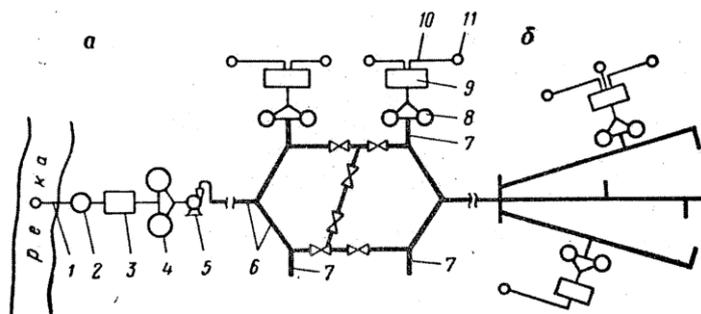


Рисунок 27 – Принципиальная схема подготовки рабочего агента для заводнения нефтяных пластов с водозабором

При реализации на нефтяных и нефтегазовых месторождениях гидродинамических методов нефтеотдачи также используют воды глубоких водоносных горизонтов, которые могут быть как вышележащими относительно целевого горизонта закачка, так и нижележащими. На месторождениях Западной Сибири источниками глубинных вод являются водоносные горизонты апт-альб-сеноманского водоносного комплекса.

Вода из такого рода источника, как правило, является очень чистой, без наличия ТВЧ, с малым содержанием окислов железа, имеет схожую минерализацию с попутно добываемой водой, соответственно обладая хорошими нефтewымывающими свойствами, вследствие этого отпадает необходимость в строительстве водоочистных сооружений и дополнительной сети водоводов. Это говорит о том, что при их достаточном для удовлетворения потребностей системы ППД объёме, использование такого вида закачиваемого агента, технически и экономически более оправдано в сравнении с системой отбора и подготовки воды из поверхностных источников (пресной воды). В таком случае удельные капитальные вложения для систем водоснабжения промыслов в 1,5 – 2 раза ниже, а себестоимость 1 м³ глубинных вод, добываемых из скважин и подаваемой в КНС (БКНС) в 2-3 раза меньше, чем при использовании поверхностных вод.

С технологической точки зрения отбор глубинных вод можно разделить на два способа:

1) Использование систем с естественным перетоком воды (самоизлив) из водоносного горизонта под действием естественной репрессии давлений, исключая применение механизированного оборудования.

2) Осуществление отбора глубинных вод с применением специальных погружных или поверхностных насосов (рисунок 28).

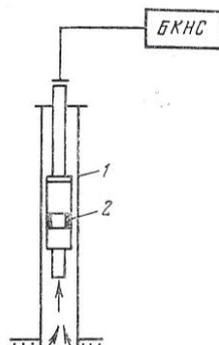


Рисунок 28 – Схема отбора глубинных вод с помощью водозаборной скважины

1 – обсадная колонна водозаборной скважины; 2 – погружной насос.

Комплекс сооружений отбора, подготовки и последующей закачки глубинных вод (рисунок 29) состоит из водозаборных скважин 1, отстойника 2, нагнетательных скважин 3, кустовой насосной станции (КНС) 4. В качестве водоподъемного оборудования обычно используют установки электроцентробежных насосов. Для предупреждения контакта растворённой в воде окиси железа с кислородом воздуха и последующего образования осадка гидроокиси железа отбор для этого глубинных вод производят с помощью герметизированной системы, а также используют закрытые отстойники для удаления кислорода из воды при помощи вакуумной дегазации, а также отстаиванием закачиваемого агента в течение трех суток при температуре от 20 °С до 25 °С.

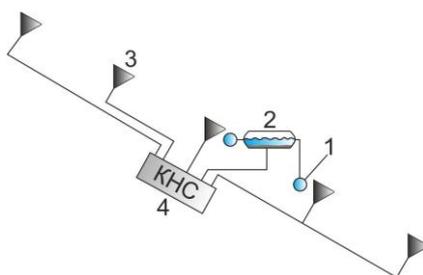


Рисунок 29 – Схема забора и подачи глубинных вод

2.2 Технологический процесс подготовки пластовых сточных вод для использования в системе ППД (поддержание пластового давления)

Пластовые сточные воды в сравнении с сугубо пластовыми состоят приблизительно до 12 % из пресных вод, которые используются преимущественно в процессе подготовки нефти (обессоливание), до 3 % из ливневых вод, остальные 85 % попутная вода, добываемая с нефтяной продукцией скважин.

На основании ОСТ 39-225-88. «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» используются следующие технологические приёмы для подготовки рабочего агента системы ППД к закачке в продуктивный пласт:

- 1) Отстаивание;
- 2) Фильтрация через различные материалы;
- 3) Центробежное разделение;
- 4) Коагулирование;
- 5) Коалесценция;
- 6) Флотация;
- 7) Диспергирование;
- 8) Ингибирование;
- 9) Применение химических реагентов;
- 10) Деаэрация.

Резервуары

Наиболее распространенный тип очистных сооружений — это резервуары. Ими уже оборудовано большое количество объектов водоподготовки. Достоинство резервуаров — меньшие затраты на возведение, наличие большого технологического объёма для длительного отстаивания воды, герметичность сооружений и т.д. В зависимости от производительности, качества сырья и требований к подготовке рабочего агента ППД применяют резервуары различной вместимости (от 200 до 5000 м³). Выбор и расчет

резервуаров проводится исходя из необходимого времени и технологии подготовки воды.

Резервуары в зависимости от технологии подготовки разделяются на:

- Резервуары-отстойники стандартной конструкции;
- Резервуары-отстойники с двухлучевым вводом и выводом;
- Резервуар с вращающимся водным слоем;
- Резервуары-отстойники с жидкостным гидрофильным фильтром;
- Резервуары-отстойники с гидрофобным жидкостным фильтром;
- Резервуары-флотаторы;

Резервуары-отстойники стандартной конструкции (рисунок 30) оборудованы: корпусом 1; трубопроводом для подачи подготавливаемой воды 2; трубопровод отвода уловленной нефти 3; кольцевой короб сбора уловленной нефти 4; лучевого распределителя ввода подготавливаемой воды 5; сифонного регулятора для поддержания уровня раздела фаз нефть-вода и отвода очищенной воды 6; трубопровода подачи воды для размыва осадка 7; трубопровода отвода шлама 8;

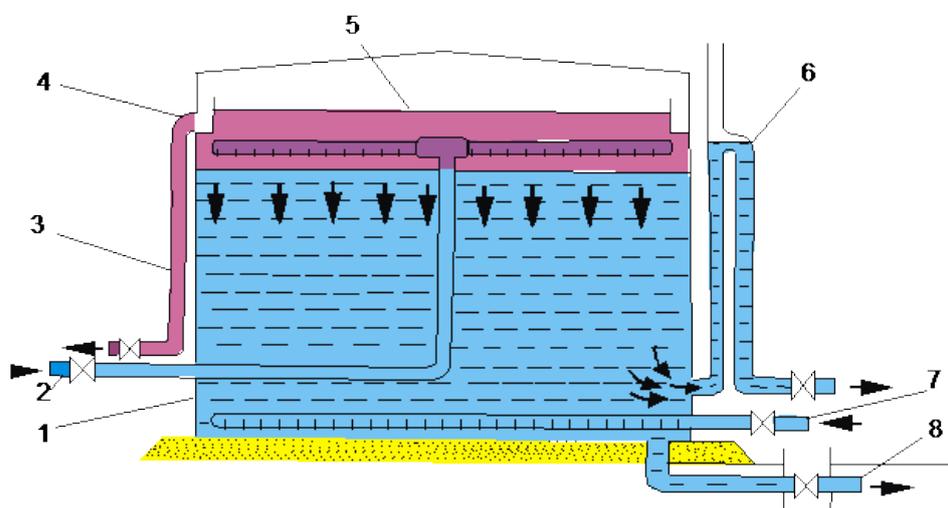


Рисунок 30 – Схема резервуара-отстойника

Резервуары-отстойники с двухлучевым распределительным устройством для ввода и вывода жидкости представлены на рисунке 31.

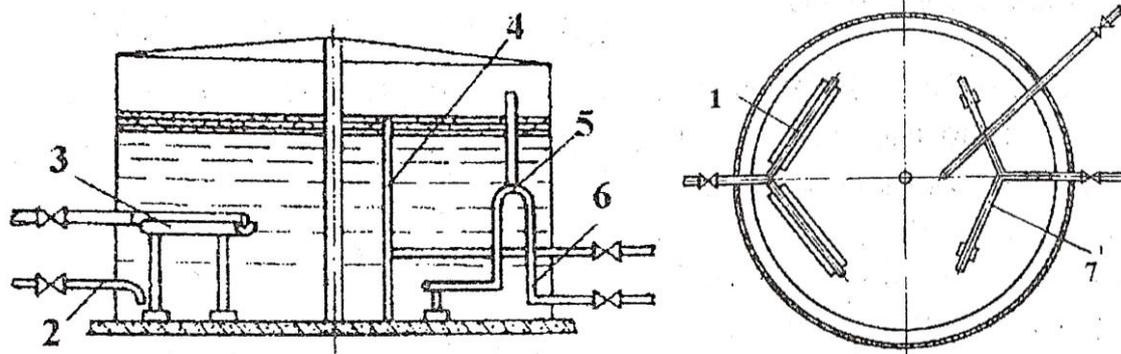


Рисунок 31 – Резервуар с двухлучевым устройством распределения потока

Очищаемая вода поступает в резервуар-отстойник через перфорированное двухлучевое входное распределительное устройство 1. Входной патрубок смонтирован перфорацией вниз, выходящие струи воды гасятся и отражаются экранирующим лотком 3, после чего за счёт сил энергии потока жидкость устремляется вверх. Эмульгированные глобулы нефти потоком жидкости выносятся к разделу фаз «нефть-вода». Сточная вода, очищенная от глобул нефти и механических примесей, двигается к выходному распределительному устройству 7 (двухлучевая перфорированная труба). Очищенная вода через гидрозатвор 6 выводится из резервуара. Гидрозатвор в комплексе с антисифонным устройством 5 исключают возможность разлива уловленной нефти вместе с очищенной водой. Слив жидкости прекращается при достижении уровня жидкости верхней части колена гидрозатвора. Уловленная нефть выводится через стояк 4. Для полного опорожнения резервуара и вывода подвижного шлама предусмотрен сифонный кран 4. Резервуар работает в динамическом режиме отстаивания. Двухлучевые распределительные устройства обеспечивают необходимые условия для всплытия глобул нефти и оседания механических примесей.

Резервуары с вращающимся водным слоем снабжены лучевыми распределителями 3 с соплами 4, расположенными в горизонтальной плоскости. Сопла 4 располагаются на боковых образующих лучевых распределителей 3 с целью создания вращательного движения вводимой в

резервуар 1 сточной воды, например, по часовой стрелке. Принципиальная схема конструкции резервуара представлена на рисунке 32.

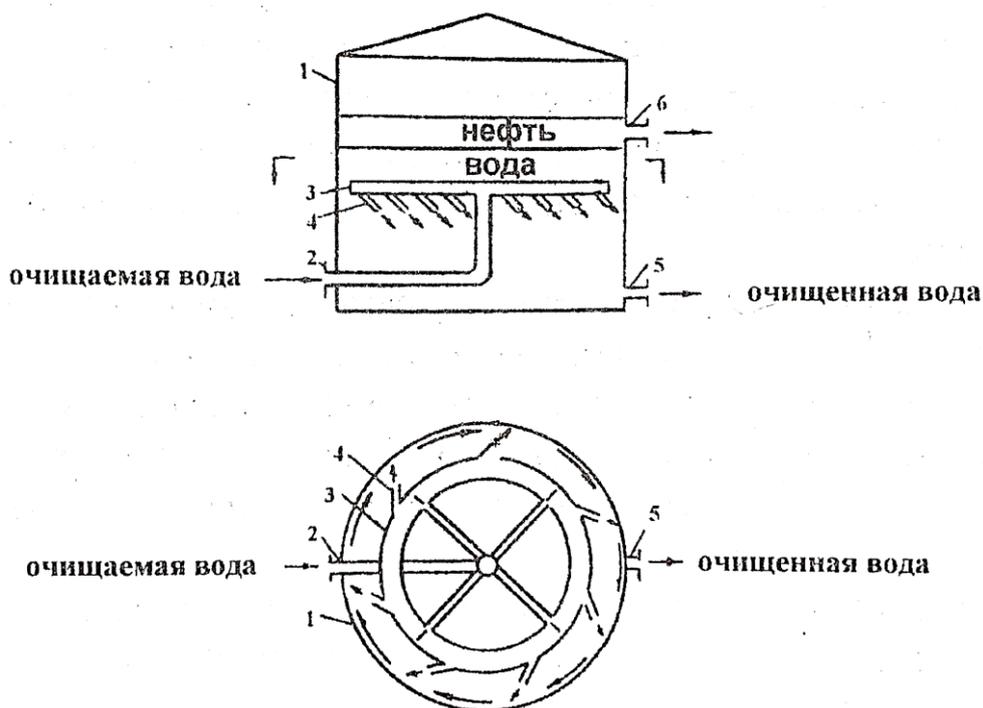


Рисунок 32 – Принципиальная схема конструкции резервуара с вращающимся водным слоем

При вращательном движении сточной воды под действием центробежной силы ускоряется процесс отделения воды и оседания механических примесей на дно резервуара, а также процесс отделения и всплытия глобул нефти в верхнюю часть резервуара.

В резервуарах – отстойниках с гидрофильным фильтром (рисунок 33) обводненную нефть обезвоживают и подвергают первичной очистке пластовую воду, отделившуюся от нефти. Для более эффективного сочетания процессов обезвоживания нефти и очистки отделившейся пластовой воды добавляют горячую дренажную воду. Место ввода горячей дренажной воды и диаметр подводящего трубопровода должны быть такими, чтобы обеспечить необходимое время перемешивания с достаточной степенью турбулентности потока ($Re \approx 8000$). Подготовленная таким образом нефтеводная смесь поступает под слой дренажной воды, служащей своеобразным

«гидрофильным фильтром», где происходят процессы деэмульсации нефти и очистка от нефти воды.

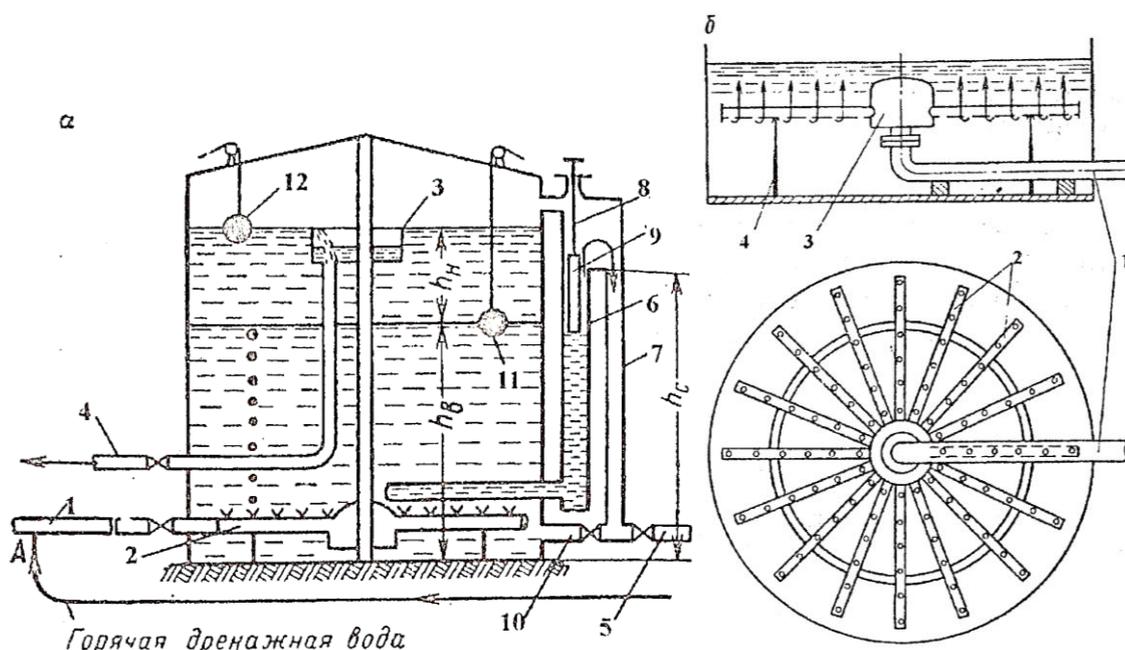


Рисунок 33 – Резервуар – отстойник с гидрофильным жидкостным фильтром

а – резервуар – отстойник: 1 – подводящий трубопровод; 2 – дырчатый маточник; 3 – цилиндрическая емкость для сбора и вывода нефти из резервуара; 4 – трубопровод для отвода нефти; 5 – трубопровод для отвода воды; 6 – восходящая труба гидрозатвора; 7 – нисходящая труба гидрозатвора; 8 – шток; 9 – подвижной патрубков; 10 – трубопровод для опорожнения резервуара; 11 – поплавков датчика уровня водонефтяного контакта; 12 – поплавков датчика уровня наполнения резервуара;

б распределительное устройство (маточник): 1 – подводящий трубопровод; 2 – лучевые отводы с отверстиями; 3 – общая ёмкость; 4 – опоры для лучевых отводов.

Дождевание капель очищаемой сточной воды через сплошную среду гидрофобного (нефтяного) фильтра с определённой скоростью можно также получить чистые дренажные воды высокого качества. Данный эффект основан на использовании явлений жидкостной адгезии при контакте частиц одинаковой полярности в лиофобной среде. Резервуары отстойники с

гидрофобным жидкостным фильтром получили широкое распространение на промыслах многих нефтегазодобывающих предприятий.

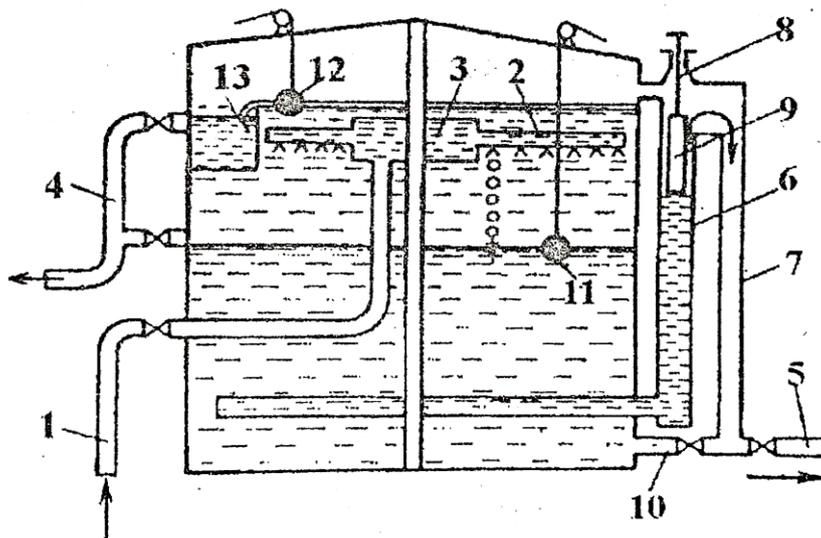


Рисунок 34 – Резервуар – отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром

1 – ввод нефтяной эмульсии; 2 – раздаточный коллектор; 3 – камера для эмульсии; 4 – сброс отстоявшейся нефти; 5 – сброс воды; 6,7 – сообщающиеся сосуды для вывода воды; 8 – регулирующий шток; 9 – цилиндр (местное сопротивление); 10 – патрубок; 11, 12 – поплавки уровнемера; 13 – камера для сбора нефти.

Принцип работы аппарата следующий: воду через распределительное устройство подают в слой нефти в виде большого числа капель. Высоту слоя поддерживают гидрозатвором и нефтеотводящей трубой. Пройдя слой нефти, очищенные капли переходят в сплошной слой воды, который движется вниз к кольцевому сборному трубопроводу с входными отверстиями.

Резервуар – флотатор разработан с применением в качестве флотоагента природного нефтяного газа, растворённого в очищаемой пластовой воде или дополнительно подаваемого в воду для её очистки (рисунок 35). В основу аппарата заложен метод напорной флотации, который предусматривает образование пузырьков газа в очищаемой газонасыщенной воде при поступлении её в аппарат по мере снижения давления в системе. Пузырьки газа, выделяясь из воды, флотируют на своей поверхности

взвешенные частицы и нефтепродукты. Применение специально подобранных флокулянтов и коагулянтов может повысить эффективность очистки.

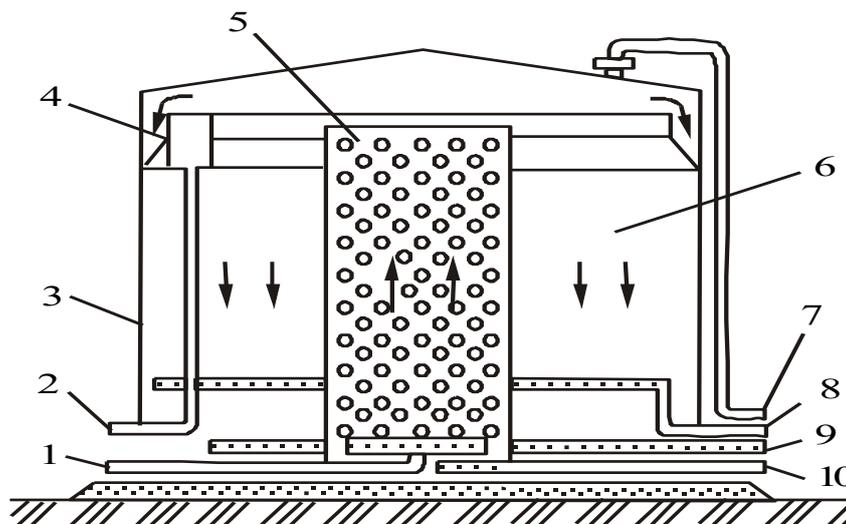


Рисунок 35 – Схема резервуара-флотатора

1 – ввод воды на очистку; 2 – отвод уловленной нефти; 3 – стальной корпус; 4 – кольцевой желоб сбора нефти; 5 – флотационная зона; 6 – отстойная зона и ввод воды на очистку (вместе с растворённым газом); 7 – отвод газа; 8 – отвод очищенной воды; 9 – отвод шлама из отстойной зоны; 10 – отвод осадка из флотационной зоны.

Отстойники и фильтры на базе булитов

На базе булитов-отстойников сконструированы гидрофобные жидкостные фильтры типа СОЖГФ-200 или СОЖГФ-50.

Самоочищающийся жидкостный гидрофобный фильтр (СОЖГФ-200) представляет собой нефтяной слой 2 толщиной не менее 0,4 м через который фильтруется поступающая по коллектору 3 сточная вода в виде капель. При этом содержащиеся в каплях воды эмульгированная нефть и гидрофобные мехпримеси переходят в ЖГФ. Очищенную таким образом сточную воду отводят в систему ППД, поддерживая гидрозатвором 5 поверхность раздела «нефть-вода» в булите. Самообновление жидкостного гидрофобного фильтра достигается непрерывным отводом уловленной нефти с гидрофобными твердыми взвешенными частицами (ТВЧ) из булита по коллектору 4 в

накопительную емкость для последующей откачки в напорный нефтепровод. Принципиальная схема СОЖГФ-200 приведена на рисунке 36.

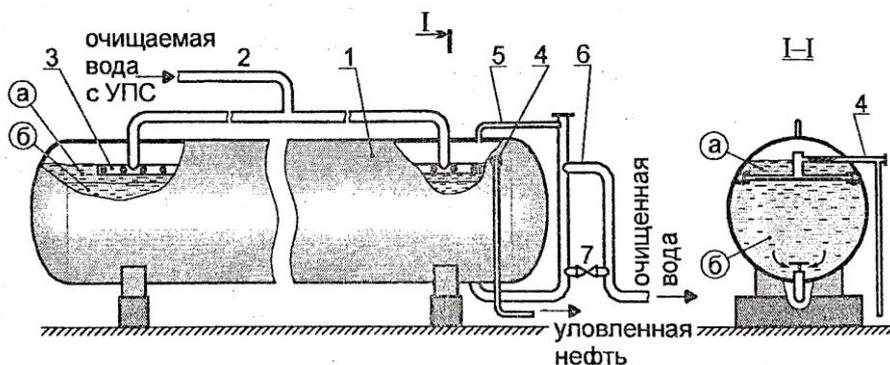


Рисунок 36 – Принципиальная схема самоочищающегося жидкостного гидрофобного фильтра

Так как качество сточной воды, очищенной на СОЖГФ-200 и ОЖГФ-50, существенно зависит от их производительности, изменяя этот параметр, можно отводить из аппаратов очищенную воду разного качества в систему ППД с учетом коллекторских свойств заводняемых пластов. Зависимость качества воды от производительности отстойника СОЖГФ-200 приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Зависимость качества воды от производительности отстойника СОЖГФ-200

Q, м ³ /ч	Размер частиц, мкм	Содержание в воде, мг/л	
		нефти	ТВЧ
42,3	2-30	21,2	24,3
53,3	2-27	29,2	33,8
62,1	2-28	33,2	38,4
73,5	2-26	38,8	43,9
84,8	2-29	48,8	51,9
94,5	2-39	56,8	59,1

Основным аппаратом установок по подготовке сточных вод закрытого типа, основанным на принципе фильтрации, является коалесцирующий фильтр-отстойник типа ФЖ-2973 (рисунок 37).

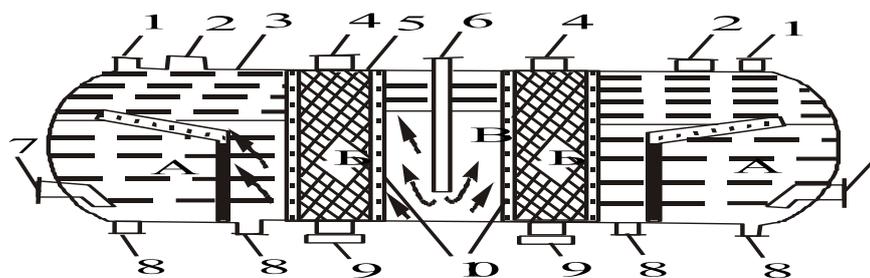


Рисунок 37 – Коалесцирующий фильтр-отстойник типа ФЖ-2973

Сточная вода предварительно подвергается отстою в горизонтальном отстойнике, а затем через патрубок ввода 6 поступает в приемный отсек В фильтра-отстойника, расположенный в средней части корпуса 3. Из приемного отсека сточная вода через перфорированные перегородки 10 поступает в фильтрационные отсеки Б. Фильтрационные отсеки заполнены коалесцирующим фильтром 5, в качестве которого применяют гранулированный полиэтилен с размером гранул 4–5 мм. Полиэтилен является гидрофобным веществом: нефть смачивает его, а вода нет. Поэтому капли нефти, задерживаясь на поверхности гранул, сливаются (коалесцируют) и выходят из фильтрационных отсеков Б в отстойные отсеки А в укрупненном виде. По этой причине в отстойных отсеках происходит быстрое расслоение воды и капелек нефти и нефть выводится сверху через патрубки вывода нефти 1, а очищенная вода – через патрубки 7. Осаждающиеся в отстойных отсеках механические примеси выводятся через патрубки 8. Отстойные отсеки снабжены люками-лазами 2. Загрузка и выгрузка гранулированного полиэтилена в фильтрационные отсеки проводится через люки 4 и 9. При засорении гранулированного полиэтилена осуществляют его промывку очищенной водой с добавкой 10–15% дисперсии керосина в течение 30 мин.

К установкам очистки воды, использующим принцип микротурбулентной флотации, относятся аппараты типа АОСВ 1/2 и АОСВ 2/2 БН. Объем аппарата 32 м³, производительность – до 2500 м³. С помощью АОСВ 2/2 БН можно достичь любого качества подготовки воды, используя установку из несколько параллельно работающих АОСВ, увеличив время пребывания очищаемой воды в массообменной секции аппарата. АОСВ 2/2БН

может быть использован на вновь вводимых или реконструируемых объектах вместо или в дополнение к технологии динамического отстаивания в РВС, булитах, а также ЖГФ. Принципиальная схема АОСВ представлена на рисунке 38.

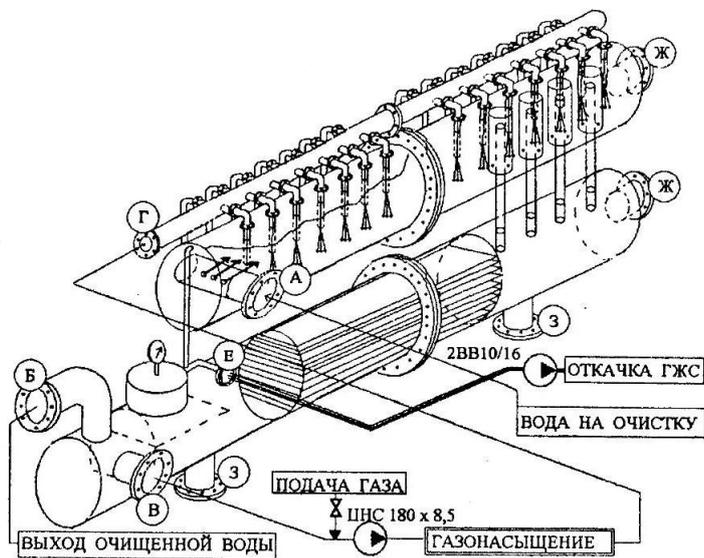


Рисунок 38 – Принципиальная схема АОСВ

А – штуцер массообменной секции; Б – очищенная вода; В – прошедшая очистку вода для эжекции; Г – штуцер ввода газонасыщенной воды; Е – штуцер для вывода нефти и газа; Ж – люки для удаления осадка;
З – разгрузочные штуцера

Очищаемая вода подается в массообменной секции и через штуцер движется вдоль её оси. В массообменной секции располагаются цилиндрические тубусы с профилированными соплами, через которые с высокой скоростью поступает вода, прошедшая очистку (В), также происходит газонасыщение вследствие падения давления на соплах, образуется газовая эмульсия. Часть тубусов, с расположенными внутри соплами, сообщаются с газовым пространством массообменной секции, что приводит к эжекции газа в водную фазу и созданию интенсивного перемешивания обрабатываемой воды. При этом капли нефти, мельчайшие пузырьки газа и механические примеси, смоченные нефтью,

взаимодействуют, образуя флотационные комплексы, которые затем удаляются из потока в газораспределительной секции.

В результате адсорбции ПАВ на пузырьках в верхней части массообменной секции аппарата образуется пенный нефтяной слой и идет непрерывный процесс массопереноса механических примесей из водной среды в пенный нефтяной слой. Слой вспененной нефти может удерживать в себе механические примеси в концентрациях на несколько порядков выше, чем их концентрация в воде. Подпитка нефтяного слоя осуществляется за счет извлекаемой из воды нефти. В случае необходимости очистки воды с высоким содержанием механических примесей и малым содержанием эмульгированной нефти в конструкции АОСВ 2/2БН предусмотрена дополнительная подача нефти в верхнюю часть массообменной секции. Вспененная нефть с высоким содержанием механических примесей выводится из массообменной секции принудительно через штуцер Е.

Обработанная в массообменной секции вода через систему безнапорных гидроциклонов в хвостовой части аппарата направляется в газораспределительную секцию, где происходит гравитационное отделение воды от флотокомплексов. Избыток газа из газораспределительной секции вместе с нефтью (ГЖС), накапливающейся в верхней части секции, принудительно отбирается насосом через штуцер Е.

Результаты применения для очистки воды аппаратов типа АОСВ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты очистки пластовых сточных вод от нефтепродуктов аппаратом АОСВ

Наименование объекта		Суточный объем воды, м ³ /сут	Снижение содержания нефти в воде, число раз
Покровские ГС	(АО Оренбургнефть)	9000	2,6
Бобровские ГС	(АО Оренбургнефть)	7000	2,65
Куакбашская УПВН	(АО Татнефть)	5800	2,8

Продолжение таблицы 2

ГУ 41	(АО Татнефть)	4000	3,01
УПС-436	(АО Татнефть)	6000	3,12
СУ-25	(АО Самаранефтегаз)	2800	3,26
Карповский ЦСП	(АО Оренбургнефть)	2700	4,75
ГУ 43	(АО Татнефть)	4000	5,1
Никольский ЦПС	(АО Оренбургнефть)	6000	8,02

Установки предварительного сброса воды на базе дожимных насосных станций

Предварительный сброс пластовой воды применяется для повышения производительности объектов подготовки нефти и снижения затрат на нагрев эмульсии. Необходимость в предварительном сбросе пластовых вод обычно вызвана неспособностью действующих типовых установок справиться с возрастающим объёмом поступающей жидкости и вследствие несовершенства используемой малообъёмной отстойной аппаратуры, скомпонованной в жёсткую немобильную схему.

Путевой сброс на дожимных насосных станциях (ДНС) осуществляется при таких местах централизации установок подготовки нефти и удаления их от скважин, при которых под давлением в скважинах не обеспечивается транспортировка всей жидкости до узлов подготовки и имеется возможность утилизации воды в районе ДНС. Подобная практика экономически целесообразна при расположении ДНС в радиусе 100-120 км от крупных узлов подготовки нефти и воды.

В качестве примера практического применения промышленной подготовки закачиваемого агента рассмотрим установку предварительного сброса пластовой воды на основе дожимной насосной станции, реализованной компанией ООО Лукойл «Западная – Сибирь» на основе проекта «БашНИПИнефть», на Тевлинско-Русскинском нефтяном месторождении, входящей в состав Цеха по добыче нефти и газа №6.

УПСВ ДНС-5 предназначена для дегазации и предварительного обезвоживания нефти, поступающей с кустов ЦДНГ-6(Т) с последующей откачкой её на ЦПС Тевлинско-Русскинского месторождения с содержанием в ней воды не более 5% и откачки подтоварной воды в систему ППД – КНС-5 с содержанием нефтепродуктов не более 65 мг/л. Принципиальная технологическая схема ДНС-5 УПСВ представлена на рисунке 39.

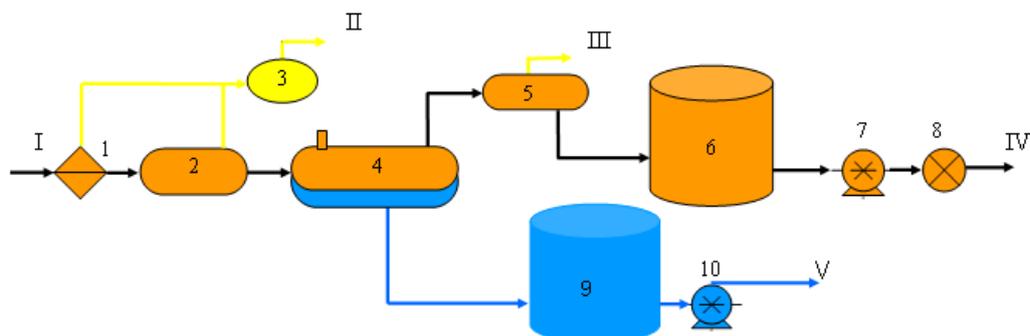


Рисунок 39 – Принципиальная технологическая схема ДНС-5 УПСВ на Тевлинско-Русскинском нефтяном месторождении

1 – УПОГ; 2 – сепаратор I ступени; 3 – газосепаратор; 4 – трёхфазный сепаратор-подогреватель («Малони»); 5 – сепаратор II ступени; 6 – технологический резервуар; 7 – насос откачки нефти; 8 – оперативный узел учёта нефти; 9 – очистной резервуар; 10 – насос откачки воды; I – нефть со скважин; II – газ на Когалымскую ГКС; III – газ на ВКС (вакуумная компрессорная станция); IV – нефть на ЦПС Тевлинско-Русскинского месторождения; V – вода на БКНС-5 «Т» и БКНС-7 «Т».

Проектная мощность ДНС-5 УПСВ «Т» по жидкости составляет 40000 м³/сут, фактическая загруженность – 108 %.

Подготовка продукции на ДНС-5 УПСВ «Т» осуществляется по следующей схеме: Сырая нефть под давлением погружных скважинных УЭЦН и УШГН поступает через узел переключения на УПОГ для предварительного отбора газа. Из УПОГ жидкость подается в НГС I ступени для дальнейшей дегазации. Из НГС I ступени частично дегазированная жидкость поступает на приём трёхфазных сепараторов-отстойников

«Малони» для подогрева и предварительного обезвоживания нефти с объемной долей воды до 5%. Для успешного разрушения водонефтяной эмульсии перед сепараторами-отстойниками в сырую нефть подаётся деэмульгатор из реагентного хозяйства и производится подогрев сырой нефти в трёхфазных сепараторах-отстойниках «Малони». Частично обезвоженная нефть из блока трёхфазных сепараторов-отстойников направляется на приём НГС II ступени для окончательной дегазации. Из НГС II ступени дегазированная нефть поступает на приём технологических резервуаров РВС-5000 для обезвоживания нефти до 1% динамическим отстоем. Из РВС-5000 нефть поступает на приём насосов внешней перекачки и далее через ОУУН направляется на ЦПС Тевлинско-Русскинского месторождения.

Попутная пластовая вода из трёхфазных сепараторов-отстойников «Малони» подаётся на приём очистных резервуаров РВС-5000 для очистки воды от механических примесей и нефтепродуктов. Из РВС подтоварная воды с остаточным содержанием нефтепродуктов до 40 мг/дм³ подаётся на приём насосов перекачки пластовой воды и далее транспортируется на БКНС-5 «Т» и БКНС-7 «Т» для нужд систем ППД ЦДНГ-6 «Т» и ЦДНГ-7 «Т».

Попутный нефтяной газ из УПОГ и НГС I ступени поступает в газосепаратор (ГС) для очистки от капельной жидкости. Газ из ГС подаётся на узел учёта газа и далее транспортируется бескомпрессорным способом на Когалымскую ГКС. Часть учтённого газа используется для выработки теплоэнергии на котельной ДНС-5 УПСВ «Т», подогрев нефти на «Малони» и запальники ФВД, ФНД ДНС-5 УПСВ «Т». Попутный нефтяной газ из трёхфазных сепараторов-отстойников «Малони» и НГС II ступени поступает на ВКС ДНС-5 УПСВ «Т» и направляется на Когалымскую ГКС. При плановой или аварийной остановке Когалымской ГКС попутный нефтяной газ из УПОГ и НГС I ступени сбрасывается на ФВД, а газ из трёхфазных сепараторов-отстойников «Малони» и НГС II ступени – на ФНД.

Характеристика основного технологического оборудования ДНС-5 УПСВ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика основного технологического оборудования
ДНС-5 УПСВ Тевлинско-Русскинского месторождения

Назначение оборудования	Техническая характеристика	Количество штук
Нефтегазосепаратор первой ступени	$V=50 \text{ м}^3$	4
Трёхфазный сепаратор-отстойник «MALONEY»	$V=141,59 \text{ м}^3$	4
Нефтегазосепаратор второй ступени	$V=50 \text{ м}^3$	4
Газосепаратор первой ступени	$V=50 \text{ м}^3$	1
Резервуар вертикальный стальной технологический для отстоя нефти	$V=5000 \text{ м}^3$	2
Резервуар вертикальный стальной для очистки отстоя пластовой воды	$V=5000 \text{ м}^3$	2
Насос внешней перекачки нефти	ЦНС-300/300; $Q=300 \text{ м}^3/\text{ч}$, $P_{\text{вых}}=3,0 \text{ МПа}$	3
	ЦНС-300/360; $Q=300 \text{ м}^3/\text{ч}$, $P_{\text{вых}}=3,6 \text{ МПа}$	3
Насос перекачки пластовой воды	ЦНС-300/240; $Q=300 \text{ м}^3/\text{ч}$, $P_{\text{вых}}=2,4 \text{ МПа}$	6

2.3 Технологическое оборудование и способы нагнетания рабочего агента в пласт

Технологическая схема процесса нагнетания воды состоит из нескольких принципиальных звеньев всей цепочки системы ППД:

- Водозаборы;
- Водоводы;
- Насосные станции;
- Буферные ёмкости;
- Распределительные блоки;
- Нагнетательные скважины.

На месторождениях ООО «Газпромнефть – Восток» в зависимости от источника получения воды, состава технологических комплексов и

оборудования применяются следующие основные технологические схемы закачки рабочего агента в пласт:

- *Закачка воды с использованием БКНС* - источник получения воды (водозаборная скважина, водозабор речной воды, объект подготовки нефти) - блочная кустовая насосная станция - нагнетательные скважины. Вода от источника получения воды поступает на блочную кустовую насосную станцию. От БКНС по системе водоводов вода подается в скважины системы ППД.

На БКНС подача воды осуществляется по водоводам (диаметром Ø114 - Ø820 мм) низкого давления с УПСВ, УПН и ЦПС (пластовая), из водозаборных скважин (сеноманская), из открытых водоемов (пресная). От БКНС вода по водоводам высокого давления и нагнетательным линиям скважин (диаметром Ø89 - Ø325 мм) подается в нагнетательные скважины для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Рабочее давление в трубопроводах системы ППД:

- водоводы низкого давления (ВНД) - 0-4 МПа;
- водоводы высокого давления (ВВД) - 10-22 МПа.

Технологическая схема БКНС Юго-Западной части Крапивинского месторождения представлена в приложении 1.

БКНС включает следующие основные сооружения:

- 1) Блок коллекторов БК:
- 2) Блок насосов БН Н-1,2,3,4 (типа ЦНС 145-2100 – 1 шт, ЦНС 180-1900 – 2 шт, ЦНС 145-1900 – 1 шт.)
- 3) Сепараторы сеноманской воды С-1,2,3 ($V=50 \text{ м}^3$) – 3 шт.
- 4) Дренажная емкость ПЛК и хоз. бытовых стоков из КОС ЕП-18, $V=40 \text{ м}^3$ – 1 шт., оборудованная погружным насосом 12НА9х4.
- 5) Дренажная ёмкость ЕП-17, $V=25 \text{ м}^3$
- 6) Насос подачи ингибитора коррозии БРХ – 1 шт.
- 7) Блок маслосистемы БМС.

8) Дренажная емкость для отработанного масла ЕП-8-2000-1300-3,
 $V=8 \text{ м}^3 - 1 \text{ шт}$

9) Блок управления БУ.

10) Блок КТП 6,0/0,4 кВ с ВТЕ.

11) Блок плавного пуска.

12) Блок распределительного устройства РУ-6кВ.

13) Блок приточно-вентиляционной камеры.

• *Высоконапорная закачка воды с использованием водозаборной скважины* – водозаборная скважина (источник получения воды) - нагнетательная скважина. Вода сеноманской скважины, без предварительной подготовки, посредством высоконапорных погружных насосов, подается по системе водоводов в нагнетательные скважины. Принципиальная схема МСП представлена на рисунке 40.

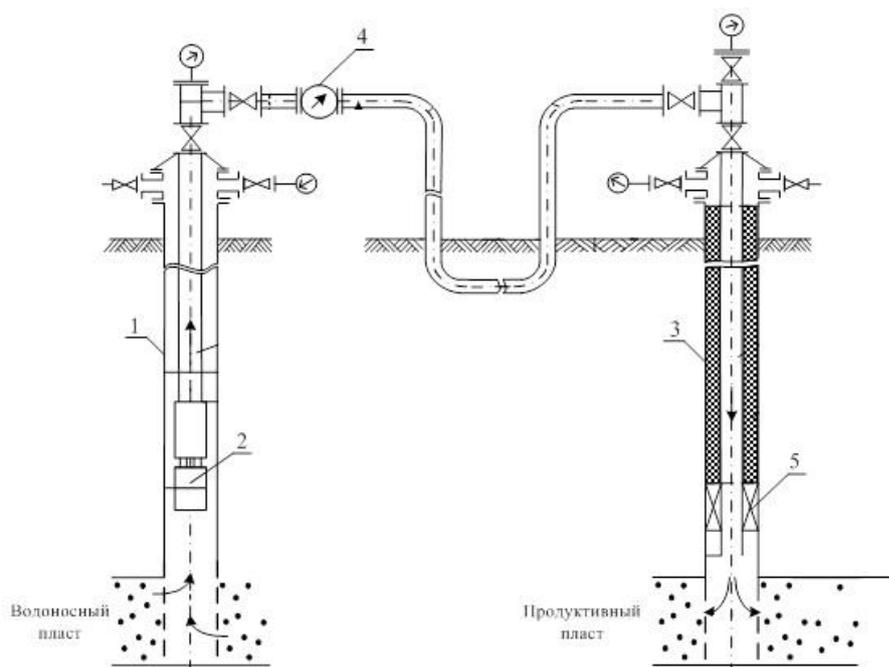


Рисунок 40 – Принципиальная схема межскважинной перекачки

1- водозаборная скважина; 2 – ЭЦН; 3 – нагнетательная скважина; 4 – расходомер; 5 – герметизирующий пакер

Данный метод известен как МСП (межскважинная перекачка). Это метод, при котором вода из водозаборной скважины насосной установкой, минуя БКНС, подается непосредственно в нагнетательные скважины, число

которых определяется соотношением их суммарной приемистости и производительности водозаборной скважины. При данном методе перекачки используют погружные электроцентробежные насосы.

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.

- *Шурфовая закачка* - водозаборная скважина, объекты подготовки нефти (источник получения воды) - шурф - нагнетательная скважина. Вода водозаборной скважины (сеноманская, пресная), посредством низконапорных погружных насосов и (или) пластовая вода с объектов подготовки нефти подается в шурф, где установлен высоконапорный насос. Посредством высоконапорной установки, расположенной в шурфе по системе водоводов вода подается в скважины ППД.

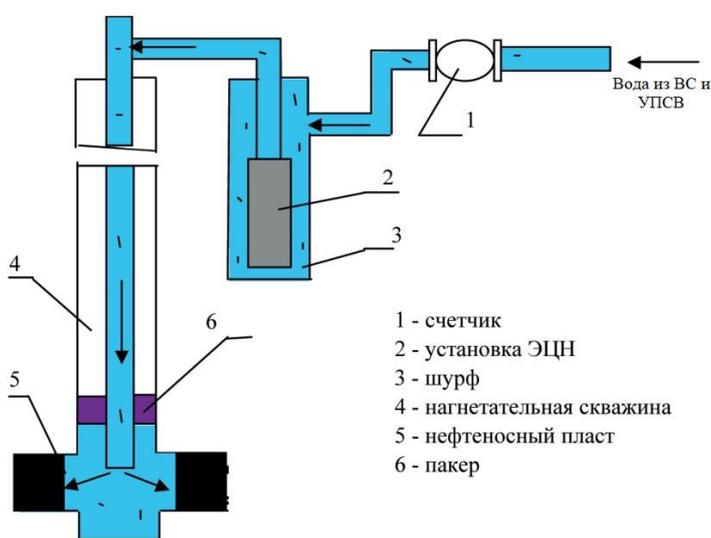


Рисунок 41 – Принципиальная схема шурфовой закачки

- *Закачка воды с использованием ГНУ* - источник получения воды (водозаборная скважина, водозабор речной воды, объект подготовки нефти) – горизонтальная насосная установка - нагнетательные скважины. Вода от

источника получения воды поступает на горизонтальную насосную установку. От ГНУ по системе водоводов вода подается в скважины системы ППД.

Горизонтальная насосная установка (рисунок 42) - предназначена для закачки воды в системе ППД, перекачки нефтепродуктов, утилизации попутной воды, организации заводнения и повышения давления в системе ППД. Благодаря возможности контролируемой точечной закачки рабочего агента, ГНУ может рассматриваться как средство повышения нефтеотдачи пласта на удаленных кустовых площадках.

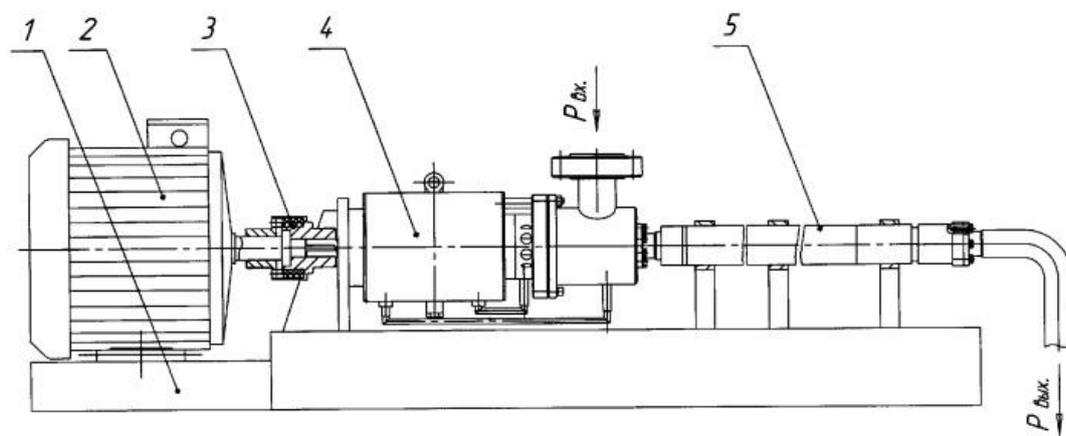


Рисунок 42 – Принципиальная схема горизонтальной насосной установки (ГНУ)

Горизонтальная насосная установка состоит из опорной рамы 1, размещенного на ней электродвигателя 2, соединительной муфты 3, упорной камеры 4 и секционного центробежного насоса 5.

Значения рабочих характеристик ГНУ, в зависимости от достижения необходимых заданных параметров закачки могут варьироваться (таблица 4):

Таблица 4 – Диапазон рабочих характеристик ГНУ

Расход, м ³ /сут	Напор, м	КПД, %	Давление на входе кгс/см ²
80-2400	600-2100	До 86	До 250

Помимо данных методов осуществления процессов закачки рабочего агента ППД в пласт на промысловых объектах других нефтегазодобывающих компаний применяются наиболее рациональные и современные подходы.

Примером таких методов является внутрискважинная принудительная перекачка (ВСП), предназначен для повышения эффективности эксплуатации нагнетательного фонда. Процесс ВСП в стандартной практике организовывается по двум схемам: 1) сверху-вниз, то есть перекачка из вышележащего водоносного горизонта в залегающий ниже целевой пласт; 2) снизу-вверх, перекачка из нижележащего водоносного горизонта в залегающий выше целевой пласт. Наглядная схема двух способов ВСП представлена на рисунке 43.

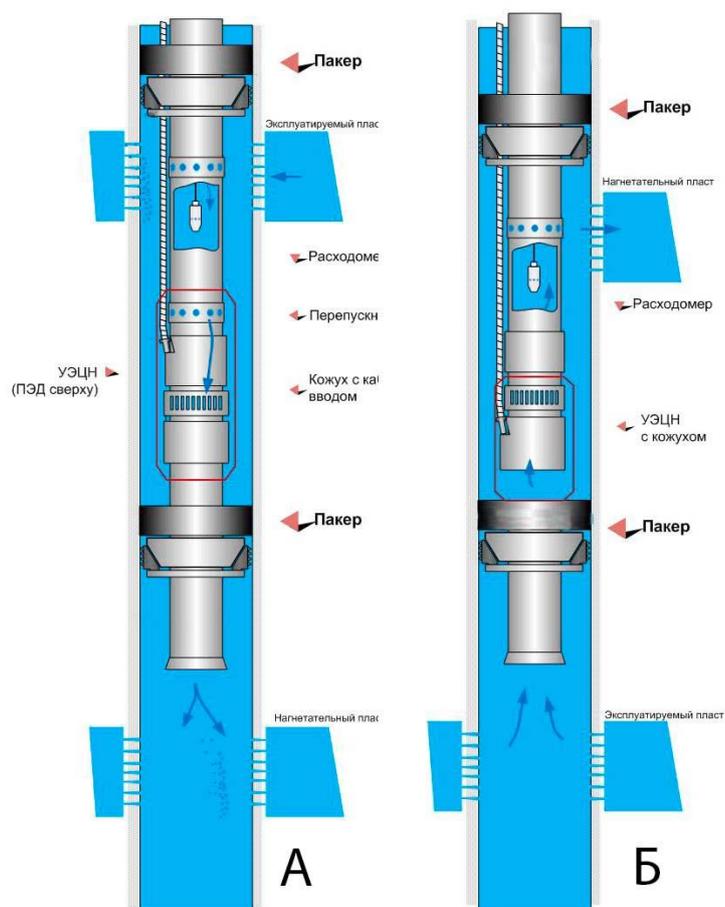


Рисунок 43 – Схема внутрискважинной перекачки:

А – по схеме сверху-вниз; Б – по схеме снизу-вверх

Конструктивно установка для перекачки по схеме «сверху вниз» (рисунок 43 А) выполнена по перевернутой схеме относительно традиционных УЗЦН. Поток жидкости направляется сверху вниз, обеспечивая закачку воды в пласт. Выше зоны продуктивного и эксплуатируемого

межтрубное пространство герметизируется пакерами, для исключения гидродинамической связи между продуктивным и эксплуатируемым пластом.

Принцип ВСП по схеме снизу-вверх (рисунок 43 Б) следующий: жидкость из водоносного пласта перекачивается с помощью установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) в полость насосно-компрессорных труб (НКТ), а из нее – в межтрубное пространство и далее в продуктивный пласт. Выше зоны продуктивного и эксплуатируемого пластов устанавливаются пакеры с возможностью пропуска кабеля УЭЦН. Параметры работы скважины (расход) измеряются с помощью скважинного измерительного прибора. Сравнение стандартной схемы ППД и ВСП приведено в таблице 5.

Таблица 5 - Сравнение стандартной схемы системы поддержания пластового давления и внутрискважинной перекачки

Параметры	Кустовые насосные станции (КНС, БКНС)	Внутрискважинная перекачка воды (ВСП)
Объем закачки	По наличию подтоварной воды с УПСВ, воды из поверхностных источников и т.д.	До 200 м ³ /сут для месторождений Самарской области
Источник воды	Подтоварная вода с УПСВ, пресная вода, вода водоносных горизонтов	Вода водоносных горизонтов
Системы обвязки	Наличие низко- и высоконапорных водоводов, ВРП	Отсутствует
Основные недостатки	Высокие затраты на проектирование, строительство, эксплуатацию, необходимость наличия постоянного обслуживающего персонала	Отсутствие возможности использования подтоварной воды, небольшие дебиты водоносных горизонтов
Основные преимущества	Возможность использования подтоварной воды	Сравнительно небольшие материальные и временные затраты на строительство

2.4 Анализ применяемых ПАВ-полимерных композиций в составе закачиваемого агента

Одним из основных назначений водных растворов ПАВ является снижение коэффициента межфазного натяжения между закачиваемым агентом и нефтью. Задачей полимерных композиций является изменение соотношений их подвижности путём увеличения вязкости агента вытеснения, кроме того повышается охват пласта воздействием, уменьшается риск образования языков воды и преждевременного обводнения скважин и т.д.

Применение ПАВов и полимерных соединений, в составе рабочего агента системы ППД, даёт положительный эффект при их совместном введении в продуктивный пласт. Комбинированный эффект проявляется в уменьшении разницы в подвижности закачиваемого агента и нефти, выравнивании фронта продвижения по площади и по разрезу одновременно с снижением межфазного натяжения и способствованию гидрофилизации породы-коллектора за счёт частичного изменения смачиваемости. Результатом данного комплексного воздействия становится прирост коэффициента вытеснения нефти. [18]

Выполнение проектов по подобному виду заводнения осложняется высокой минерализацией как пластовых вод, так и закачиваемого агента. Высокоминерализованный раствор, в составе которого находится ПАВ-полимерная композиция, ухудшает технологические свойства ионных ПАВ и полимеров. В связи с этим, в рамках развития проекта по ПАВ-полимерному заводнению в ПАО «Татнефть», ТатНИПИнефтью были проведены полномасштабные исследования с целью поиска и обоснования применения новых химических продуктов и композиций для достижения наиболее высокой эффективности проекта, в рамках научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы «Разработка технологий увеличения нефтеизвлечения на основе ПАВ-полимерного заводнения». [18]

Для выполнения лабораторных исследований на основе анализа геолого-физических условий и состояния разработки тульско-бобриковских

отложений выбран типовой участок на Сабанчинском месторождении. Ниже приведены усредненные геолого-физические параметры участка. [18]

Тип коллектора.....	Терригенный поровый
Система заводнения.....	Внутриконтурная
Нефтенасыщенная толщина, м	4,8
Проницаемость, мкм ²	1
Пористость, %.....	23,8
Нефтенасыщенность, %.....	86
Глинистость, %.....	2,7
Коэффициент песчанности	0,416
Плотность закачиваемой воды, г/см ³	1,09-1,12
Коэффициент расчлененности	1,2
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с.....	19,9
Средняя обводненность, %.....	90

Пласты-коллекторы участка Сабанчинского месторождения представлены кварцевыми, иногда глинистыми песчаниками и алевролитами. Водонефтяной фактор равен 3,855. Участок характеризуется высоким содержанием остаточных извлекаемых запасов нефти (124,8 тыс. т) и низким коэффициентом охвата заводнением – 0,304, высокой минерализацией закачиваемой воды и повышенной вязкостью нефти, что определяет возможность применения МУН. На выбранном типовом участке отобраны пробы закачиваемой воды и добываемой жидкости для последующего исследования. [18]

На основе исследования рынка ПАВ выбраны 32 марки различных отечественных производителей. Выбранные марки ПАВ представлены различными классами активного компонента: цвиттерионные, анионные, неионогенные. Катионные ПАВ не использовались в чистом виде, так как они практически не применяются в качестве моющих и вытесняющих агентов в нефтедобывающей отрасли. При отборе всех образцов определялись следующие физико-химические показатели: внешний вид, плотность,

температура застывания, отношение к растворителю (закачиваемая и добываемая воды типового участка), совместимость с водами различной минерализации, межфазное натяжение на границе с углеводородами методом вращающейся капли. Большинство исследованных ПАВ (22 из 32) оказались несовместимыми с высокоминерализованными водами: после приготовления растворов наблюдалось выпадение осадка или высаливание ПАВ в отдельную фазу. Оставшиеся марки, образующие стабильные растворы в высокоминерализованной воде, не обеспечивали эффективного снижения межфазного натяжения. Поэтому дальнейшие исследования проводились в направлении создания эффективной композиции, стабильной в высокоминерализованной воде и обеспечивающей снижение межфазного натяжения до 0,5 мН/м и менее, путем комбинирования ПАВов К-23 и К-33 с полимером Р1 (полиакриламид). [18]

Для исследований приготовлены композиции с массовой долей ПАВ от 0,3 до 1,0 %, ПАА – 0,15 %. Исследования заключались в определении основных характеристик приготовленных растворов: динамической вязкости и межфазного натяжения на границе с нефтью бобриковского горизонта плотностью 0,89 г/см³. Также визуально оценивалась стабильность фазового поведения композиции ПАВ-полимер в течение 24 ч. В результате исследований установлено, что ПАВ К-33 несовместим с полимером Р1: в процессе выдержки в верхней части раствора образовывался мутный слой. Поэтому в качестве основной композиции был принят ПАВ К-23, который в сочетании с ПАА всех марок образовывал стабильные прозрачные растворы, при этом наблюдалось незначительное повышение вязкости по сравнению с чистым раствором ПАА. ПАВ К-23 в композиции позволяет достигать межфазного натяжения менее 0,5 мН/м только на минерализованной воде, при этом самое низкое межфазное натяжение наблюдается при использовании воды плотностью 1,12 г/см³, что является благоприятным фактором для подобранного типового объекта воздействия. Однако вязкость ПАВ-полимерных композиций в минерализованной воде ниже, чем в пресной.

Оптимальная концентрация ПАА в композиции определена на основе дополнительных исследований – 0,2–0,25 %. При этом вязкость данных композиций составила 7,5–8,25 мПа·с. Результаты экспериментальных исследований с ПАВ-полимерными композициями представлены в таблице 6.

[18]

Таблица 6 – Физико-химические показатели ПАВ-полимерных композиций

[18]

Плотность воды, г/см ³	ПАВ	Массовая доля ПАВ, %	Стабильность композиции ПАВ-ПАА в течение 24 ч	Динамическая вязкость, мПа·с	Межфазное натяжение на границе с нефтью плотностью 0,89 г/см ³ , мН/м
1,00	Без ПАВ	-	+	7,17	9,54
	К-23	0,3	+	8,25	1,46
		0,5	+	8,42	1,35
		1,0	+	8,68	1,24
1,04	Без ПАВ	-	+	4,07	10,85
	К-23	0,3	+	4,03	0,76
		0,5	+	4,16	0,66
		1,0	+	4,73	0,57
1,09	Без ПАВ	-	+	3,87	12,95
	К-23	0,3	+	3,96	0,54
		0,5	+	4,19	0,49
		1,0	+	4,33	0,44
1,12	Без ПАВ	-	+	4,13	15,60
	К-23	0,3	+	4,10	0,41
		0,5	+	4,12	0,38
		1,0	+	4,22	0,34
1,165	Без ПАВ	-	+	3,93	15,30
	К-23	0,3	+	4,12	0,54
		0,5	+	4,74	0,46
		1,0	+	5,31	0,39

По результатам выбора ПАВ-полимерной композиции также были проведены фильтрационные исследования и выполнен анализ нефтевытесняющих свойств компонентов композиции. Исследования проводились на моделях пласта бобриковского горизонта проводились на установке УИК-4 (8) (ООО «Гло-Бел лаборатория», г. Москва). В качестве

модели пористой среды использовались образцы керна бобриковского горизонта. Фильтрационные исследования проводились для 15 вариантов ПАВ-полимерных композиций, подобранных в диапазоне концентраций ПАВ 0,5–1,5 % (концентрацию ПАВ было решено повысить до 1,5 % по мере получения результатов) и ПАА 0,2–0,25 % на основе результатов исследований ПАВ и полимера, их водных растворов при условии стабильности и при минерализации пластовой воды, характерной для условий бобриковского горизонта. Выявлено, что целевой прирост коэффициента вытеснения (более 20 %) достигается только для пяти составов с наиболее высоким содержанием ПАВ (1,5 %) и содержанием ПАА в диапазоне 0,2–0,25 %. Общий прирост коэффициента вытеснения нефти для этих композиций составил 23,1–27,4 %, что позволяет рекомендовать разработанные составы в качестве основных композиций для условий закачки сильно минерализованной воды. Оптимальные концентрации композиционного ПАВ К-23 и ПАА для эффективного вытеснения нефти по результатам фильтрационных исследований составили соответственно 1,5 и 0,2–0,25 %. По результатам проведенных исследований разработанная ПАВ-полимерная композиция на основе ПАВ отечественного производства рекомендована для проведения опытно-промышленных испытаний на объектах, заводняемых водой высокой минерализации. [18]

2.5 Расчёт технологической эффективности применения химического реагента «Полисил» в нагнетательных скважинах

АО «РИТЭК» разработал ряд инновационных технологий, направленных на повышение дебита добывающих скважин и увеличение конечного нефтеизвлечения. Одной из таких инновационных технологий стало применение химического реагента «Полисил-П1», его используют при мероприятиях по обработке ПЗП нагнетательных скважин для повышения их приёмистости. Данный химически реагент является модифицированным кремнеземом (SiO_2), которые обладает гидрофобными свойствами. Механизм действия реагента «Полисил-П1» следующий: частицы химического реагента

«Полисил-П1» в составе рабочего агента системы ППД нагнетаются в продуктивный пласт, довольно легко охватывая воздействием объём пород ПЗП, затем частицы реагента начинают процесс модификации поверхности поровых каналов, то есть изменяет смачиваемость (гидрофобизация). Вследствие этого изменяются фильтрационные характеристики коллектора как для воды, так и для нефти. Наблюдаемый эффект от гидрофобизации обусловлен снижением капиллярного давления за счет изменения краевого угла смачивания и поверхностного натяжения. Для нагнетательных скважин в промытых пластах коллектор характеризуется значительной фильностью, при этом $\cos \theta$ меньше 90° , т.е. положительный. В результате гидрофобизации поверхности Полисилом-П1 угол избирательного смачивания становится больше 90° и $\cos \theta$ - отрицательный. Это снижает капиллярное давление, что повышает фильтрацию для воды.

Экспериментально установлено, что применение химического реагента «Полисил» в нагнетательных скважинах дополнительно увеличивает их коэффициент приемистости в n -ое количество раз, конкретно в 2-3 раза.

Где применение реагента «Полисил» особенно необходимо и каковы все последствия этого применения?

В западной Сибири имеются нефтяные месторождения с нефтяными пластами пониженной, низкой и ультранизкой продуктивности, которые обладают повышенной зональной и послойной неоднородностью по проницаемости, пониженной начальной нефтенасыщенностью и соответственно пониженным коэффициентом вытеснения, содержат нефть пониженной вязкости, близкой к вязкости воды. На таких нефтяных месторождениях подвижность закачиваемой воды бывает близка и ниже подвижности пластовой нефти. При этом для увеличения начального максимального (амплитудного) дебита нефти эксплуатационного объекта требуется увеличение доли нагнетательных скважин в общем числе скважин. Но вместо увеличения доли и числа нагнетательных скважин можно

применить химический реагент «Полисил» и увеличить коэффициент приемистости. [20]

Рассматривать эту проблему будем на примере конкретного нефтяного месторождения, у которого: средний коэффициент продуктивности скважины равен $\eta_{cp}=0,3$ т/(сут·атм), эксплуатационный горизонт (пласт) состоит из трех обособленных нефтяных слоев, зональная неоднородность отдельного слоя по продуктивности (проницаемости) равна $V_{zc}^2=1,5$, соответственно зональная неоднородность по продуктивности в целом объекта (пласта) равна $V_3^2 = \frac{V_{zc}^2}{n_c} = \frac{1,5}{3} = 0,5$, вязкость нефти в пластовых условиях равна $\mu_n=1$ сПз, вязкость воды равна $\mu_a=0,5$ сПз, коэффициент вытеснения нефти закачиваемой водой равен $K_2=0,5$, соответственно соотношение подвижностей воды и нефти в пластовых условиях равно:

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5} = \frac{1}{0,5} \cdot 0,5^{1,5} = 0,707. \quad (25)$$

Эксплуатационный объект залегает на глубине 2500 м. Первоначальное пластовое давление равно $P_{пл0}=250$ атм, давление насыщения нефти газом равно $P_{нас}=100$ атм. Забойное давление нагнетательных скважин равно 500 атм. С учетом потери давления на трение давление на устье нагнетательных скважин несколько больше 250 атм. С учетом давления насыщения забойное давление добывающих скважин равно $P_{заб}=100$ атм. [20]

Влияние зональной неоднородности слоев на снижение проницаемости для фильтрационного потока отражает следующий понижающий коэффициент:

$$\xi = \frac{1}{1 + 2,3 \cdot 0,2 \cdot V_{zc}^2} = \frac{1}{1 + 2,3 \cdot 0,2 \cdot 1,5} = 0,592. \quad (26)$$

Средний начальный максимально возможный дебит нефти на одну скважину проектной сетки определяется по следующей формуле:

$$q_0^1 = \eta_{cp} \cdot (P_{сн} - P_{сэ}) \cdot \varphi \cdot \xi, \quad (27)$$

где φ – функция относительной производительности скважины

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m}; \quad (28)$$

где m – соотношение добывающих и нагнетательных скважин, причем все добывающие скважины расположены на первых орбитах относительно нагнетательных. [20]

Если же на первых орбитах расположена только часть добывающих скважин и соотношение этих добывающих и нагнетательных скважин равно m_1 , т.е. это соотношение меньше общего соотношения $m_1 < m$, то функция относительной производительности скважины имеет следующий вид:

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m_1}} \cdot \frac{1}{1+m}. \quad (29)$$

Смысл этой формулы следующий: пока работают скважины первой орбиты, скважины второй и последующих орбит практически не влияют на общее фильтрационное сопротивление и на общий дебит жидкости.

По приведенным формулам при принятых исходных данных для различных значений m – соотношения добывающих и нагнетательных скважин определим начальный максимальный дебит нефти проектной скважины:

$$q_0^1 = 0,3 \cdot (500 - 100) \cdot \varphi \cdot 0,592; \quad (30)$$

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{0,707} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m}; \quad (31)$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,207	0,174	0,143	0,120	0,103
q⁰¹, т/сут	14,70	12,36	10,15	8,53	7,32

Но если по нагнетательным скважинам применяется химический реагент «Полисил» и средний коэффициент приемистости увеличивается в

n=2 раза, то функция относительной производительности скважины и начальный максимальный дебит нефти проектной скважины будут:

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_* \cdot n} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m} = \frac{1}{\frac{1}{1,414} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m}; \quad (32)$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,293	0,276	0,240	0,209	0,184
q⁰¹, т/сут	20,81	19,62	17,06	14,84	13,05

А если средний коэффициент приемистости нагнетательной скважины увеличивается в n=3 раза, то функция относительной производительности скважины и начальный максимальный дебит нефти проектной скважины будут:

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{2,121} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m}; \quad (33)$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,340	0,343	0,311	0,277	0,248
q⁰¹, т/сут	24,16	24,37	21,17	19,68	17,63

По представленным результатам видно, что увеличение коэффициента приемистости нагнетательных скважин в n=2 раза приводит к увеличению начального максимального дебита нефти и темпа отбора запасов нефти в 1,4-1,8 раза, а увеличение коэффициента приемистости в n=3 раза приводит к увеличению дебита и темпа отбора запасов нефти в 1,6-2,4 раза. [20]

По представленным результатам также видна тенденция к увеличению соотношения добывающих и нагнетательных скважин: при увеличении коэффициента приемистости в n=3 раза начальный максимальный дебит нефти достигает максимума при увеличении соотношения с m=1 до m=2.

Если вместе с применением химического реагента «Полисил» и увеличением коэффициента приемистости нагнетательных скважин в n=2 раза

уменьшить долю нагнетательных скважин вдвое, т.е. от соотношения добывающих и нагнетательных $m=1$ перейти к соотношению $m=3$, то начальный максимальный дебит увеличится в $\frac{17,06}{14,70} = 1,16$ раза, и уменьшится неравномерность вытеснения нефти с закачиваемой водой. Последнее обстоятельство связано с уменьшением доли стягивающих добывающих скважин с $\frac{2}{1+m} = \frac{2}{1+1} = 1$ до $\frac{2}{1+m} = \frac{2}{1+3} = 0,5$.

Расчет величины V^2 – результирующей неравномерности вытеснения нефти закачиваемой водой в типичную среднюю добывающую скважину на рассматриваемом объекте выполняется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} (V^2 + 1) &= (V_1^2 + 1) \cdot (V_2^2 + 1) \cdot (V_3^2 + 1) \cdot \frac{2}{1+m} + (V_1^2 + 1) \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = \\ &= \frac{V_{zc}^2 + 1}{\frac{V^2}{n_c} + 1} \cdot 1,1 \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{4} + 1} \cdot \frac{2}{1+m} + \frac{V_{zc}^2 + 1}{\frac{V^2}{n_c} + 1} \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right). \end{aligned} \quad (34)$$

Для конкретных условий рассматриваемого нефтяного месторождения эта формула принимает следующий конкретный вид:

$$\begin{aligned} (V^2 + 1) &= \frac{1,5+1}{\frac{1,5}{3}+1} \cdot 1,1 \cdot \frac{0,5+1}{\frac{0,5}{4}+1} \cdot \frac{2}{1+m} + \frac{1,5+1}{\frac{1,5}{3}+1} \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = \\ &= 2,444 \cdot \frac{2}{1+m} + 1,667 \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = 1,667 + 0,778 \cdot \frac{2}{1+m}; \end{aligned} \quad (35)$$

$$V^2 = 0,667 + 0,778 \cdot \frac{2}{1+m}. \quad (36)$$

Кроме этой формулы необходимы: формула K_3 – коэффициента использования подвижных запасов нефти (суммарного отбора нефти в долях подвижных запасов) и формула F – суммарного отбора жидкости в долях подвижных запасов нефти, которые имеют вид:

$$K_3 = K_{zn} + (K_{zk} - K_{zn}) \cdot A. \quad (37)$$

$$F = K_{зн} + (K_{зк} - K_{зн}) \cdot \ln \frac{1}{1-A}, \quad (38)$$

где $K_{зн} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}$; $K_{зк} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}$; A – расчетная предельная доля

агента (воды) в дебите жидкости добывающей скважины, в данном случае (при $\mu_*=0,707$ и коэффициенте различия физических свойств нефти и вытесняющего агента $\mu_0=1$) это весовая предельная доля агента (воды).

По приведенным формулам для различных значений m были сделаны расчеты величин V^2 , $K_{зн}$, $K_{зк}$, $K_{зн}/K_{зк}$, K_3 и F при $A=0.95$ (таблица 7).

Таблица 7 – Расчет для различных значений m

m	V ²	K _{зн}	K _{зк}	K _{зн} /K _{зк}	При A=0.95	
					K ₃	F
1	1,444	0,138	0,763	0,181	0,732	2,010
2	1,185	0,162	0,802	0,202	0,770	2,079
3	1,056	0,177	0,824	0,215	0,792	2,115
4	0,978	0,188	0,837	0,225	0,805	2,132
5	0,923	0,196	0,846	0,232	0,814	2,143

Как видно, при $m=3$ и $n=2$ по сравнению с $m=1$ и $n=1$ конечная нефтеотдача пластов становится выше в $\frac{0,792}{0,732} = 1,082 \cong 1,08$ раза.

Таким образом, в конкретных условиях рассматриваемого нефтяного месторождения применение химического реагента «Полисил» позволяет перейти от пятиточечной схемы площадного заводнения к обращенной девятиточечной, при этом увеличить начальный максимальный дебит проектных скважин в 1,16 раза и извлекаемые запасы нефти в 1,08 раза. [20]

Наверное, для иллюстрации эффективности применения химического реагента «Полисил» целесообразно сравнить два варианта разработки эксплуатационного объекта: 1-й вариант – без применения химического реагента, 2-й вариант – с применением. В обоих вариантах 100 проектных скважин. В 1-м варианте годовой максимальный дебит равен:

$$14,7 \frac{m}{сут} \cdot 100 \cdot 330 \frac{сут}{год} = 485100 \frac{m}{год} = 485,1 \frac{тыс.м}{год} = 0,485 \frac{млн.м}{год}, \quad (39)$$

здесь 330 – число дней работы скважины в году.

Во 2-м варианте разработки годовой начальный максимальный дебит равен:

$$17,06 \cdot 100 \cdot 330 = 562980 \frac{т}{год} = 562,98 \frac{тыс.т}{год} = 0,563 \frac{млн.т}{год}. \quad (40)$$

По 1-му варианту начальные извлекаемые запасы нефти равны 10 млн.т, по 2-му варианту – 10,8 млн.т. По первому варианту начальные извлекаемые запасы жидкости равны 20,1 млн.т, по 2-му варианту – 21,15 млн.т. Динамика добычи нефти и жидкости в течение первых 10 лет по 1-му и 2-му вариантам представлена в таблице 8. [20]

Таблица 8 – Динамика добычи нефти и жидкости в течение 10 лет

Годы	1-й вариант			2-й вариант			Прирост дебита нефти, млн.т/год
	Дебит нефти, млн.т/год	Дебит жидкости, млн.т/год	Обводненность, %	Дебит нефти, млн.т/год	Дебит жидкости, млн.т/год	Обводненность, %	
1	0,473	0,479	1,3	0,549	0,556	1,3	0,076
2	0,451	0,468	3,6	0,521	0,541	3,7	0,070
3	0,430	0,457	5,8	0,494	0,528	6,2	0,064
4	0,409	0,446	8,2	0,469	0,513	8,6	0,060
5	0,390	0,435	10,4	0,445	0,499	10,9	0,055
6	0,371	0,425	12,6	0,423	0,486	13,0	0,052
7	0,354	0,415	14,6	0,401	0,474	15,3	0,047
8	0,337	0,405	16,7	0,381	0,461	17,4	0,044
9	0,321	0,395	18,7	0,361	0,449	19,6	0,040
10	0,306	0,386	20,7	0,343	0,437	21,5	0,037
Сумма	3,842	4,311		4,387	4,944		0,545

За 10 лет разработки рассматриваемого эксплуатационного объекта по варианту с применением химического реагента «Полисил» добыча нефти увеличивается в $\frac{4,387}{3,842} = 1,142$ раза, или на 0,545 млн.т = 545 тыс.т. При этом

отбор попутной воды увеличивается в $\frac{4,944 - 4,387}{4,311 - 3,842} = \frac{0,557}{0,469} = 1,188$ раза, или на

88 тыс.т. [20]

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭФФЕКТИВНОМУ ПРИМЕНЕНИЮ РАБОЧЕГО АГЕНТА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

В рамках комплексного подхода необходимо рассмотреть всю многогранность проблематики подбора эффективного состава закачиваемого агента, технологические приёмы его подготовки и способ нагнетания в продуктивный пласт. В процессе рассмотрения условий и факторов как отдельного элемента, необходимо выявить их общность, затем дать должные рекомендации по комплексному решению проблемы, то есть решение должно учитывать все факторы, и включать потенциальные последствия. При этом должен быть сведён к минимуму риск возникновения сопутствующих осложнений при выполнении приводимых рекомендаций, достигаться ожидаемые показатели эффективности процесса вытеснения нефти закачиваемым агентом.

Комплексом условий и влияющих факторов является любой целевой пласт, залежь, месторождение. Выделяются такие условия продуктивного пласта, определяющие состав закачиваемого агента как:

- термобарические условия;
- минерализация пластовых вод;
- минеральный состав пород-коллекторов, их;
- литологический тип пород-коллекторов;
- степень микронеоднородности;
- остаточная нефте-водонасыщенность.

Условия месторождения, в отношении рассматриваемой проблематики, отражаются в его технологической составляющей:

- система сбора и подготовки рабочего агента системы ППД;
- система и способ нагнетания рабочего агента в продуктивный пласт.

Подбор определённого состава закачиваемого агента, условно может начаться с термобарических условий. В условиях стандартных, средних значений температуры продуктивного горизонта, а именно в диапазоне 70-85 °С, глубине 2500, и давления 25 МПа соответственно состав закачиваемого агента должен не допускать понижение температуры пласта, по причине снижения нефтевымывающей способности агента, увеличения плотности и вязкости нефти, соответственно и увеличению относительной фазовой проницаемости для воды. Закачка достаточно холодной воды, то есть ниже ТНКП, также способна привести к кристаллизации асфальтосмолопарафинов и выпадению их в виде кристаллов.

Падение давления, обусловленное малыми объёмами закачиваемого агента или малоэффективным режимом работы нагнетательных скважин, по аналогии со снижением температуры приводит к выпадению кристаллов парафина, вследствие разгазирования нефти, сопутствующей повышению её плотности и вязкости.

Минерализация пластовых вод плотно увязывается с термобарическими факторами и их изменениями в процессе разработки месторождений. При закачке агента температурой выше пластовой, растворённые соединения солей способны выпадать в нерастворимый осадок, при дальнейшем увеличении температуры, количество частиц будет возрастать. Похожий сценарий реализуется при падении давления, растворимость солей также будет снижаться, сопровождаясь увеличением количества выпавшего осадка. Минеральный состав закачиваемого агента, должен быть схож по составу с пластовой водой, при их отличном друг от друга составе необходимо выявить их совместимость, в противном случае фактор несовместимости приводит к формированию кристаллов солей. Любое присутствие нерастворимого осадка в порах горных пород продуктивного горизонта ведёт к снижению их фильтрационных характеристик.

Минеральный состав и литологический тип горных пород продуктивного горизонта определяет их свойство смачиваемости, а также

адсорбционную способность и при наличии повышенного содержания глинистых частиц степень их набухаемости. Соответственно, нагнетаемый агент, рекомендуется подбирать повышенной минерализации, во избежания риска набухаемости глин, изменения смачиваемости, при этом учесть адсорбционную способность пород-коллектор, так как при использовании ПАВов для повышения нефтевымывающей способности и снижения межфазного натяжения существует риск их значительного поглощения горной породой.

Степень микронеоднородности продуктивного пласта диктует механизм процесса вытеснения нефти закачиваемым агентом. В условиях крайне неоднородного строения скелета породы и резкой изменчивости фильтрационно-емкостных свойств закачиваемый агент должен подбираться в направлении выравнивания фронта вытеснения, включать составы снижающие межфазное натяжение, запускающие процесс вытеснения на капиллярном уровне, применять составы для перенаправления потока в зоны, не включенные в процесс дренирования.

Соотношение остаточной насыщенности порового пространства горных пород продуктивного горизонта нефтью и водой может говорить о том, какая доля запасов не участвует в процессе вытеснения по каким-либо причинам. По данному соотношению, можно также косвенно судить о предпочтительной смачиваемости поверхности порового пространства какой-то из фаз. Исходя из этого соотношения рекомендуется предпочесть выбор вытесняющих агентов с моющими составами, уменьшающими долю остаточных запасов нефти.

Относительно условий месторождения, в первую очередь стоит отметить текущую стадию его разработки, соответственно затем, при необходимости, обратить внимание на наличие взаимозаменяемых источников водоснабжения. Так как первая стадия характеризуется отбором безводной нефтяной продукции скважин, соответственно отсутствует возможность использование в качестве закачиваемого агента подтоварную

воду. Соответственно в качестве рабочего агента системы ППД можно использовать либо пресную воду, либо воду из глубинных водоносных горизонтов. Больше предпочтение, в таком случае отдаётся воде из глубинных горизонтов, по нескольким причинам:

- 1) вода глубинных водоносных горизонтов не требует затрат на сооружение систем сбора и подготовки, как в случае с водой из поверхностных источников;
- 2) обычно является наиболее совместимой с пластовыми водами;
- 3) нет необходимости в сооружении сложных систем очистки;
- 4) обладает лучшими нефтевымывающими свойствами.

При использовании такого типа вод в качестве рабочего агента, способы его нагнетания должны сводиться к использованию МСП и ВСП, а также к способу шурфовой закачки.

Затем при вступлении месторождения в третью стадию разработки, появляется необходимость утилизации пластовой, подтоварной воды, получаемой параллельно с добываемой нефтью. В связи с этим требуется оптимизация, усложнение прежней технологической системы подготовки закачиваемого агента и предпочтительная децентрализация системы ППД, с переходом на блочные системы (использование БКНС, ГНУ). Кроме того, с течением времени эксплуатации месторождения в третьей и следующей за ней четвертой стадией, увеличивается объём зон продуктивного пласта с остаточными запасами, требующими их доизвлечения. В таких случаях актуально применение ПАВ-полимерных композиций для равномерного движения доотмывающего фронта рабочего агента, что в итоге подразумевает увеличение проектного показателя КИНа.

Типовые рекомендации, к примеру, в случае снижения приемистости нескольких нагнетательных скважин выглядят следующим образом:

- исключить закачку пресных вод, в случае повышенной глинистости пород ПЗП;

- перевести скважину в режим МСП или ВСП при возможности, при невозможности использовать закачку пластовых сточных вод;
- пересмотреть технологическую схему подготовки закачиваемого агента;
- включить в состав закачиваемого агента химические реагенты для увеличения приёмистости ПЗП, к примеру, описываемый ранее «Полисил-П1»;
- температуру закачиваемого агента поддерживать на уровне средней пластовой температуры;
- соблюдать необходимый объём закачиваемого агента, а также режим работы нагнетательных скважин, в целях постоянно поддержания пластового давления.

В результате, комплексный подход к подбору эффективного состава и физико-химических свойств закачиваемого агента включает в себя две перманентные связующие, пластовые условия и поверхностные условия включающие технологическую составляющую, а также условия в которых проектируется нефтедобывающий промысел, к примеру, источники водоснабжения.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Герасимов Сергей Александрович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами..</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, инструмента. Норма амортизации .</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налог на прибыль - 20% НДС – 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ и оценка совокупного изменения доходов и расходов после реализации проекта</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет и анализ экономической эффективности проекта строительства водовода низкого давления УПН-БКНС-Х</i>

Перечень графического материала

Таблицы:

- 1. Удельные показатели для расчета экономического эффекта;*
- 2. Расходы до внедрения мероприятия;*
- 3. Капитальные вложения на внедрение мероприятия;*
- 4. Расходы после внедрения мероприятия;*
- 5. Доходы от реализации проекта;*
- 6. Основные экономические показатели проекта.*

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Герасимов Сергей Александрович		10.03.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы приводится оценка экономической компоненты проекта строительства водовода низкого давления УПН-БКНС-Х. Изначально представлена таблица № 8, отражающая состояние процессов в текущей ситуации и при ожидаемой ситуации. Далее в таблицах № 9, 10, 11 рассчитаны затраты до реализации проекта, после его реализации, затраты на внедрение. В таблице № 12 представлен совокупный доход от реализации проекта за 4 года. По итогам, в таблице № 14 представлены основные показатели экономической эффективности проекта. Экономический эффект в данном случае достигается за счет экономии по операционным затратам, а конкретно, за счет экономии на электроэнергии, экономии на комплексном обслуживании и временном владении водозаборными скважинами.

4.1 Расчёт совокупного изменения доходов и расходов проекта

Основные положения расчета экономического эффекта данного проекта представлены в виде таблиц 9, 10, 11, 12, 13. В данных таблицах показаны основные показатели по протеканию технологического процесса по каждому из рассматриваемых объектов системы, в текущей ситуации и ожидаемой, после реализации проекта. Приведены основные стоимостные показатели и выполнен расчет совокупного изменения в доходах и расходах в период с 2022 по 2025 года.

Таблица 9 – Удельные показатели для расчета экономического эффекта

	Показатель и	Единица измерения	Значение
Исходные данные для расчета			
Текущие технологические показатели			
<i>БКНС-Х</i>			
1	Потребляемая мощность при работе погружных насосов на кусту.	тыс. Квт	1 583
2	Количество водозаборных скважин на БКНС-Х	шт	2
3	Среднее количество ремонтов в год с учетом МРП для обеих скважин	шт	1

4	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... или ЦНС ... отдельно	тыс. Квт	11800
<i>БКНС-У</i>			
5	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... при его работе в паре с ...	тыс. Квт	11 331
6	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... при его работе в паре с ЦНС ...	тыс. Квт	11 354
<i>УПН</i>			
7	Потребляемая мощность насосов ЦНС ... при работе в паре	тыс. Квт	525
Ожидаемые технологические показатели			
<i>БКНС-Х</i>			
8	Потребляемая мощность при работе погружных насосов	тыс. Квт	0
9	Количество водозаборных скважин на БКНС-Х	шт	0
10	Среднее количество ремонтов в год с учетом МРП	шт	0
11	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... 1900 отдельно	тыс. Квт	12 169
<i>БКНС-У</i>			
12	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... отдельно.	тыс. Квт	12 350
<i>УПН</i>			
13	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... отдельно.	тыс. Квт	596
Стоимостные показатели			
14	Стоимость комплексного обслуживания	руб/сут	4 234
15	Стоимость временного владения	руб/сут	2 704
16	Тариф на покупку э/э	руб/кВтч	3,73
17	Стоимость ТРС	тыс.руб./скв	152

Расходы до внедрения (таблица 10) мероприятия складываются из расходов на комплексное обслуживание, временное владение и выполнение ремонтов по водозаборным скважинам, и, расходов электроэнергии на работу центробежных насосов типа ЦНС и погружных насосных установок типа УЭЦН.

Таблица 10 - Расходы до внедрения мероприятия

N	Объект	Ед. Изм.	Года			
			2022	2023	2024	2025
	БКНС-Х					
1	Затраты на комплексное обслуживание водозаборных скважин.	тыс.руб	458	456	456	456
2	Затраты на временное владение и пользование ЭПО.	тыс.руб	651	649	649	649
3	Затраты на подземный ремонт водозаборных скважин	тыс.руб	152	152	152	152

4	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс.руб	36516	38223	38228	38232
5	Затраты на ЭЭ на добычу сеномана	тыс.руб	6296	6562	6562	6563
БКНС-У						
6	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс.руб	80438	83722	83731	83740
УПН						
7	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс.руб	5379	5612	5612	5613
8	Итого затраты до внедрения	тыс.руб	129890	135376	135390	135405

Капитальные затраты (таблица 11) включают в себя закупку материальных ценностей, проектно-изыскательные работы и строительно-монтажные работы. Все капитальные затраты реализуются в 2020 и 2021 годах.

Таблица 11 – Капитальные вложения на внедрение мероприятия

N	Категория расходов	Ед. Изм.	Года			
			2022	2023	2024	2025
1	Материалы и оборудования для СМР	тыс. руб	5 641	0	0	0
2	ПИР на реконструкцию водовода	тыс. руб	1 531	0	0	0
3	Строительно-монтажные работы	тыс.руб.	0	19 542	0	0
4	Итого затраты на внедрение	тыс.руб.	7 172	19 542	0	0

Расходы после внедрения (таблица 12) уменьшаются на величину затрат по водозаборным скважинам, затрат электроэнергии на работу установок УЭЦН и насосов ЦНС.

Таблица 12 – Расходы после внедрения мероприятия

N	Объект	Ед. Изм.	Года			
			2022	2023	2024	2025
БКНС-Х						
1	Затраты на комплексное обслуживание водозаборных скважин.	тыс. руб	458	173	0	0
2	Затраты на временное владение и пользование ЭПО.	тыс. руб	651	269	0	0
3	Затраты на подземный ремонт водозаборных скважин	тыс. руб	152	76	0	0

4	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс. руб	36516	38973	49727	49732
5	Затраты на ЭЭ на добычу сеномана	тыс. руб	6296	2598	0	0
	БКНС-У					
6	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс. руб	80438	60556	40464	40469
	УПН					
7	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс. руб	5379	4963	2547	2547
8	Итого затраты после внедрения	тыс. руб	129890	107608	92738	92748

Доход от реализации проекта (таблица 13) осуществляется за счет экономии, и рассчитывается путем вычета из суммы расходов до внедрения и капитальных вложений, значений расходов после внедрения.

Таблица 13 – Доходы от реализации проекта

N	Показатель	Ед. Изм.	Года			
			2022	2023	2024	2025
1	Суммарные расходы до внедрения	тыс.руб	129890	135376	135390	135405
2	Суммарные капитальные вложения	тыс.руб	7172	19542	0	0
3	Суммарные расходы после внедрения	тыс.руб	129890	107608	92738	92748
4	Доход от реализации проекта по годам	тыс.руб	-7 172	8 226	42 652	42 657
5	Общий доход	тыс.руб	86 000			

Итак, в таблицах, представленных выше, выполнен расчет совокупного изменения в доходах и расходах, посчитаны приведенные экономические показатели. Экономический эффект выражающийся в экономии денежных средств за срок мониторинга проекта 4 лет, составил 86 млн. руб.

4.2 Расчет экономического эффекта проекта

Для оценки инвестиционной привлекательности проекта, его окупаемости, необходимо выполнить расчет основных экономических показателей, таких как NPV, IRR, срока окупаемости. Данные показатели также рассчитаны в ПО Excel.

Фиксированные ставки налогов и некоторые другие данные, значимые для расчета сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Вспомогательные данные для расчета

№П/П	Показатель	Значение	Ед. Измерения
1	Налог на имущество	2,2	%
2	Налог на прибыль	20	%
3	Годовая ставка дисконтирования	20	%
4	Год начала дисконтирования	2022	Год
5	Срок мониторинга проекта	4	Лет

Значение NPV отражает чистый дисконтированный доход, т.е. в выражении на текущую стоимость денег отображает величину денежного потока в течении срока реализации проекта. NPV помогает оценить привлекательность проекта для инвестора, и в общем случае рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+R)^t} = -IC + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+R)^t}, \quad (41)$$

Для начала вычислим денежные потоки, в нашем случае это будут Суммарные расходы до внедрения - Суммарные расходы после внедрения = Денежные потоки, соответственно:

Таблица 15 – Расчёт денежного потока

№	Суммарные расходы до внедрения	Суммарные расходы после внедрения	Денежный поток
1	129 890	129 890	0
2	135 376	107 608	27 768
3	135 390	92 738	42 652
4	135 405	92 748	42 657

Далее вычисляем:

$$NPV = -26\,714 + \frac{0}{(1+0,20)^0} + \frac{27\,768}{(1+0,20)^1} + \frac{42\,652}{(1+0,20)^2} + \frac{42\,657}{(1+0,20)^3} = 50,7 \text{ млн}$$

Затем с учётом вычетов налогов 20% и 2,2%, получаем NPV = 39,5 млн

Где: n, t – количество временных периодов; CF – денежный поток; IC – изначальные вложения капитала; R – ставка дисконтирования.

IRR или внутренняя норма доходности — это ставка процента, при которой приведенная стоимость всех денежных потоков инвестиционного

проекта проекта (т.е. NPV) равна нулю. Это означает, что при такой ставке процента инвестор сможет возместить свою первоначальную инвестицию, но не более того.

Определение IRR проводилось методом подстановки, при котором NPV обращается в нуль.

$$IRR = \left[i_1 + \frac{NPV(i_1)}{NPV(i_1) + NPV(i_2)} (i_2 - i_1) \right] \cdot 100, \quad (42)$$

где i_1 – ставка дисконтирования, которая дает положительное значение NPV, близкое к нулю;

i_2 – ставка дисконтирования, которая дает отрицательное значение NPV близкое к нулю;

$NPV(i_1)$ – положительное значение;

$NPV(i_2)$ – отрицательное значение.

Получив ставку дисконтирования, где NPV чуть больше нуля и ставку, где NPV чуть меньше нуля, можно методом интерполирования найти среднее.

Методом подбора: $i_1=1,1365$; $i_2=1,1366$, соответственно $NPV(i_1)=0,001003$; $NPV(i_2)=-0,00109$, отсюда IRR рассчитывается:

$$IRR = \left[1,1365 + \frac{0,001003}{0,001003 + (-0,00109)} (1,1366 - 1,1365) \right] \cdot 100 = 113,5 \%$$

Срок окупаемости вложений (Payback Period, PP) представляет собой наименьший срок, через который инвестированные средства вернутся и станут приносить прибыль. В случае оценки краткосрочных проектов, используют простой метод, заключающийся в том, что за основу берется значение периода, при котором чистый денежный поток начинания (без учета налогов и операционных затрат) превысит объем инвестированных средств. Простой срок окупаемости выражается формулой:

$$PP = \min n, \text{ при котором } \sum_{t=1}^n CF_t > IC. \quad (43)$$

В расчётном виде, формула выглядит следующим образом:

$$PP = \frac{IC}{CF_2} = \frac{26\,714}{27\,768} = 0,96,$$

где CF_2 – период сумма денежных потоков которого окупает капитальные затраты.

Значение 0,96 от второго года (период, когда капитальные затраты окупаются) составляет примерно 23 месяца, то есть 1 год и 11 месяцев.

Таблица 16 – Основные экономические показатели проекта

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА			
№П/П	Показатель	Значение	Ед. Измерения
1	NPV Чистый дисконтированный доход	39,5	млн.руб
2	IRR Внутренняя норма дисконтирования	113,5	%
3	PP Простой срок окупаемости	1.11	Лет,месяцев

4.3 Выводы по разделу «Экономическая эффективность»

При анализе полученных результатов, можно сделать вывод об экономической целесообразности реализации данного проекта. Проект достаточно прибыльный, быстро окупаемый. Кроме того, реализация проекта проста в техническом плане. Реализация возможна в ближайшие годы. NPV проекта 39,5 млн. руб. Данная цифра является весомой экономией для общества. Кроме того, показатель внутренней нормы доходности составил 113,5%, что говорит о низких рисках экономического провала проекта. Вкупе с технологической целесообразностью, проект является выгодным со всех точек зрения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Г		ФИО Герасимов Сергей Александрович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ влияния закачиваемого агента на эффективность гидродинамических методов нефтеотдачи в различных геологических условиях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> влияние закачиваемого агента на эффективность гидродинамических методов нефтеотдачи в различных геологических условиях <i>Область применения:</i> нефтяные, нефтегазовые месторождения с реализуемой системой ППД <i>Рабочая зона:</i> полевые условия, производственные помещения <i>Климатическая зона:</i> резко-континентальный и континентальный климат <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> оборудование нагнетательных скважин, кустовых насосных станций, систем подготовки закачиваемого агента <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль за параметрами процесса закачивания агента в скважину, регулирование режима работы нагнетательных скважин, эксплуатация и ремонт оборудования систем подготовки и транспортировки закачиваемого агента</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ТК РФ Статья 214.1. Запрет на работу в опасных условиях труда. ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.</p> <p>Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" Приложение 1. Опасные производственные объекты. Приложение 2. Классификация опасных производственных объектов. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021) Статья 14. Классификация условий труда. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888) Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 г. № 2451 «Об Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод</p>

	<p>Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением. ГОСТ 356-80 Давления номинальные, пробные и рабочие</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей; 2) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3) Химические вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция); <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; 2) Поверхности твердых или жидких объектов, о которые ударяются движущиеся части тела работающего; 3) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 4) Чрезмерно высокая или низкая температура материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека; 5) Поражение электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, 6) Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения; 7) Падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; 8) Падение работающего с высоты; 9) Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: Устройства вентиляции и очистки воздуха, локализации вредных факторов, автоматического контроля и сигнализации, отопления, источники света, осветительные приборы, теплоизолирующие материалы, устройства дистанционного управления,</p>

	наличие защитного заземления, знаки безопасности, оградительные устройства, звукоизоляция, звукопоглощающие устройства, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства, тормозные устройства от воздействия механических факторов, использование страховочных устройств, поясов, тросов, противогазы, респираторы, защитная каска, защитный костюм, защитные перчатки, обувь с защитой области пальцев ног, защитные очки, противозумные наушники и вкладыши.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: снижение качества источников питьевой воды</p> <p>Воздействие на литосферу: образование неконтролируемых трещин горной породы в процессе строительства и эксплуатации скважин, риск растепления многолетнемерзлых грунтов</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание подтоварной и сточной вод в поверхностные источники пресной воды, повышение минерализации вод поверхностных водоёмов, риск проникновения закачиваемого агента в водоносные горизонты не участвующих в процессе заводнения</p> <p>Воздействие на атмосферу: повышение выбросов CO₂ при сжигании попутного газа, повышенная концентрация H₂S в воздухе, содержащегося в попутно добываемой воде</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Природные катастрофы (землетрясения, оползни, наводнение)</p> <p>Техногенные катастрофы (открытое фонтанирование скважин, разрушение трубопроводных систем, аппаратов системы подготовки, опасность возгорания ЛВЖ и газов, разливы нефтепродуктов)</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разливы нефтепродуктов, разрушение трубопроводных систем</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
10.03.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			10.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Герасимов Сергей Александрович		10.03.2022

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Современная практика разработки нефтяных месторождений проходит в условиях применения систем поддержания пластового давления (ППД) путём закачки воды в пласт. Это позволяет обеспечивать сохранение на естественном уровне пластовой энергии, применять интенсивные системы разработки месторождений, создавать условия для более полного извлечения нефти.

Системы ППД являются сложными инженерными сооружениями, эксплуатация которых требует высокого уровня подготовки инженерно-технических работников. Система включает большое количество аппаратов и устройств, которые обеспечивают обработку и транспортировку рабочего агента, а также его закачку в пласт в необходимом режиме. Интенсивные системы разработки месторождений и большие объёмы добычи нефти сопровождаются закачкой в пласт огромных объёмов воды. Для обеспечения закачки этих объёмов воды необходимо в нагнетательных скважинах создавать высокие давления. Последнее сильно усложняет процесс ППД и создаёт условия повышенной опасности при эксплуатации всей системы.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Промыслы, в частности объекты по разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" относятся к категории опасных производственных объектов относятся объекты, на которых:

П.1 Получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются в указанных в приложении 2 к настоящему Федеральному закону количествах опасные вещества следующих видов: а) воспламеняющиеся вещества, б) окисляющие вещества, в) горючие вещества, г) взрывчатые вещества, д) токсичные вещества, ж) вещества, представляющие опасность для окружающей среды;

П.2 Используется оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 мегапаскаля;

П.5 Ведутся горные работы, работы по обогащению полезных ископаемых.

Для опасных производственных объектов бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата устанавливаются следующие классы опасности:

1) II класс опасности - для опасных производственных объектов, опасных в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода свыше 6 процентов объема такой продукции;

2) III класс опасности - для опасных производственных объектов, опасных в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода от 1 процента до 6 процентов объема такой продукции;

3) IV класс опасности - для опасных производственных объектов, не указанных в подпунктах 1 и 2 настоящего пункта.

В соответствии со Статьей 9 (Требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта) Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"

1. Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- Обеспечивать безопасность опытного применения технических устройств на опасном производственном объекте в соответствии с пунктом 3 статьи 7 настоящего Федерального закона;

- Иметь лицензию на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- Обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;

- Допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;
- Обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности в случаях, установленных настоящим Федеральным законом;
- Иметь на опасном производственном объекте нормативные правовые акты, устанавливающие требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте;
- Организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- Обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- Обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- Обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки и по предъявляемому в установленном порядке предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, или его территориального органа;
- Предотвращать проникновение на опасный производственный объект посторонних лиц;
- Обеспечивать выполнение требований промышленной безопасности к хранению опасных веществ;

- Заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством российской федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

- Приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

- Осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварии;

- Принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на опасном производственном объекте;

- Вести учет аварий и инцидентов на опасном производственном объекте.

2. Работники опасного производственного объекта обязаны:

- Соблюдать положения нормативных правовых актов, устанавливающих требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте и порядок действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- Проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;

- Незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте на опасном производственном объекте;

- В установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- В установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии на опасном производственном объекте.

Опасные производственные объекты, в данном случае производственные объекты по добыче нефти, газа и газоконденсата по большей части являются отдалёнными от населённых пунктов и объектов инфраструктуры. В связи с этим, должны характеризоваться специфичными условиями труда. В Статье 14, Главы 2 Федерального закона от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021) Условия труда по степени вредности и (или) опасности подразделяются на четыре класса - оптимальные, допустимые, вредные и опасные условия труда. Производственные объекты по добыче нефти, газа и газоконденсата описанные выше характеризуются:

Вредными условиями труда, при которых уровни воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда

Опасными условиями труда при которых на работника воздействуют вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни воздействия которых в течение всего рабочего дня (смены) или его части способны создать угрозу жизни работника, а последствия воздействия данных факторов обуславливают высокий риск развития острого профессионального заболевания в период трудовой деятельности.

Статья 117. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) гласит, что ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам, условия труда на рабочих местах, которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени либо опасным условиям труда. Продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска конкретного работника устанавливается трудовым договором на основании отраслевого

(межотраслевого) соглашения и коллективного договора с учетом результатов специальной оценки условий труда. Минимальная продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска работникам, указанным в части первой настоящей статьи, составляет 7 календарных дней.

Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда в соответствии со Статьей 147 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

Как уже говорилось выше, производственные объекты по добыче нефти, газа и газоконденсата по большей части являются отдалёнными от населённых пунктов и объектов инфраструктуры. Работы в таких условиях выполняются посредством вахтового метода. В соответствии со Статьей 297 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Согласно Статье 298 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) 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.

Режим труда и отдыха на производственных объектах условия труда которых предполагают работу вахтовым методом регулируются Статьей 301 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). Рабочее время и время

отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха. Лицам работающим вахтовым методом полагаются гарантии и компенсации, описанные в Статье 302 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).

5.2 Производственная безопасность

К сооружениям системы поддержания пластового давления относят водозаборы, бассейны для сбора воды, очистные сооружения, кустовые насосные станции, водопроводные линии и т. д. Опасные и трудоемкие моменты во время монтажа, демонтажа, ремонта, обслуживания и эксплуатации перечисленных сооружений связаны с вредными и опасными производственными факторами, основные из которых приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Потенциальные опасные и вредные факторы при выполнении работ на объектах системы ППД

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;	+	+	+	ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+		ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
Опасность возникновения пожаров, взрывов;	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением			+	ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.

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

5.2.1.1 Воздействие газовых компонентов и аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух примесей

В результате нарушения герметичности трубопроводов, технологического оборудования, утечек и разливов может возникнуть загазованность воздушной среды рабочей зоны природным газом, парами углеводородов, метанола, одоранта.

Природный газ состоит на 98% из метана (CH_4), не имеет цвета, запаха, не ядовит, но при большом содержании в воздухе вызывает удушье (в следствии уменьшения концентрации кислорода). Легче воздуха почти в 2 раза.

Сероводород (H_2S) может присутствовать в попутном газе, сопровождающем сернистые нефти, в растворенном состоянии в самих

нефтях. Наиболее активное из серосодержащих соединений. В нормальных условиях бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц. Очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При вдыхании воздуха с небольшими концентрациями у человека довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус. При вдыхании воздуха с большой концентрацией, из-за паралича обонятельного нерва, запах сероводорода почти сразу перестаёт ощущаться.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

В ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ПДК для данных веществ определяется значениями приведёнными в таблице 18.

Таблица 18 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства (п - пары и/или газы; а - аэрозоль; п + а - смесь паров и аэрозоля;)	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C ₁ -C ₁₀ (в пересчете на C)	300	п	IV
Сероводород	10	п	II

Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	1	п	Ш
---	---	---	---

Контроль содержания вредных веществ в воздухе проводится на наиболее характерных рабочих местах (фланцевые, резьбовые соединения, сальниковые уплотнения). При наличии идентичного оборудования или выполнении одинаковых операций контроль проводится выборочно на отдельных рабочих местах, расположенных в центре и по периферии помещения. Для контроля загазованности по ПДК и НКПР пламени в производственных помещениях, рабочей зоне открытых наружных установок должны быть предусмотрены средства автоматического непрерывного газового контроля и анализа с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин и с выдачей сигналов в систему противоаварийной защиты. Датчики газоанализаторов на ПДК сернистого водорода устанавливаются на рабочих площадках (в районе отклонения потока) и в помещениях, где возможно выделение сернистого водорода.

В плане работ следует указать число работающих, мероприятия и средства обеспечения их безопасности, включая дыхательные аппараты, меры по предупреждению аварий, средства и график контроля содержания сернистого водорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК.

5.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Источниками производственного шума являются электроцентробежные насосные агрегаты. Эквивалентный уровень звука насоса марка ЦНС – 111 дБ. Этот уровень значительно превышает предельно-допустимый. При постоянном воздействии шума с уровнем звукового давления 70 дБ происходят изменения в нервной системе, а также изменения слуха, зрения, состава крови.

Эквивалентный уровень звука по маршруту обхода в районе БКНС не должен превышать нормативный (80 дБ). Уровни звука на рабочих местах не должны превышать значений, указанных в таблице 19.

Таблица 19 – Допустимые уровни звука на рабочих местах.

Наименование объекта (помещений)	Уровень звука, дБ
Блок обогрева вахтового персонала	55
Блок распределения воды БГ	80
БКНС	80

Машинисту насосной станции, согласно инструкции по охране труда, необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты – противозумными наушниками, которые снижают уровень шума до 30 дБ.

Для снижения шума от работающего технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

- с целью снижения аэродинамического шума все вентиляционное оборудование устанавливается на виброизолирующих основаниях и снабжено мягкими вставками на впускании и нагнетании;
- все агрегаты размещаются в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- применяются звукоизоляционные материалы, звукопоглощающие перегородки, амортизирующие прокладки и т.д.;
- предусматривается размещение рабочих мест, машин и механизмов таким образом, чтобы воздействие шума на персонал было минимальным;
- предусмотрено своевременное проведение ремонта оборудования.

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги.

Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

В таблице 20 показаны необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и под разрядом зрительных работ, в качестве примера приведены помещения блочной кустовой насосной станции (БКНС), а также блок распределения воды (БГ), являющиеся элементами системы ППД на нефтяных месторождениях.

Таблица 20 – Необходимые уровни освещенности

Наименование объекта (помещений)	Характер зрительной работы	Разряд и подразряд зрительной работы	Параметры освещенности		
			КЕО, %	Искусственное освещение, лк	
				Комбинированное	в т.ч. от общего
Блок распределения воды БГ	Грубая	VI	0,6		100(75)
БКНС	Средней точности	IV	0,9		150(100)

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

5.2.1.4 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикасания работающих к

движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

В непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости оператора, должны быть установлены органы управления аварийным остановом (торможением), если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие.

5.2.1.5 Поражение электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на объектах добычи нефти и газа является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД).

На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения, по ГОСТ 12.1.019-2017, необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;

- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

На месторождениях по добыче нефти и газа, для каждого оборудования работающего от электрического тока, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019, предусматривают устройства системы рабочего, защитного заземления, уравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрическим током. Для зданий и сооружений на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений должна быть предусмотрена молниезащита.

Для выполнения работ в охранной зоне линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций организация обязана подать заявку предприятию, эксплуатирующему эти сооружения, с указанием вида, характера, места, времени начала и окончания работ, а также список ответственных руководителей, ответственных исполнителей работ и лиц, имеющих право выдачи нарядов-допусков, с указанием фамилий, инициалов, должностей и групп по электробезопасности и получить письменное разрешение на право производства работ.

Допускается выдавать один наряд-допуск для поочередного проведения однотипной работы на нескольких электроустановках, предназначенных для преобразования и распределения электрической энергии (далее - подстанциях) или нескольких присоединениях одной подстанции.

Наряд-допуск на производство работ в охранной зоне воздушной линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций должен быть утвержден руководителем (главным инженером, техническим директором) организации и подписан лицом, ответственным за эксплуатацию линии со стороны владельца

К таким работам относятся: протирка изоляторов; подтяжка контактных соединений, отбор проб и доливка масла; переключение ответвлений обмоток трансформаторов; проверка устройств релейной

защиты, электроавтоматики, измерительных приборов; испытание повышенным напряжением от постороннего источника; проверка изоляторов измерительной штангой; отыскание места повреждения КЛ. Срок действия такого наряда - 1 сутки.

5.2.1.6 Опасность возникновения пожаров, взрывов

При проектировании и эксплуатации объектов нефтяных и газовых месторождений наряду с положениями СП 231.1311500.2015 следует руководствоваться другими нормативными документами по пожарной безопасности.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

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

На данном производственном объекте используются различные горючие вещества и жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61°C, 5 мг/м³);
- бензин (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м³);
- масла (температура вспышки > 61°C, ПДК 5 мг/м³);
- мазут (нефть) (температура вспышки > 61°C, ПДК 10 мг/м³);
- газы (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м³).

Пожарная безопасность объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений должна обеспечиваться:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;

– комплексом организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т. п.), пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры).

Степень взрывозащиты электрооборудования должно относиться к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

5.2.1.7 Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением

Согласно ГОСТ ИЕС 60079-2-2011 под избыточным давлением понимается давление внутри защитной оболочки, превышающее давление во внешней среде, окружающей оболочку.

Производственные объекты, эксплуатирующие сосуды под давлением, относятся к опасным из-за высоких рисков возникновения взрывов и, как следствие, несчастных случаев и производственных травм. Наиболее частые причины аварий и взрывов сосудов связаны с нарушениями их обслуживания – превышением предельно допустимого давления, несоблюдением температурного режима и т. д. Поэтому их эксплуатация должна проходить в строгом соответствии с существующими нормами в области промышленной безопасности.

Элементы оборудования (сборочные единицы) и комплектующие к нему, выдерживающие воздействие давления, показывающие и предохранительные устройства, устройства и приборы безопасности классифицируются по 4-ём категориям. Минимальным порогом давления

называемым избыточным для основной категории сосудов является значение 0,05 МПа.

Само оборудование должно оснащаться:

- предохранительными устройствами;
- приборами для измерения уровня жидкой рабочей среды;
- приборами для измерения давления;
- приборами для измерения температуры рабочей среды;
- запорной и регулирующей арматурой;
- устройствами питания; приборами контроля тепловых перемещений.

Для безопасной эксплуатации сосудов работающих под избыточным давлением необходимо нужно руководствоваться правилами комплекта технической документации от производителя, которая должна соответствовать техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 032/2013.

Другим важным требованием правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, является своевременное проведение технического освидетельствования (ТО). В паспорте должны быть отражены результаты проведенных ТО:

- первичного;
- периодических;
- внеочередных.

Требования к персоналу, обслуживающему оборудование, вытекают из требований безопасности труда. К работе с таким оборудованием сотрудники могут быть допущены только после прохождения:

- предварительного и периодического медосмотров;
- вводного и первичного инструктажей;
- инструктажей по пожарной и электробезопасности;
- обучения и проверки знаний по охране труда;

- обучения и проверки знаний по устройству и использованию сосудов под давлением.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75% всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазовые промыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазовых промыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т. к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования,

различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685–21 в таблице 21.

Таблица 21 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс, который также четко контролируется на промыслах.

5.3.2 Защита гидросферы

По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно объектов системы ППД или СКО можно выделить несколько наиболее возможных вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты вследствие их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Для оценки суммарного количества загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20°C данный показатель не должен превышать 3 мг/л согласно ГОСТ 17.1.3.08–82.

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

В соответствии с ГОСТ 17.1.3.12–86. по Правилам охраны вод при добыче нефти и газа:

- При испытании скважин, отремонтированных участков трубопроводов, а также при испытании и эксплуатации аппаратов очистки и

осушки газа, конденсат и продукты отложения должны собираться в закрытые емкости;

- В системах сбора и подготовки нефти, газа и воды следует применять блочные установки;
- В системах сбора и подготовки нефти, газа и воды следует применять блочные установки.

5.3.3 Защита литосферы

По статистическим данным около 5% всех нефтяных загрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

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.

Непосредственно гидравлический разрыв пласта и соляно-кислотная обработка, помимо перечисленных негативных факторов, могут влиять на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций по интенсификации притока. Установлено, что больше всего загрязняются устье скважин, земляные амбары и места, где скапливаются сточные воды.

Помимо буровых растворов и шламов, весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых в реализованной на промысле системе ППД. В процессе неправильной закачке или при неправильных расчетах возможно добиться проникновения оных не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его

пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур по ГОСТ 17.5.3.04–83.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Предельно допустимая концентрация вредных химических веществ в почве

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

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спускоподъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная

концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий составляются планы по ликвидации возможных аварий в соответствии с «Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации», которые в свою очередь установлены согласно со статьей 46 Федерального закона "Об охране окружающей среды".

Основные поражающие факторы ЧС на производственном объекте: воздушная взрывчатая волна, температура, ионизирующее излучение, сильнодействующие ядовитые вещества, бактериальные агенты, аэрогидродинамический фактор, психоэмоциональное воздействие.

Возможные чрезвычайные ситуации на объекте по масштабу возможных последствий относятся к локальным, это может быть взрыв, выброс химического реагента в воздушную среду с последующим разливом воды, используемой в системе ППД.

Основной объект системы ППД это нагнетательные скважины, которые располагаются на кусте, где также находится оборудование добывающих скважин.

Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV.

Категория объекта по ГО – 1.

Процесс добычи нефти и газа является непрерывным технологическим процессом.

Численность работающих на кусте как минимум 2 человека.

Каждый из работающих обеспечен средствами индивидуальной защиты и медицинской аптечкой, кроме того, на кусте есть медицинские работники.

На кусте скважины имеются вторичные факторы для ЧС, это химические реагенты, мешки с пропантом, и цистерны с кислотой и гелем.

Каждый объект на кусте обеспечен коммуникациями электроснабжения и связи, сетями водо-, газо- и теплоснабжения.

Кроме того, на кусте имеется водозаборная скважина, вода из которой нагнетается в различные узлы системы ППД, которые ведут к нагнетательным скважинам.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать негативное влияние на организм человека при выполнении трудовых обязанностей на опасных производственных объектах. В условиях эксплуатации системы ППД на производственных объектах по добыче нефти и газа основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание и взрыв при утечке газа.

Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является фундаментом эффективности осуществления всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения данной выпускной квалификационной работы был произведён анализ основных аспектов разработки нефтяных залежей гидродинамическими методами, заранее осветив ключевые проблемы и осложнения, возникающие в процессе заводнения залежей нефти агентами низкой эффективности. Описаны основные геолого-физические характеристики заводняемых пластов, базовые условия и факторы, влияющие на подбор эффективного состава закачиваемого агента вытеснения.

Проанализированы технологические методы по подготовке и очистке рабочего агента системы ППД, в зависимости от источника водоснабжения. Разобраны наиболее оптимальные технологические схемы с приведением применяемого в составе данных схем оборудования и аппаратов. Рассмотрены физико-химические процессы, происходящие в процессе подготовки и очистки закачиваемого. При этом, в совокупности с технологией подготовки и очистки агента, проводился анализ наиболее распространённых и рациональных способов и сопутствующего им оборудования по нагнетанию рабочего агента в продуктивный горизонт.

Представлен обзор лабораторных исследований перспективных ПАВ-полимерных композиций, закачка которых предполагается в высокоминерализованные пластовые воды. По итогам данных исследований было выявлено несколько наиболее подходящих для данных условий композиций.

Выполнен расчёт эффективности химического реагента «Полисил» по методике Лысенко В.Д. и Грайфер В.И., по итогам которого было выявлено увеличение приемистости нагнетательных скважин в 2-3 раза, кроме того увеличение объёма извлекаемых запасов.

По итогам проделанной работы, с точки зрения комплексного подхода сделаны заключительные выводы и даны рекомендации по подбору эффективного состава закачиваемого в продуктивный пласт агента.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Справочник инженера-нефтяника. Том V(B). Инжиниринг резервуаров. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – xxvi, 1074 с.
2. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: Учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка с издания 1985 г. – М.: Альянс, 2014. – 422 с.
3. Соколов В.С., Дерябин Е.М. Изменение фильтрационных характеристик продуктивного пласта при его заводнении / Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 3. – с. 5-10.
4. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-166 с.
5. Уиллхайд Г. Пол. Заводнение пластов. – М.- Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 788 с.
6. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2012. – 952 с.
7. Сургучев, Михаил Леонтьевич. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. — Москва : Недра, 1985. — 308 с.: ил. — Библиогр.: с. 305-306.
8. Колычев И.Ю. Разработка комплексной методики оценки смачиваемости коллекторов визейских залежей соликамской депрессии на основе методов рентгеновской томографии керна и электрометрии скважин: дис. канд. техн. Наук: 25.00.12.- Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2019 – 113 с.
9. Сваровская Н.А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003.- 155 с.

10. Прохоров А.Ю., Курников А.Р., Митрофанов А.Д., Коробейников А.А., Трясин Е.Ю., Никитин А.Ю., Куприянов Ю.Д., Херувимова Е.В. Влияние температуры нагнетаемой в пласт воды на нефтеотдачу объектов разработки юрских отложений (Урненское и Усть-Тегусское месторождения) / Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 10. – с. 27-33.
11. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин: Конспект лекций. -Томск, 2014. – 161 с.
12. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка со второго издания 1979 г. – М.: Альянс, 2014. – 320 с.
13. Ламбин Д.Н., Кильянов М.Ю., Игrevский Л.В., Лавренчук А. И., Исаев Д.В. Влияние минерализации закачиваемой в пласт воды на набухаемость пласта / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 11(335). – с. 35-38
14. Тронов, Валентин Петрович. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД / В. П. Тронов, А. В. Тронов; Академия наук республики Татарстан. — Казань: Фэн, 2001. — 558 с.
15. Лапшин В.И. Поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт: учебное пособие для рабочих на производстве/ В.И. Лапшин. – Москва:Недра, 1986.-160 с.
16. Апельцин И.Э. Подготовка воды для заводнения нефтяных пластов/ И.Э. Апельцин, Г.К. Максимович. – Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 1951. – 240 с.
17. Квеско Б.Б. Методы и технологии поддержания пластового давления: учебное пособие/ Б.Б. Квеско. – М.: Инфра-Инженерия, 2018. – 128 с.
18. А.А. Ардалин, Е.Г. Головачева Внутрискважинная перекачка пластовых вод с целью ППД // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2010 - №4. – С. 8 – 11 .

19. М.Р. Хисаметдинов, З.М. Ганеева, Е.И. Варламова, Д.В. Нуриев, О.А. Мехеева Лабораторные исследования с целью подбора эффективных нефтеснижающих ПАВ-полимерных композиций для условий высокой минерализации пластовых вод // Москва: ЗАО "Издательство "Нефтяное хозяйство". – 2021. С. 170 – 177.
20. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 562 с.
21. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).
22. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
23. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.
24. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
25. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
26. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.
27. ГОСТ 356-80 Давления номинальные, пробные и рабочие.
28. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
30. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий.
32. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
33. ГОСТ 12.1.046-2014 Строительство. Нормы освещения строительных площадок.

34. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
35. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
36. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
37. ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
38. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования.
39. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
40. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.
41. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888).
42. РД 39-01/06-0001-89 Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности.
43. РД 39-0147035-202-86 Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности.
44. РД 39-01/06-0001-89 Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности.
45. РД 39-0147035-202-86 Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности.

Приложение 1

Технологическая схема БКНС Юго-Западной части Крапивинского месторождения

