

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
ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

УДК 622.245.5:622.244.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Олейников Владислав Андреевич		

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	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

**Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

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

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



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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<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>месторождений нефти и газа</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
2Б8Д	Олейников Владислав Андреевич

Тема работы:

<b>ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	868-67/с от 09.03.2022

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ гидродинамических процессов в призабойной зоне пласта и забоя нефтяных скважин. Анализ гидродинамических процессов в призабойной зоне пласта и забоя газовых скважин. Источники засорения призабойной зоны пласта скважин. Оценка условий скважин кандидатов для воздействия на призабойную зону пласта. Химические методы по воздействию на призабойную зону скважин. Тепловые методы обработки призабойной зоны пласта. Физические методы обработки призабойной зоны пласта. Планирование и оценка технологической

	эффективности мероприятий.	геолого-технических
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кащук Ирина Вадимовна	
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович	
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>		
АНАЛИЗ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ		
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН		
ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН		
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ		
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ		

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Олейников Владислав Андреевич		10.03.2022

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**ГНО** – глубинное насосное оборудование;

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия;

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта;

**ГКО** – глинокислотная обработка;

**ИСМ** – интегрированная система модели;

**КО** – кислотная обработка;

**МГРП** – многостадийный гидроразрыв пласта;

**МПТ** – малогабаритный трубный пренвентор;

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны;

**ПВО** – поверхностно-активные вещества;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ПДВ** – предельно-допустимых выбросов;

**ПДК** – предельно-допустимых концентраций;

**ПДС** – предельно-допустимых сбросов;

**СКО** – солянокислотная обработка;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**ФА** – фонтанная арматура;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 страниц, в том числе 21 рисунка, 14 таблиц. Список литературы включает 32 источников.

Ключевые слова: призабойная зона, пласт, порода, ПЗП, скважина, кислотная обработка, соляная кислота, глинокислота, ПАВ, гидровибрация, тепловая обработка, ГТМ, загрязнение.

Объектом исследования являются низкопроницаемые коллекторы.

Цель исследования – разработать комплекс современных подходов к очистке забоя и призабойной зоны пласта в различных геологических условиях.

В выпускной квалификационной работе проанализированы гидродинамические процессы в призабойных зонах нефтяных и газовых скважин, а также основные технологии по воздействию на ПЗП для очистки и снижению скин-фактора.

В результате было обосновано выбор скважин кандидатов и технологии по увеличению проницаемости продуктивного пласта околоскважинной зоны, даны критерии для рационального выбора подходящей технологии при определенных геологических условиях, также был произведен расчет по технологической эффективности применения геолого-технических мероприятий.

Область применения: данные технологии эффективно применять на любых стадиях разработки месторождения, при различных загрязнениях призабойных зон пластов.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	18
1. АНАЛИЗ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	20
1.1 Анализ гидродинамических процессов в призабойной зоне пласта и забоя нефтяных скважин.....	22
1.2 Анализ гидродинамических процессов в призабойной зоне пласта и забоя газовых скважин.....	29
1.3 Источники засорения призабойной зоны пласта скважин.....	35
1.3.1 Анализ факторов загрязнения ПЗП во время вскрытия пласта.....	36
1.3.2 Анализ факторов загрязнения ПЗП в процессе эксплуатации скважин.....	37
1.3.3 Механизм закрепления твердых частиц в зоне фильтрации скважины.....	38
1.3.4 Анализ причин ухудшения гидропроводности ПЗП в результате глушения скважин.....	39
1.3.5 Причины изменения фильтрационно-емкостной характеристики ПЗП за счет парафинизации.....	41
1.3.6 Вытеснение пластовой воды жидкостью глушения.....	42
2. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН.....	44
2.1 Оценка условий скважин кандидатов для воздействия на призабойную зону пласта.....	45
2.2 Химические методы по воздействию на призабойную зону скважин.....	48
2.2.1 Солянокислотная обработка ПЗП.....	48
2.2.2 Глинокислотная обработка ПЗП.....	53
2.3 Тепловые методы обработки призабойной зоны пласта.....	54
2.3.1 Технология закачки в скважину нагретых нефтепродуктов или воды.....	54

2.3.2	Технология обработки ПЗП горячей скважинной жидкостью.....	56
2.4	Физические методы обработки призабойной зоны пласта.....	58
2.4.1	Обработка призабойной зоны скважины поверхностно-активными веществами.....	58
2.4.2	Вибрационный метод воздействия на призабойную зону скважин .....	65
2.5	Планирование и оценка технологической эффективности геолого-технических мероприятий.....	69
2.5.1	Общие сведения.....	69
2.5.2	Расчет технологической эффективности геолого-технических мероприятий .....	70
3	ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	79
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	85
4.1	Технико-экономическое обоснование проведения СКО .....	87
4.2	Расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок .....	89
	Выводы .....	90
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	94
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	94
5.2	Производственная безопасность при проведении кислотной обработки .....	96
5.2.1	Анализ потенциальных вредных производственных факторов .....	97
5.2.2	Анализ потенциальных опасных производственных факторов .....	98
5.2.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего) .....	100
5.3	Экологическая безопасность при эксплуатации .....	102



5.3.1 Защита атмосферы .....	102
5.3.2 Защита гидросферы.....	103
5.3.3 Защита литосферы.....	103
5.4 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях .....	104
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность .....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	107

## ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтегазовая отрасль находится на таком этапе развития, что до нашего времени специалисты сталкиваются зачастую с проблемой разработки залежей с остаточными запасами углеводородного сырья. В основном, это связано с образованием продуктами коррозии, солями, механических примесей, асфальтосмолопарафиновыми (АСПО) и песчаных отложений в призабойной зоне пласта, что, соответственно, приводит к снижению дебита, а то и вовсе к выводу нефтяных и газовых скважин из фонда добычи. В наше время используют традиционные методы извлечения флюида и стимулирования добычи скважин, которые не приносят желанные результаты в данных условиях. Поэтому введение в разработку высокоэффективных методов по интенсификации добычи нефти и газа с невысокой стоимостью и простотой реализации, имеют большую актуальность в этой сфере [1, 2].

Реализация в улучшении эффективности при внедрении геолого-технических мероприятий по воздействию на пласт зависит от верного принятия решения при выборе технологии с определенными геологическими условиями. Рациональный подход в этом направлении является разработка комплексных технологий, входящие в нее совокупность физико-химических и тепловых факторов воздействия [3].

При определенных термодинамических условиях в призабойной зоне газовых месторождений возможно гидратообразование. Для установления возможности образования гидратов в призабойной зоне пласта необходимо сопоставлять значения забойных параметров, таких как давление и температура, с равновесными условиями гидратообразования, которые устанавливаются экспериментально для каждого конкретного месторождения. Для предупреждения процесса образования гидратов вводят метанол в призабойную зону пласта, при этом происходит разрушение цементного камня и интенсифицируется вынос песка из призабойной зоны.

Целью данной работы является разработать комплекс современных подходов к очистке забоя и призабойной зоны пласта в различных геологических условиях.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить гидродинамические процессы в призабойной зоне пласта и забоя нефтяных и газовых скважин;
2. Проанализировать условия и основные методы по воздействию на призабойную зону пласта скважин;
3. Оценить технологическую эффективность воздействия на призабойную зону нефтяных и газовых скважин

## 1. АНАЛИЗ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Уже с конца 19-го века специалисты стали задумываться об интенсификации добычи нефти, и ими были найдены решения по внедрению кислотных реагентов для воздействия на продуктивных горизонтах нефтяных пластов. В данном периоде времени исследования и интерес по кислотным обработкам были нестабильны, но в середине 20 века ситуация изменилась и кислотные обработки стали набирать популярность по всему миру. Актуальность проблемы кислотной обработки скважин, несомненно, прослеживается с начала их промышленного использования, так как кислотная обработка решает ряд задач на всех стадиях разработки месторождений и спектр их использования достаточно велик: очистка призабойной зоны пласта от загрязнения, вызванного использованием широкого спектра химических реагентов, закачиваемых в пласт на всех этапах работы со скважиной, как и в новых скважинах после вскрытия пласта, так и после капитального ремонта скважины; повышение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин; выравнивание профиля приемистости продуктивных пластов при закачке воды с целью поддержания пластового давления.

В конечном итоге, наблюдается повышение дебитов на добывающих скважинах, а также увеличение приемистость нагнетательных скважин благодаря обработке кислотой за счет восстановления первичной проницаемости коллектора и создания новых проницаемых каналов в породе-коллектора.

За счет ресурсов компанией «Стандарт Ойл», в 1896 г. был предоставлен один из первых патентов на кислотную обработку известняка, в качестве реагента использовали соляную кислоту. За год до этого, первые, кто испытал данную технологию оказалась компания «Огайо Ойл». Из сообщений, в качестве результата, компания заявила, что продуктивность нефтяных и газовых скважин увеличилась в 3-4 раза, но также, перед компанией возникли трудности, в которых кислота пагубно воздействовала на обсадные колонны скважины,

вызывая коррозию. И тем самым, заинтересованность использовать данную технологию угасла. Это стало толчком для компании «Дау Кемикл», чтобы внести проект для создания первого ингибитора кислотной коррозии [5].

Ко всему прочему, не только химические методы воздействия на пласт разрабатывались, также в истории оставили след другие виды по интенсификации добычи. Рассматривая 1984-1985-е годы состав Института машиноведения именем А. А. Благонравова АН СССР предложили метод обработки ПЗП с использованием волн и колебаний. Суть данного способа заключается, что в скважину вблизи перфорированной зоны пласта спускают оборудование - генератор колебаний, который создает волн давления в ПЗП. Волны проходят через загрязнённые поровые каналы коллектора и оказывают воздействие на частицы, которые загрязняют на стенках пор, и при оказанном давлении способны оторвать загрязненные частицы от стенок, тем сама произвести очистку. Данные технологии являются представителями волновых технологии первого поколения. Они стали достаточно популярны и использовались в Западной Сибири, Татарии, а также в других районах Российской Федерации и в других странах. За это время была проведена в более 3000 скважинах такая операция, тем самым был получен результат, что дебиты добывающих скважин был увеличен на 70-80 %, а приемистости нагнетательных скважин на 80-90 %. В 1990-е годы первого поколения волновые технологии были приняты Миннефтепромом СССР как ведомственная технология для распространения по всему Советскому Союзу [4].

## **1.1 Анализ гидродинамических процессов в призабойной зоне пласта и забоя нефтяных скважин**

Изначально эксплуатация углеводородного сырья имеет связь с первичным разрушением земной коры и установками сооружения как на поверхности земли, так и на различных углублениях от земной поверхности. Данные сооружения имеет название - горные выработки. Ко всему этому можно отнести скважины, как средство для поиска, разведки и добычи полезных ресурсов.

Скважина представляет собой цилиндрическую горную выработку с круглым поперечным сечением, которая имеет протяженность в глубину в несколько раз больше ее диаметра, реализация которой осуществляется с помощью специальных буровых комплексов без доступа человека во внутрь горной выработки. Основные элементы скважины являются:

1. устье скважины - место, где горная выработка пересекается с земной поверхностью;
2. забой скважины - конец горной выработки;
3. стенки скважины - боковая поверхность выработки;
4. ствол скважины - цилиндрический объем под землей, составленный с помощью буровых работ;
5. глубина - линейная размерность вертикальных скважин;
6. протяженность - линейная размерность для всех прочих форм осей.

В соответствии с действующей классификацией скважины разделяются на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисковые, оценочные, разведочные, эксплуатационные, специальные.

Основной упор идет на эксплуатационные скважины, так как в них введется анализ по повышению продуктивности добычи и приемистости нагнетательных скважин. Такие скважины бурятся с целью извлечения углеводородного сырья в соответствии с проектом разработки нефтяных,

газовых месторождений. оценочные, чтобы оценить коллекторские свойства залежи;

В данную категорию входят также:

1. нагнетательные скважины для закачки воды, воздуха или газа в продуктивный пласт;
2. оценочные, чтобы оценить коллекторские свойства залежи;
3. наблюдательные, пьезометрические используются для фиксации изменением пластового давления и движением ВНК на протяжении эксплуатации объекта [6].

Определяются геологические условия размещения нефтяных залежей по свойствам пород и типу коллектора, выделяются в основном 4 вида объекта:

1. Однородный коллектор, который является прочным и гранулярного или трещинного типа. В данном объекте не наблюдаются близко расположенных водо- и газоносных горизонтов, также отсутствуют подошвенные воды;

2. Коллектор однородный и прочный, также относится к гранулярного или трещинного типа. Наблюдается наличие газовой шапки близко к кровле пласта или близко расположенные напорные объекты;

3. Коллектор однородный и неоднородный по составу пород, также является пористого или трещинного типа, наблюдается чередование устойчивых и неустойчивых пород. Газовые или водоносные пропластки имеют разное пластовое давление;

4. Слабоцементированный коллектор, который является гранулярного типа, по фильтрационно-емкостным характеристиками относится к объекту с большой пористостью и проницаемостью. Существует вероятность при эксплуатации продуктивного пласта его разгерметизация и вынос песка из скважины.

В процессе начала бурения при вскрытии продуктивного пласта проводятся заключительные работы по строительству скважин, заканчивание скважины. Одно из основополагающих при качественном строительстве

скважины это сделать рациональный выбор конструкции забоя, ориентируясь на характеристики основных видов объектов эксплуатации.

При заканчивании скважины, используя открытый забой, имеет смысл, когда применение тампонажного материала запрещено, так как наблюдается ухудшения коллекторских свойств пласта. В данном случае вскрытый продуктивный объект остается открытым или перекрывается фильтром в колонне (рисунок 1).

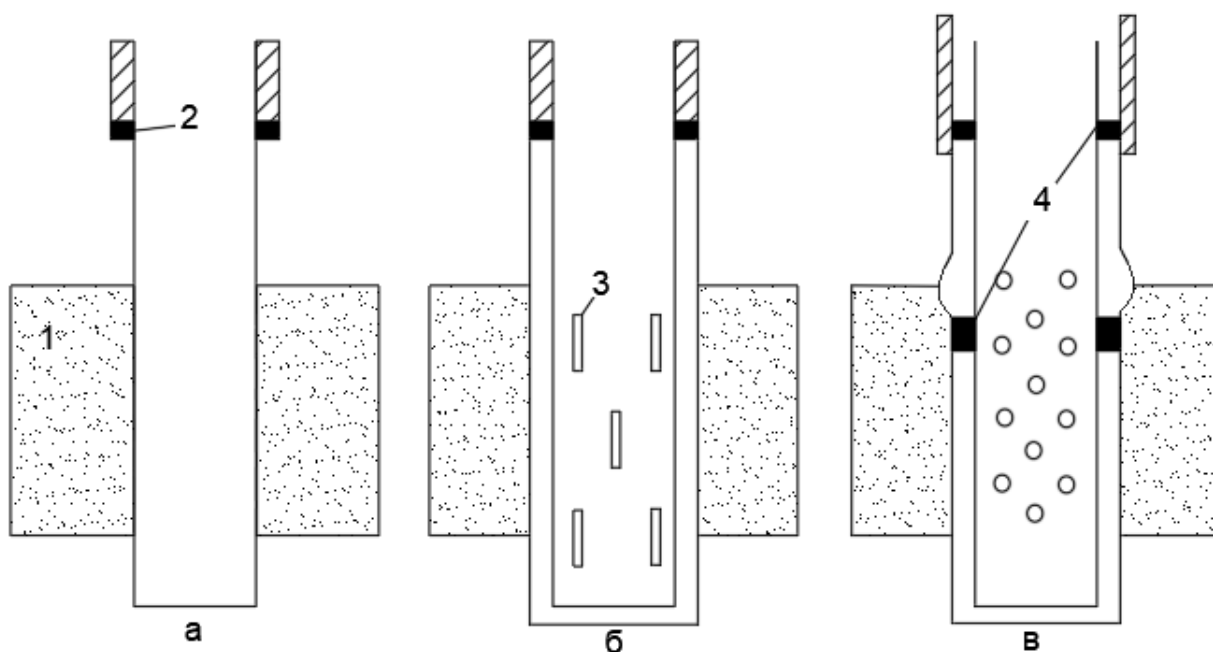


Рисунок 1 - Конструкции забоев открытого типа:

1 - продуктивный пласт; 2 - заколонный пакер; 3 - фильтр в колонне; 4 - подвеска фильтра

Конструкция забоя закрытого типа предназначены для изоляции продуктивных горизонтов друг от друга, чтобы в дальнейшем вести разработку по систему снизу вверх или при использовании совместно-раздельной эксплуатации. Вскрытый пласт перекрывается обсадной колонной и полностью цементируется (рисунок 2).



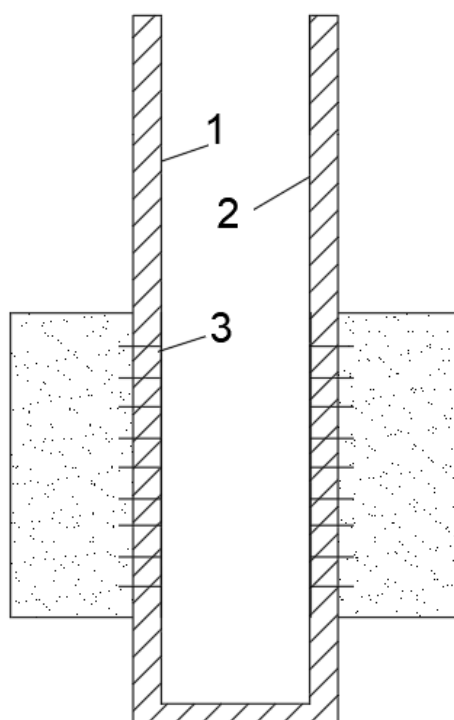


Рисунок 2 - Конструкция забоя закрытого типа

1 - обсадная колонна; 2 - цементное кольцо; 3 - зона перфорации

Конструкции забоя смешанного типа наблюдается сочетание в комплексе элементов открытого и закрытого забоев. Данные конструкции используются в однородной залежи для разобщения близкорасположенных напорных горизонтов от кровли продуктивного пласта.

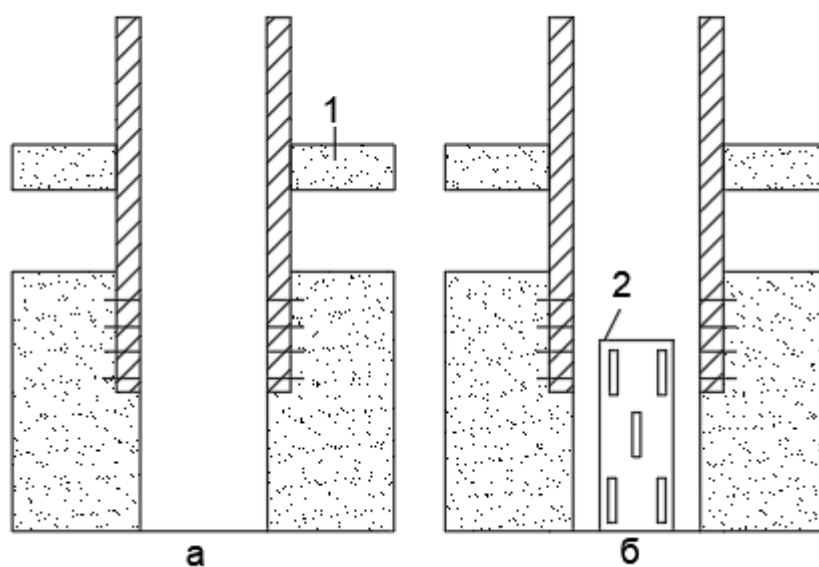


Рисунок 3 - Конструкции забоев смешанного типа

1 - водоносный пласт; 2 - фильтр-хвостовик

В конструкциях забоев для предупреждения выноса песка наблюдается внедрение искусственных барьеров в ПЗП, которые уменьшают попадание частиц песка в скважину. Для этого используют механические фильтры (рисунок 4, а) или фильтры из проницаемых материалов (рисунок 4, б).

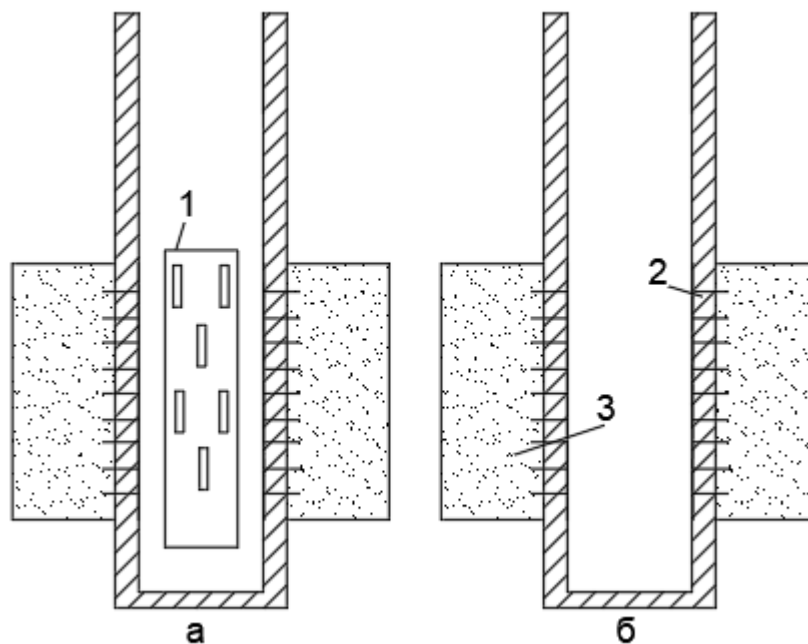


Рисунок 4 - Конструкции забоев для предупреждения выноса песка

1 - гравийный фильтр; 2 - фильтр из тампонажного материала; 3 - зона проникновения

Пласт считается однородным, если имеет одинаковый литологический состав по всей толщине, также имеющий очень схожие фильтрационные свойства и пластовые давления в пропластках, насыщенные однофазным флюидом. К этому же, существуют границы проницаемости пород в пропластках не должны выходить за пределы одного из 6 классов:

1.  $k > 1 \text{ мкм}^2$ ;
2.  $k = 0,5 \div 1 \text{ мкм}^2$ ;
3.  $k = 0,1 \div 0,5 \text{ мкм}^2$ ;
4.  $k = 0,05 \div 0,1 \text{ мкм}^2$ ;
5.  $k = 0,01 \div 0,05 \text{ мкм}^2$ ;

б.  $k = 0,001 \div 0,01$  мкм<sup>2</sup>.

Неоднородным коллектором считают пласт, если он расчленен прослоями разнотипных пород с значениями проницаемости, выходящим за указанные выше пределы, имеет подошвенную воду, газовую шапку или чередование нефтегазоводонасыщенных прослоев с разным пластовым давлением.

К плотным коллекторам относятся породы, которые при проектных депрессиях в процессе освоения и эксплуатации скважин сохраняют устойчивость и не разрушаются под действием фильтрационных и геостатических нагрузок.

К слабосцементированным коллекторам относятся неустойчивые породы, частицы разрушения которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом.

Высокими, нормальными, низкими пластовым давлениями считаются давления, имеющие соответствующие градиенты давления:

- $gradP_{пл} > 0,1$  МПа/10 м;
- $gradP_{пл} = 0,1$  МПа/10 м;
- $gradP_{пл} < 0,1$  МПа/10 м.

Упругие свойства горных пород и влияют на перераспределение давления в пласте в процессе эксплуатации месторождения. Давление в пласте, благодаря упругим свойствам пород, перераспределяется не мгновенно, а постепенно после изменения режима работы скважины. Под определением упругость понимают свойство горных пород сопротивляться изменению их объема и формы под действием приложенных сил. Таким образом, для абсолютно упругих тел характерно мгновенное восстановление первоначальной формы после снятия напряжения. Но в случае, если тело не восстанавливает первоначальную форму или восстанавливает ее в течение длительного времени, то оно называется пластичным.

Для характеристики скорости, распространения изменений давления по пласту вводится понятие о коэффициенте пьезопроводности:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot (m\beta_{ж} + \beta_{п})}, \quad (1)$$

где  $\mu$  - вязкость жидкости;

$m$  - коэффициент пористости;

$\beta_{ж}$  - коэффициент сжимаемости жидкости;

$\beta_{п}$  - коэффициент сжимаемости породы [11].

Пласт считается высокопроницаемым, если пористая или трещиноватая проницаемость, значения которых соответственно больше 0,1 мкм<sup>2</sup> и 0,01 мкм<sup>2</sup>, при значениях данных параметров меньше указанных величин коллектор является малопроницаемым.

Песчаники разделяются по фракционному составу: мелкозернистые имеет размер частиц в пределах 0,10-0,25 мм, среднезернистые и крупнозернистые соответственно в промежутках 0,25-0,50 мм и 0,5-1,0 мм [7].

Газожидкостная смесь аккумулируется между частицами горной породы. Пустотных пространств, которые абсолютно непроницаемы, не существует.

Под определением пористостью горной породы означает наличие в ней пор. Существуют общая и открытая пористость. Коэффициенты данных показателей соответственно равны:

$$m = \frac{V_{пор}}{V_0} \text{ и } m = \frac{V_{о.пор}}{V_0}, \quad (2)$$

где  $V_{пор}$  - общий объем всех пустот породы;

$V_{о.пор}$  - общий объем открытых, сообщающихся пор;

$V_0$  - объем породы.

Коэффициент общей пористости используется при оценке абсолютных запасов нефти в пласте, а также для сравнения различных пластов или участков одного и того же объекта.

Под проницаемостью понимают способность породы-коллектора фильтровать через себя флюид. Она зависит от размеров и формы открытых пор горной породы, а также от свойств фильтруемых жидкостей или газов. За единицу проницаемости принимается проницаемость пористого образца площадью 1 см<sup>2</sup>, длиной 1 см, при фильтрации через который при перепаде давления 1 атм расход жидкостью вязкостью 1 см<sup>3</sup>/сек. Проницаемость измеряется в Дарси, но на промышленной практике для удобства используется более мелкая единицей 1 мД = 0,001 Д. Движение однофазной жидкости через пористую среду называют абсолютной проницаемостью. Зачастую происходит двухфазное движение, в таком случае проницаемость называется фазовой или эффективной. Для конкретной жидкой фазы отношение фазовой и абсолютной проницаемости называется относительной. Данный параметр является безразмерной величиной и выражается в процентах или в долях единицы.

Средняя проницаемость пласта определяет фактическую продуктивность скважины, в которой учитываются проницаемости ПЗП и удаленной зоны пласта:

$$K_{н.ср.} = \frac{K_1 \cdot K_2 \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}}{K_2 \cdot \ln \frac{r_0}{r_c} + K_1 \cdot \ln \frac{R_c}{r_0}}, \quad (3)$$

где  $K_1$  - проницаемость ПЗП;

$K_2$  - проницаемость пласта в удаленной зоне;

$r_0$  - радиус ПЗП;

$R_K$  - радиус контура питания пласта;

$r_c$  - радиус скважины [8].

## **1.2 Анализ гидродинамических процессов в призабойной зоне пласта и забоя газовых скважин**

Последовательность операций, проводимых при заканчивании скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, принципиально не отличается от выполнения аналогичных работ на нефтяных месторождениях. Однако оптимальная технология вскрытия пласта имеет свои особенности. Газ

характеризуется высокой проникающей способностью, он эффективно газифицирует буровой раствор и несет с собой пластовое давление. В различных районах установились определенные технологии вскрытия и освоения газовых и газоконденсатных месторождений. Например, при вскрытии газового пласта на Уренгойском месторождении, представленного кварцевыми песками и песчаниками с малым содержанием глинистого цемента, нецелесообразно, как считают специалисты, использовать растворы на углеводородной основе.

На этом и некоторых других газовых месторождениях Западной Сибири экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, предотвращающими снижение естественной проницаемости пласта. В то же время, когда, применяя существующую технологию, не удается получить промышленный приток газа, ищут и разрабатывают иные типы растворов.

При строительстве эксплуатационных горизонтальных скважин проводят следующие технологии по заканчиванию.

Для скважин с цементируемым хвостовиком сначала производят бурение интервала под хвостовик, то есть проводят первичное вскрытие пласта. Спуск хвостовика реализуется на колонне буровых труб, с дальнейшим цементированием хвостовика, разделением и подъемом колонных буровых труб. После чего производят демонтаж противовыбросового оборудования (ПВО), с последующей установкой фонтанной арматуры (ФА). После проведения данных работ, скважину передают бригаде освоения, где она сначала монтируют мобильную буровую установку и малогабаритный трубный преинвентор (МПИ). Далее переходят к перфорации, вторичное вскрытие продуктивного пласта (рисунок 5, а), и вызову притока (рисунок 5, б). В конечном итоге, бригада производит спуск глубинного насосного оборудования (ГНО) в скважину (рисунок 5, в).

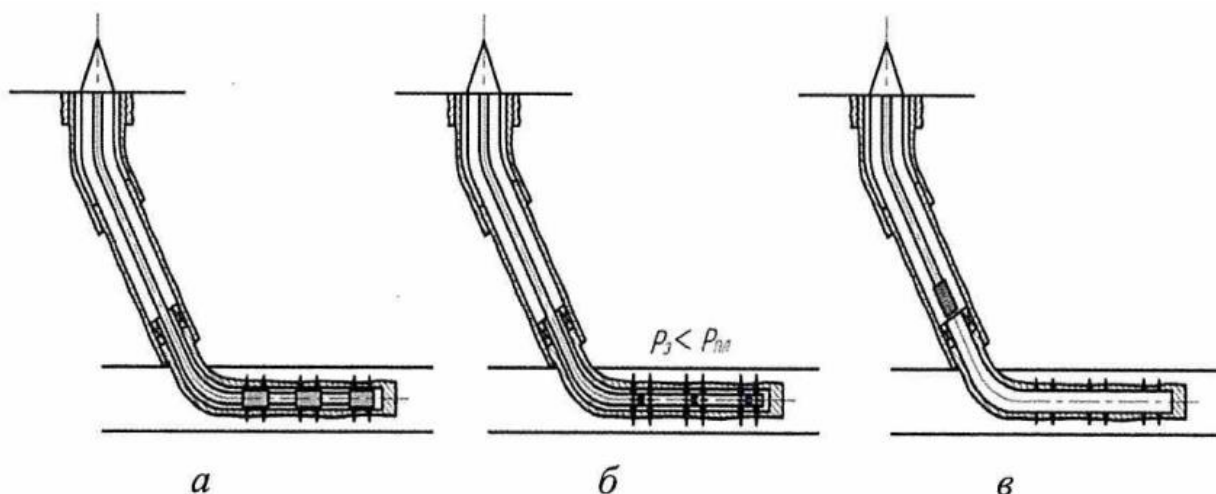


Рисунок 5 - Схема заканчивания скважины с цементируемым хвостовиком [10]

При выборе технологии заканчивания скважины с нецементируемым хвостовиком этапы работ производятся идентично в сравнении с цементирующим хвостовиком, нивелируя его цементацию, до момента монтажа МПТ. После чего реализуют закачки кислоты для обработки призабойной зоны пласта (рисунок 6, а). Что в итоге, проводят мероприятия по вызову притока из скважины (рисунок 6, б) и спуску ГНО, с дальнейшей эксплуатацией продуктивного пласта (рисунок 6, в).

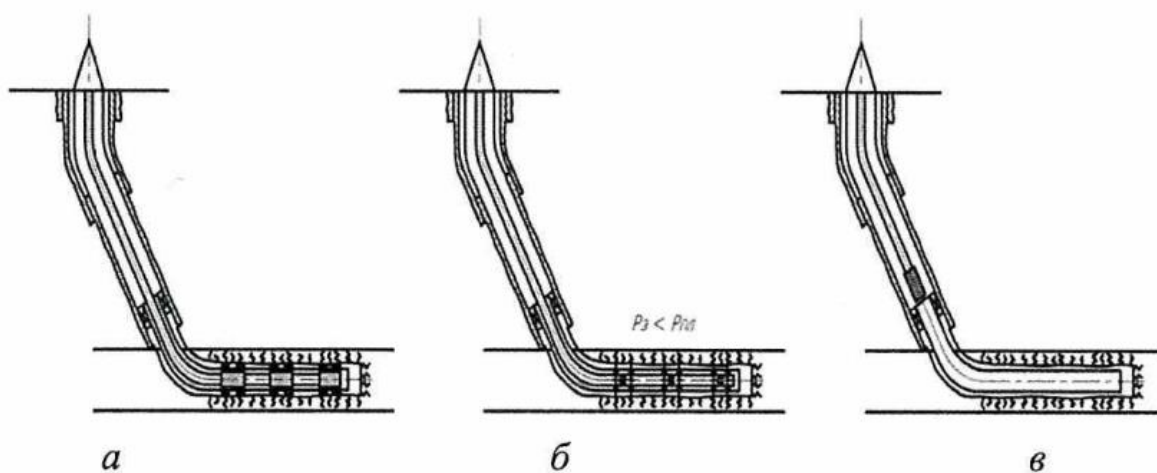


Рисунок 6 - Схема заканчивания скважины с нецементируемым хвостовиком [10]

Для реализации технологии заканчивания скважины с нецементируемым хвостовиком и проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) принцип строительства идентичен заканчиванию с нецементируемым

хвостовиком до момента монтажа МПТ. В дальнейшем проводят работы по МГРП:

1. Проведение первой стадии гидроразрыва пласта, сброс первого шара минимального калибра и в работу включаются пакеры (рисунок 7, а);
2. Проведение второй стадии гидроразрыва пласта, сброс второго шара среднего калибра и производится изоляция первого интервала (рисунок 7, б);
3. Проведение последней третьей стадии МГРП, сбрасывается третий шар максимального калибра и проводится изоляция второго интервала (рисунок 7, в).

На заключительной стадии работ вызывают приток и спускают ГНО в скважину [10].

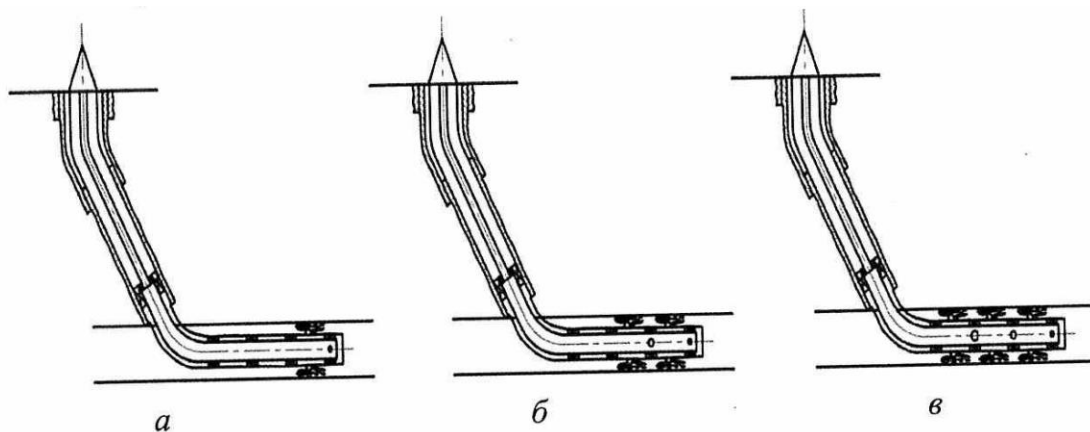


Рисунок 7 - Схема стадий многостадийного гидроразрыва пласта [10]

При исследовании фильтрационных течений, не учитывая формы и размеры пор, допуская, что газожидкостная смесь движется сплошной средой, заполняя весь объем пористой среды.

Предположим, что через поверхность  $F$  пористой среды протекает определенный объемный расход флюида:

$$Q = \varpi \cdot F_{\Pi}, \quad (4)$$

где  $\varpi$  - действительная средняя скорость жидкости;

$F_{\Pi}$  - площадь пор.

Также, существует связь между площадью пор и просветностью:



$$m_s = \frac{F_{\Pi}}{F}; \quad (5)$$

$$Q = \varpi \cdot m_s \cdot F; \quad (6)$$

Отсюда выводим:

$$u = \omega \cdot m_s; \quad (7)$$

Данная величина называется скоростью фильтрации, тем самым определяет переток жидкости. Так как просветность  $m_s < 1$ , то скорость фильтрации всегда меньше средней.

Французский инженер Дарси установил основной закон фильтрации, закон Дарси. Это линейный закон фильтрации, устанавливающий линейную связь между потерей напора  $H_1 - H_2$  на единицу длины и объемным расходом жидкости  $Q$ , протекающий в трубке с площадью поперечного сечения  $F$ , заполненной пористой средой:

$$Q = c \frac{H_1 - H_2}{L} F, \quad (8)$$

где  $c$  - коэффициент фильтрации, имеющий размерность скорости;

$H$  - гидравлический напор.

Также, закон Дарси можно представить в дифференциальной форме (8) и векторной форме (9).

$$u = -c \cdot \frac{\partial H}{\partial s}, \quad (9)$$

где  $s$  - расстояние вдоль оси криволинейной трубки тока.

$$u = -c \cdot \text{grad}H. \quad (10)$$

Поток, в котором параметры являются функцией только одной пространственной координаты, направленной по линии тока называется одномерным, к таким потокам относятся:

1. прямолинейно-параллельный;
2. плоскорадиальный;
3. радиально-сферический.

В прямолинейно-параллельном потоке траектории частиц флюида являются параллельные прямые, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного сечения потока равны между собой. Законы движения вдоль всех траекторий такого фильтрационного потока одинаковы, поэтому достаточно провести анализ движения вдоль одной из траекторий.

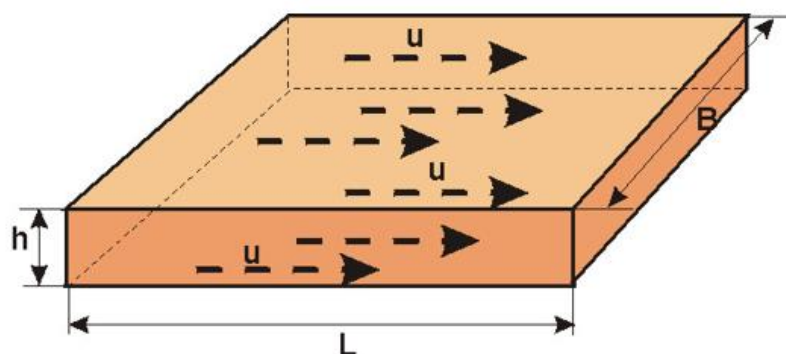


Рисунок 8 - Схема прямолинейно-параллельного потока в пласте [9]

Рассматривая плоскорадиальный поток, наблюдаются прямолинейные горизонтальные траектории, радиально сходящихся к центру скважины. В этом случае скорости фильтрации во всех точках любого поперечного сечения потока параллельны и равны между собой.

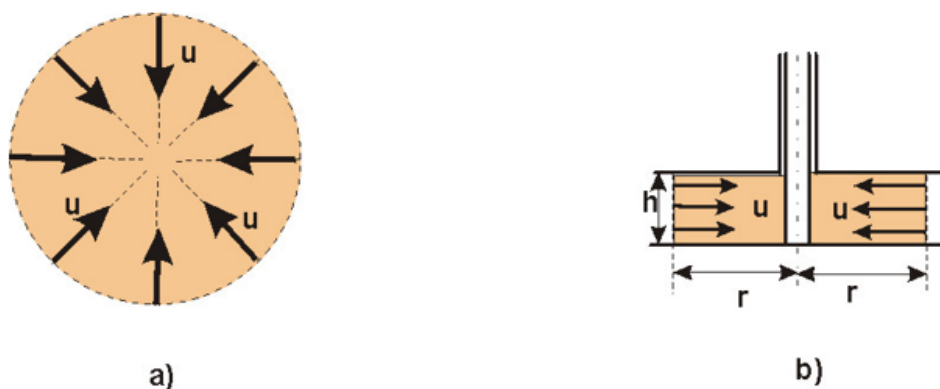


Рисунок 9 - Схема плоскорадиального потока [9]

В радиально-сферическом потоке траектория всех частиц флюида являются прямолинейные горизонтальные прямые, радиально сходящихся к центру полусферического забоя. Скорость фильтрации в любой точке потока являются функцией только расстояния этой точки от центра забоя. Отсюда

можно сделать вывод, данный вид фильтрационного потока также является одномерным. Такая ситуация может реализоваться в случае, если скважина вскрывает только горизонтальную, непроницаемую кровлю пласта [9].

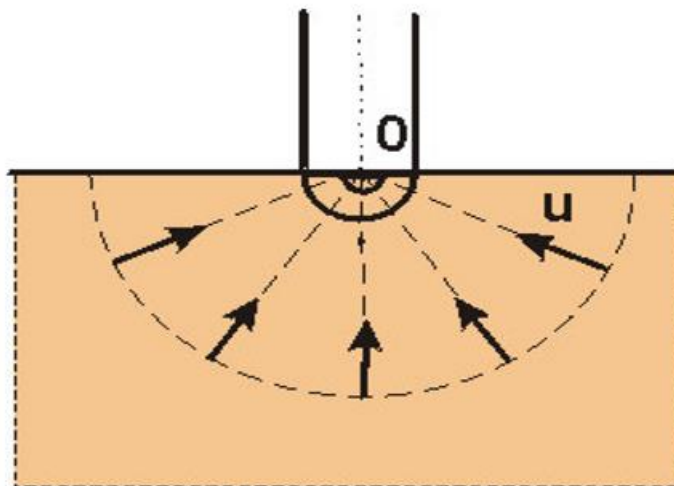


Рисунок 10 - Схема радиально-сферического фильтрационного потока [9]

### **1.3 Источники засорения призабойной зоны пласта скважин**

Как показали исследования специалистов на различных месторождениях, было доказано наличие существенной связи между гидропроводности ПЗП и продуктивности скважины. Одним из главных условий, влияющих на добывающие способности, это качественное вскрытие продуктивных пропластков. В связи с многообразием геолого-физических и технологических условий разработки месторождений призабойная зона пласта в течение всего периода работы скважины подвержена различными физико-химическим, биологическим и другим изменениям, в определенной степени влияющих на гидропроводность ПЗП. В этой связи проницаемость призабойной зоны пласта практически никогда не является постоянной никогда не является постоянной, а изменение ее в течение времени идет на снижение.

Информация о состоянии ПЗП имеет большое значение не только для регулирования процесса разработки месторождений, но и для выбора новых методов повышения проницаемости пласта, а также разработки новых

эффективных методов ОПЗ. Поэтому изучению процессов механического, химического и биологического кольтации ПЗП следует уделить большое внимание. Неодинаковые геологические условия, характерные для того или иного месторождения, или нефтедобывающего района в целом, не позволяют точно систематизировать различные факторы по степени влияния на проницаемость ПЗП. Чтобы оценить степень совершенства скважины по качеству вскрытия продуктивного пласта применяют такой показатель загрязнения продуктивного пласта как скин-эффект  $S_k$ :

$$S_k = \ln \frac{R_3}{R_c} \cdot \left( \frac{k_{пл}}{k_3} - 1 \right) \quad (10)$$

где:  $R_3$  - радиус загрязненной зоны пласта;

$R_c$  - радиус скважины.

Если  $S_k > 0$ , то это означает, что проницаемость вскрытой части пласта уменьшилась, при  $S_k = 0$ , тогда проницаемость ПЗП осталась неизменной. В случае, когда  $S_k < 0$ , то проницаемость ПЗП стала выше проницаемости пласта.

Уже в начальной стадии разработки месторождения для повышения эффективности обработки призабойной зоны применяют мероприятия по снижению загрязнения ПЗП в процессе бурения скважин должны выполняться исследования по определению интенсивности загрязнения и глубины зоны ухудшенной проницаемости пород в прифилтровой части пласта.

### **1.3.1 Анализ факторов загрязнения ПЗП во время вскрытия пласта**

Проницаемость призабойной зоны пласта в течение всего периода работы скважины, начиная от бурения до ликвидации скважины, постоянно изменяется, причем практически никогда не соответствует естественной проницаемости пласта. Как правило, проницаемость призабойной зоны пласта существенно ниже. Исключением могут быть отдельные пропластки после интенсивного кислотного или гидромеханического воздействия. Уже на стадии бурения во время первичного вскрытия продуктивного пласта в призабойной зоне происходят необратимые процессы, в значительной степени изменяющие

структуру горных пород и их проницаемости. Необратимость процессов ухудшения проницаемости ПЗП с уплотнением, а иногда и пластической деформацией пород от бурового инструмента и горного давления.

По этой причине изменяется структура пород ПЗП, напряженное состояние вокруг ствола скважины, характер насыщения коллектора флюидами, что снижает гидропроводность и фазовую проницаемость пласта. Так, за счет данных института ТатНИПИнефть, снижение нефтенасыщенности ПЗП на 25-30 % по причине применения буровых растворов на водной основе и глинизации стенок скважин приводит к снижению фазовой проницаемости для нефти в 7 раз, что уменьшает потенциальные возможности скважин по дебиту в 4 раза. Последнее в значительной степени зависит от химических процессов, происходящих при этом, таких как сорбции, химические реакции, набухание глинистых частиц и др. Все это влияет на физико-химические свойства минералов, в основном на смачиваемость парового пространства пород. Интенсивность загрязнения ПЗП существенно зависит и от физико-химических свойств бурового раствора, компонентного состава пластовой жидкости.

Во время бурения скважины на глинистом растворе наряду с проникновением в пласт фильтрата и образованием глинистой корки на стенке скважины идет процесс коагуляции пород пласта, то бишь заполнение внутрипорового пространства наиболее проницаемой части пласта тонкодисперсной фазой глинистого раствора с последующим ее прилипанием в каналах порового пространства. В результате этого в призабойной зоне скважин происходит изменение физических свойств пород. Немалую роль в этом процессе играет и вторичное вскрытие пласта [3].

### **1.3.2 Анализ факторов загрязнения ПЗП в процессе эксплуатации скважин**

Ухудшение фильтрационных свойств пласта происходит и в процессе эксплуатации скважин по различным причинам: глушение скважин некондиционными растворами, несоответствие метода ОПЗ геолого-физическим

условиям пласта, отложение высокомолекулярных соединений, химическая и биологическая коагуляция. Снижение гидродинамической связи пласта со скважиной может произойти и по причине суффозионного разрушения пород с последующим приносом минеральных частиц в призабойную зону пласта в виде суспензий или золь глинистых частиц.

Сравнение результатов показало, что проницаемость кернов второй группы восстановилась в меньшей степени, чем первой, хотя количество прокачиваемой воды было одинаковым. Это свидетельствует о том, что за месяц в образцах вследствие диффузионных процессов произошло закрепление заиливаемых частиц на поверхности пор, в результате чего проницаемость данных образцов восстановилась в меньшей степени. Проведенные исследования дают возможность убедиться в необходимости сокращения до минимума времени с момента завершения ремонтных работ, обработки призабойной зоны или других геолого-технических мероприятий, связанных с глушением скважин, до освоения и ввода их в эксплуатацию [3].

### **1.3.3 Механизм закрепления твердых частиц в зоне фильтрации скважины**

Благодаря исследованиям ученых было установлено, что коагуляция обусловлена не только механической закупоркой поровых каналов, но и физико-химическим воздействием дисперсной фазы коагулянта с материалом пористой среды, в качестве которого могут быть и углеводородные соединения. Признавая справедливость этого, следует отметить, что при описании механизма коагуляции порового пространства пласта на различных стадиях эксплуатации скважин в недостаточной степени учитывается роль поверхностно-энергетических процессов в граничных слоях, формирующихся на породе и коагулянтном материале. Молекулярно-поверхностное взаимодействие пленочной воды или нефти с породой зависит от состава и свойств контактирующих материалов и теплофизических условий их существования. Эти же параметры влияют на прочность и толщину граничного слоя. Так,

толщина слоя, образованного металлопорфириновыми комплексами и активными углеводородными соединениями на поверхности пород, в зависимости от природы твердой подложки и компонентного состава нефти может достигать 2-5 мкм. От толщины свойств пограничных слоев зависит прочность закрепления механических примесей на поверхности породы, а также отрыв механических частиц и разрушение самого граничного слоя. Механическая прочность граничного слоя не одинакова по толщине и меняется от характерной для твердого состояния на границе раздела до свойственной жидкости в основном объеме. Поэтому кольматационный материал практически никогда не приходит в прямое соприкосновение с породой пласта, оставаясь погруженным в приграничный слой на определенную величину. Наибольшая прочность закрепления достигается при погружении частиц в среднюю часть слоя, обладающую структурно-механическими свойствами. Глубокий контакт загрязняющих пласт частиц приводит к существенному структурированию пограничных зон. Прилипшие таким образом механические примеси невозможно извлечь из пласта обычным дренированием скважин. В таких случаях приходится прибегать к более эффективным методам декольматации призабойной зоны, основанным на тепловом, химическом или гидродинамическом принципах воздействия [3].

#### **1.3.4 Анализ причин ухудшения гидропроводности ПЗП в результате глушения скважин**

Одним из источников ослабления гидродинамической связи пласта скважиной в период эксплуатации последней является загрязнение призабойной зоны пласта во время глушения скважин. Способствующими процессу загрязнения пласта факторами являются:

- снижение пластового давления, обеспечивающее более глубокое проникновение в пласт механических примесей с жидкостью глушения;
- захват шламовых накоплений и продуктов коррозии с забоя скважины;

- частичная декольматация при фильтровой части пласта потоком закачиваемой жидкости и перенос кольматанта в глубь пласта;
- образование осадков солей при смешении пластовых вод и пресной воды глушения из-за неодинакового ионно-катионного состава, а также наличие примесей в пресных водах при глушении скважин перед подземными ремонтами.

Кроме того, нарушение послойной структуры пластовых флюидов при глушении скважины влияет на изменение фильтрационной характеристики пород призабойной зоны. Опустим подробную характеристику перечисленных факторов и механизма их взаимодействия и остановимся лишь на особенностях замещения пластовых флюидов жидкостью глушения. Известно, что в зависимости от глубины скважин, пластового давления, коллекторских свойств пласта, перфорационного интервала, продуктивности скважин количество жидкости глушения и ее плотность могут меняться в широких пределах. Наиболее характерным значением объема жидкости глушения для месторождений Урало-Поволжья является 24-30 м<sup>3</sup>. Это не относится к скважинам, расположенным в зонах с аномально высокими давлениями. В соответствии с требованиями горнотехнической инспекции и нормами техники безопасности и условий труда, количество применяемой при глушении жидкости не снижается даже в скважинах с низкими пластовыми давлениями, в ряде случаев значительно меньшими давления гидростатического столба скважинной жидкости.

Наряду с количеством жидкости глушения важную роль в процессе замещения пластовых флюидов в призабойной зоне играет и режим глушения скважин. При радиальном продвижении жидкости в призабойной зоне ее скорость изменяется практически в обратно квадратичной зависимости от радиуса фронта вытеснения. При этом в зависимости от расстояния от скважины вглубь пласта выделяют три зоны замещения:



- зону кольматации, обычно расположенную в прифилтровой части скважины;
- зону интенсивного промывания пород;
- зону проникновения жидкости глушения [3].

### **1.3.5 Причины изменения фильтрационно-емкостной характеристики ПЗП за счет парафинизации**

Фильтрационно-емкостная характеристика призабойной зоны пласта при прочих равных условиях в значительной степени зависит от наличия смолопарафиновых отложений в призабойной зоне. Влияние выпавших из нефти тяжелых углеводородных соединений на фильтрационно-емкостные свойства пористой среды исследовалось на различных по химическому составу нефтях. Исследования проводились как через естественные керны, так и через песчаники различной проницаемости при температуре, большей и меньшей температуры насыщения нефти парафином. Данные промысловых исследований показывают, что во всех случаях существенное снижение относительного коэффициента фильтрации при снижении температуры, причем наблюдается резкий перелом кривой при температуре, соответствующей температуре насыщения нефти парафином. В зависимости от проницаемости образцов породы происходит частичная или полная закупорка поровых каналов. В низкопроницаемых образцах полностью прекращается фильтрация. В образцах высокой проницаемости фильтрация продолжается, но при ухудшенной характеристике пористой среды. В связи с неоднородностью химического состава и свойств парафинов даже в однотипных нефтях процесс кристаллизации идет не быстро. От момента возникновения зародыша кристалла до момента достижения им видимых размеров проходит определенное время, а поэтому насыщение нефти парафином и, соответственно, изменение ее реологических свойств занимает определенное время. Некоторыми исследователями показано, что начало кристаллизации парафина практически не влияет на подвижность нефти в поровых каналах, тем не менее с момента появления первых кристаллов и до

полного прекращения движения нефти по причине образования пробок в поровых каналах.

Скорость фильтрации может уменьшиться с течением времени и при постоянной температуре фильтрации, если эта температура ниже температуры насыщения нефти парафином. Образование твердых углеводородных соединений в породах пласта может произойти не только по причине аномального снижения пластовой температуры, но и в результате изменения температуры насыщения нефти парафином. Изменение температуры насыщения возможно в течение определенного времени разработки месторождения за счет выделения растворенного газа из нефти, так пластовое давление становится ниже давления насыщения, из-за этого наблюдается изменение компонентного состава [3].

### **1.3.6 Вытеснение пластовой воды жидкостью глушения**

При эксплуатации интервалов пласта, обводнявшихся пластов водой или водой от закачки, часть пропастков в ПЗП промыта водой. Как правило, это участки пласта с повышенной проницаемостью. При сравнительной однородности пласта по проницаемости обводившиеся участки вследствие гравитационной сегрегации обычно расположены в нижней его части. В связи с тем, что солевой состав жидкости глушения часто отличается от пластовых вод, при ее проникновении в пласт происходит изменение минерализации и нарушение ионно-катионного баланса вод в призабойной зоне, что в ряде случаев приводит к образованию нерастворимых соединений солей (из-за химической несовместимости), выпадающих в осадок на фронте вытеснения пластовых вод. Как следствие, снижается гидропроводность пласта. Учитывая то, что режимы закачки воды при глушении скважин и режимы добычи продукции скважин практически никогда не сопоставимы по давлениям и расходу (дебиту), не исключена возможность, что образовавшиеся отложения после создания депрессии на пласт могут оказаться защемленными. Это обстоятельство в значительной степени увеличивает время очистки призабойной

зоны скважин после ее ввода в эксплуатацию. Что же касается прифилтровой зоны скважин, то во время глушения скважины поровое пространство пород практически полностью замещается водой глушения. Исключением может быть связанная с поверхностью пленочная пластовая вода. Рассматривая совместное замещение пластовых флюидов в водонасыщенных пластах, следует обратить внимание на тот факт, что основной объем задавочной жидкости из-за повышенной подвижности воды поглощается водонасыщенными пластами. В этой связи режимы вытеснения в нефтенасыщенных пластах становятся менее эффективными с точки зрения отмыва пленочной нефти с поверхности поровых пространств [3].

## **2. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН**

В процессе эксплуатации разработки нефтяных и газовых месторождений происходят однозначные изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) околоскважинной зоны продуктивного пласта, а тем самым и снижается добыча углеводородного сырья из недр земли.

Проницаемость слагающих горных пород на продуктивном горизонте имеет большое влияние на производительность нефтяных и газовых скважин и приемистость нагнетательных скважин. Низкий приток нефти и газа к забоям характеризует, что скважины пробурены в слабопроницаемых коллекторах. Также, причиной засорения ПЗП при эксплуатации добывающих скважин в призабойной является отложение мелких частиц горной породы, АСПО, минеральные соли и рост водонасыщенности пропластков. При реализации нагнетательных скважин в околоскважинной зоны наблюдаются скопления частицы породы, коррозии оборудования и минеральные соли.

Зачастую во время фильтрации или в результате проникновения бурового раствора в ПЗП происходит закупоривание пор, такой процесс называется кольматацией. Для облегчения притока нефти и газа к забоям эксплуатационных скважин поглощения воды нагнетательными скважинами применяют методы искусственного воздействия на породы коллектора в забойной зоне, чтобы увеличить их проницаемость. В различных ситуациях, достаточно просто удалить со стенок поровых каналов пласта частицы парафина, смолистых и глинистых веществ, тем самым производительность скважины будет подниматься.

По характеру воздействия на ПЗП методы увеличения проницаемости пород могут быть условно разбиты на химические, механические, тепловые и физические. Выбор метода воздействия определяется особенностью строения продуктивных пластов, составом горных пород и другими пластовыми условиями.

## **2.1 Оценка условий скважин кандидатов для воздействия на призабойную зону пласта**

Для проведения химической, физической и тепловой ОПЗ из всего фонда скважин выбираются добывающие и нагнетательные скважины. Добывающие подразделяются на:

- Скважины, которые вводятся в эксплуатацию из бурения. Цель обработки: очистка ствола скважины, перфорационных каналов, ближней призабойной зоны от глинистых частиц и фильтрата бурового раствора. Объект воздействия: кольматирующее вещество, скелет породы;

- Скважины, на которых снизилась продуктивность в результате ухудшения притока жидкости в процессе эксплуатации из-за уменьшения проницаемости ПЗП впоследствии миграции глинистых частиц и обломочного материала горной породы. Цель обработки: увеличение проницаемости ПЗП. Объект воздействия: кольматирующее вещество, скелет породы;

- Скважины, в которых снизилась продуктивность за счет отложения солей в призабойной зоне, эксплуатационной колонне, а также насосном оборудовании. Цель обработки: удаление отложений, восстановление продуктивности. Объект воздействия: солевые отложения;

- Скважины, не вышедшие на заданный режим работы после проведения ГРП. Цель обработки: разрушение загущенной жидкости, очистка каналов между зернами проппанта от геля;

- Скважины, выводимые из бездействия. Цель обработки: увеличение проницаемости ПЗП. Объект воздействия: скелет породы;

Если рассматривать нагнетательные скважины, их можно разделить на:

- Скважины, переводимые из добывающего фонда в нагнетательный. Цель обработки: изменение характеристик поверхности порового пространства, увеличение проницаемости ПЗП с учетом последующей фильтрации воды с высоким содержанием механических примесей. Объект воздействия: скелет породы;

– Скважины, потерявшие приемистость в процессе эксплуатации из-за поступления в пласт кольматантов вместе с закачиваемой водой. Цель обработки: очистка порового пространства ПЗП от кольматантов, увеличение проницаемости ПЗП. Объект воздействия: кольматант, скелет породы;

– Скважины, выбранные для проведения работ по увеличению нефтеотдачи пластов в результате анализа состояния разработки месторождения. Цель обработки: увеличение приемистости скважин для закачки больших объемов химических реагентов для воздействия на удаленные от призабойной зоны участки пласта. Объект воздействия: скелет породы. [1]

Кислотная обработка - эффективный метод очистки продуктивного пласта от загрязнений, попавших или образовавшихся в призабойной зоне в процессе бурения, а также при эксплуатации скважины. [1]

Данный метод осуществляется с помощью подачи на забой скважины под определенным давлением растворов кислот, которые под давлением проникают в мелкие поры и трещины, имеющиеся в пласте, расширяя их. В результате образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для кислотных обработок применяют водные растворы соляной, плавиковой, уксусной, серной и угольной кислоты. [2]

Требования для проведения химической ОПЗ:

– Проводятся только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями;

– Жидкость для промывки скважин должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами, должна исключать необратимую кольматацию пор пласта твердыми частицами;

– Фильтрат жидкости продавки должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды;

- Продавочная жидкость не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз "жидкость глушения - пластовый флюид";

- Продавочная жидкость должна быть термостабильной при высоких температурах и не кристаллизоваться на поверхности в зимних условиях;

- Продавочная жидкость должна быть негорючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной. [4]

Требования для получения благоприятных результатов при проведении тепловой ОПЗ:

- глубина продуктивного пласта не более 1200 м;
- толщина пласта, сложенного песчаниками и глинами, не менее 15 м;
- вязкость нефти в пластовых условиях выше 50 мПа · с;
- остаточная нефтенасыщенность пласта не менее 50%;
- плотность нефти в пластовых условиях не менее 900-930 кг/м<sup>3</sup>;
- не рекомендуется проведение тепловой ОПЗ на заводненными участках залежи, если обводненность добываемой продукции превышает 40-50%. [3]

Физическую ОПЗ наиболее эффективно проводить в скважинах:

- с проницаемостью призабойной зоны ниже средней проницаемости пласта или более удаленных от скважины зон пласта;
- с ухудшенными коллекторскими свойствами призабойной зоны в процессе бурения или ремонтных работ;
- с низкой проницаемостью пород, но с высоким пластовым давлением. [5]

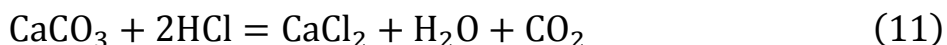
## **2.2 Химические методы по воздействию на призабойную зону скважин**

Применение химических методов воздействия на продуктивные пласты основано на происходящих реакциях взаимодействия закачиваемых химических реагентов, как правило используют различные кислоты, так как взаимодействие происходит с определенными породами, которые растворяются, тем самым увеличивают размеры поровых каналов и повышают пластовую проницаемость. К примеру, при выборе реагента, как соляную кислоту, данная обработка будет эффективна для слабопроницаемых карбонатных коллекторов.

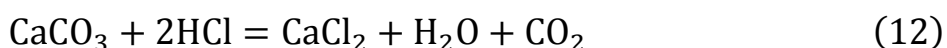
### **2.2.1 Солянокислотная обработка ПЗП**

Метод солянокислотной обработки забоев скважин основан на способности соляной кислоты вступать в химическую реакцию с породами, сложенными известняками и доломитами, и растворять их. При этом химическая реакция протекает согласно следующим уравнениям:

Для известняков:



Для доломитов:



Полученные в результате реакции хлористый кальций ( $\text{CaCl}_2$ ) и хлористый магний ( $\text{MgCl}_2$ ) хорошо растворяются в воде. Таким образом, в результате реакции вместо твердой породы образуются вещества, остающиеся в растворе, которые легко могут быть удалены из призабойной зоны скважины. В породе пласта образуются новые пустоты и каналы, облегчающие поступление жидкости и газа из пласта, благодаря чему возрастает производительность скважины.

Применять для обработки известняков и доломитов кислоты, такие как, например, серная кислота, нельзя, так как в результате химической реакции образуются нерастворимые в воде соли, которые, осаждаясь на забое скважины, будут закупоривать поры пород. Эффективность взаимодействия растворов



соляной кислоты с карбонатными породами зависит от многих факторов: концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, скорости движения кислоты и характера пород.

В практике промышленного применения обычно используют 8-15 % соляную кислоту, в которой на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей концентрированной соляной кислоты. Применять кислоты с большей концентрацией не рекомендуется, так как концентрированная кислота, вступая в реакцию с металлическим оборудованием, быстро его разрушает. Кроме того, концентрированная кислота, химически взаимодействуя с известняками и доломитами, частично растворяет гипс, который, выпадая из раствора в виде осадка, будет закупоривать поры пласта. Применение кислотного раствора слабой концентрации потребует закачки в скважину слишком больших количеств раствора HCl, в результате чего снизится эффективность взаимодействия.

На промысле применяют следующие виды кислотных обработок: кислотные ванны, кислотные обработки, кислотные обработки под давлением, термохимические и термокислотные обработки.

Наиболее распространены обычные кислотные обработки, когда в продуктивные пласты нагнетают специальный раствор соляной кислоты либо самотеком, либо с помощью насосных агрегатов. Предварительно скважину очищают от песка, механических примесей, продуктов коррозии и парафина. Устья монтируются оборудование, агрегаты и средства, опрессовывают трубопроводы.

При выборе кислотных ванн, данный вид обработки наиболее простой и предназначается для очистки забоя и стенок скважины от загрязняющих веществ, цементной и глинистой корки, смолистых веществ, парафина, отложений продуктов коррозии.

Для обработки скважин после окончания бурения с открытым стволом, не закрепленных обсадной колонной, рекомендуется применять кислотный раствор

с содержанием в нем от 15 до 20 % HCl, а для скважин, закрепленных обсадной колонной, раствор более низкой концентрации 10-12 % HCl.

К раствору кислотных ванн, предназначенных для растворения окисных соединений железа, рекомендуется добавлять до 2-3 % уксусной кислоты. Кислоту для реагирования с породами пласта рекомендуется оставлять в скважине на 24 ч. По истечении этого срока при обратной промывке очищают забой от загрязняющих веществ. В качестве продавочной жидкости обычно используют воду. Если же после кислотной ванны планируется сразу прямая промывка забоя, то в качестве промывочной жидкости следует применять нефть.

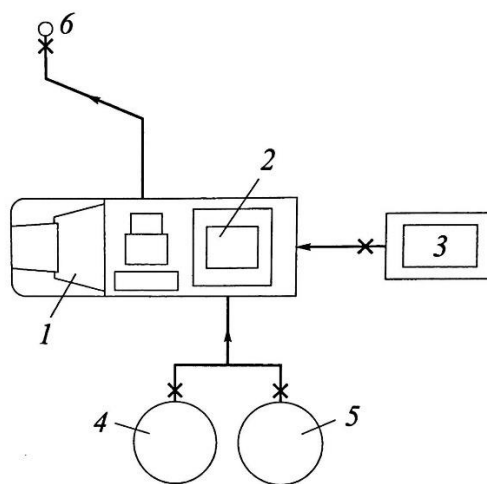


Рисунок 11 - Схема расположения оборудования при обработке кислотой

1 - насосный агрегат; 2 - емкость для кислоты на агрегате; 3 - емкость с кислотой, установленная на прицепе; 4 - емкость для кислоты; 5 - емкость для продавочной жидкости; 6 - устье скважины

Кислотные обработки являются распространенным видом из методов химических обработок. Данный процесс происходит следующим образом:

1. В нефтяную скважину закачивают нефть, а в нагнетательную воду до устойчивого переливания через отвод из затрубного пространства (рисунок 12, а);

2. При открытом затрубном пространстве вслед за нефтью (или водой в нагнетательной скважине) закачивают кислотный раствор, который заполняет колонну насосно-компрессорных труб и забой скважины до кровли

обрабатываемого интервала (рисунок 12, б). Раствор кислоты при этом вытесняет нефть или из скважины через затрубный отвод с задвижкой в мерник, в котором следует точно замерять количество вытесненной нефти или воды.

После закачки расчетного объема кислотного раствора затрубную задвижку закрывают и насосным агрегатом продавливают раствор в продуктивный пласт (рисунок 12, в), для чего в скважину нагнетают продавочную жидкость (рисунок 12, г). После продавливания всего объема кислотного раствора скважину оставляют на реагирование кислоты с породой. По истечении времени реагирования забой нагнетательной скважины промывают водой для удаления продуктов реакции.

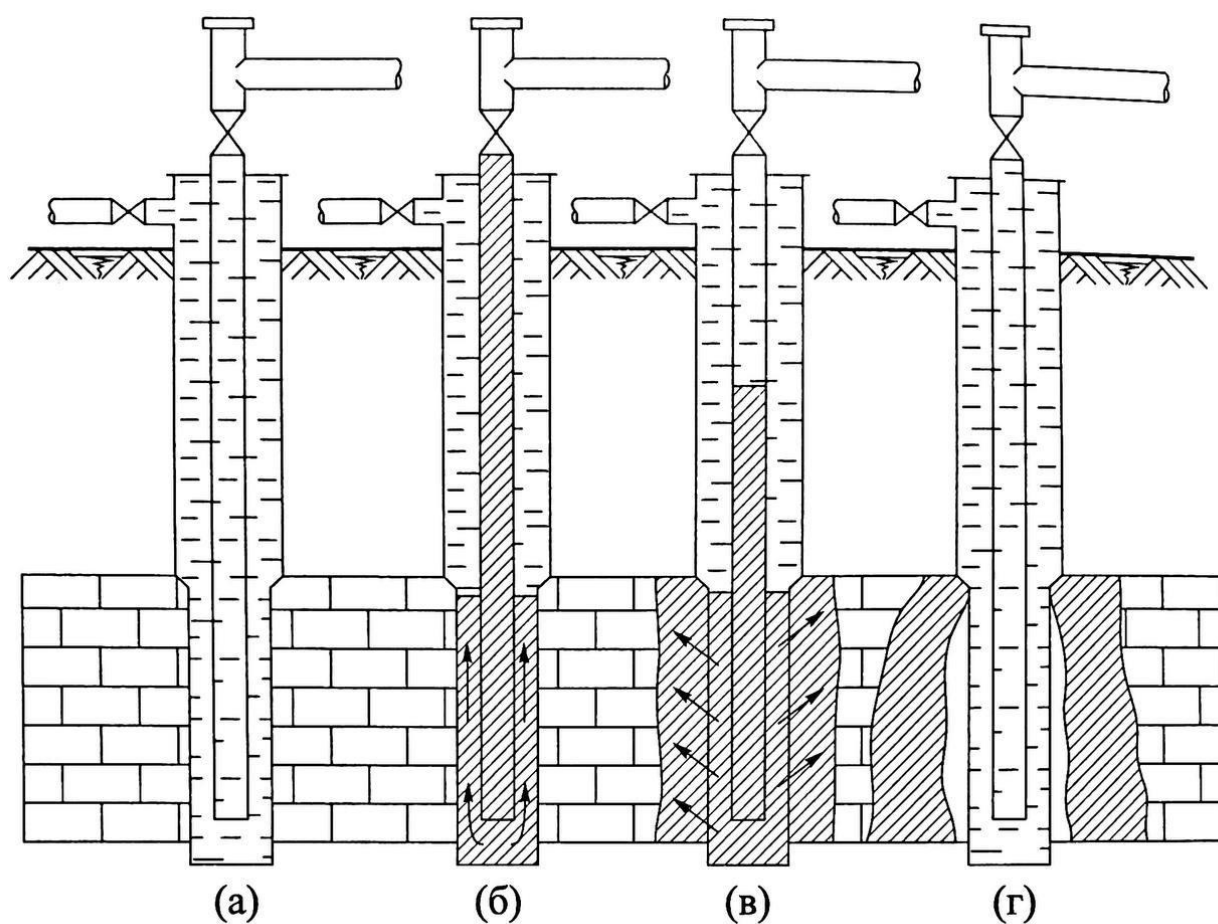


Рисунок 12 - Схема обработки скважины соляной кислотой

Кислотные обработки под давлением реализуют в пластах с резко меняющейся проницаемостью иногда приходится проводить кислотную обработку избирательно с целью получения максимального эффекта. Для этого

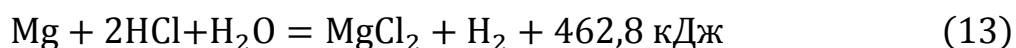
в скважину предварительно закачивается высоковязкая кислотная эмульсия типа «кислота в нефти».

При последующей закачке кислотного раствора под давлением происходит глубокое проникновение кислоты в пласт, охват кислотным раствором малопроницаемых пропластков и участков, что резко повышает эффективность обработок. Давление нагнетания повышается при таких обработках до 15-30 МПа.

Рассматривая термокислотную обработку скважин, во многих случаях взаимодействию кислоты с породой мешают имеющиеся на забое скважины отложения в виде парафина, смол и асфальтенов. Если забой скважины предварительно прогреть, то парафин и смолы расплавятся, и кислотная обработка будет более эффективна. Для этих целей скважину предварительно промывают горячей нефтью или вместо обычной обработки применяют термокислотную обработку, сущность которой заключается в том, что в скважину вводят вещество, которое при соприкосновении с соляной кислотой вступает с ней в химическую реакцию. При этом выделяется большое количество тепла.

Наиболее активным веществом, выделяющим большое количество тепла, является металлический магний. Магний применяют в чистом виде или в виде его сплавов с другими металлами, например с алюминием. Такие сплавы называют электродами. Однако эффективность электродов значительно ниже, чем эффективность чистого магния.

Наиболее часто применяют магний в виде прутков диаметром 2-4 см и длиной до 60 см, а в некоторых случаях в виде стружки. Между соляной кислотой и магнием происходит следующая экзотермическая реакция с выделением теплоты:



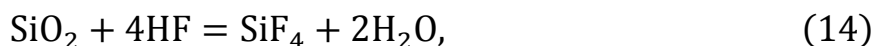
При растворении в кислоте 1 кг магния выделяется 19 МДж теплоты. Для полного растворения 1 кг магния требуется 18,62 л 15% 15 %-ного раствора

соляной кислоты, которая полностью нейтрализуется, а все продукты реакции хорошо растворяются в воде.

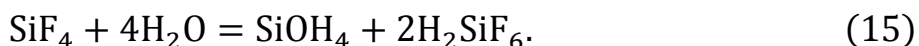
### 2.2.2 Глинокислотная обработка ПЗП

Рабочим раствором глинокислоты является водный раствор смеси соляной HCl и фтористой HF кислот с примерно теми же добавками, которые используют при приготовлении рабочего солянокислотного раствора. На промыслах такой рабочий раствор двух основных кислот нередко называют грязевой кислотой. Состав водного раствора глинокислоты обычно следующий: от 8 % до 12 % соляной кислоты и от 3 % до 6 % фтористоводородной. Раствор глинокислоты применяют для обработки терригенных коллекторов с незначительным содержанием карбонатов в виде цементирующего вещества. Основная масса таких коллекторов представлена силикатными минералами (кварц SiO<sub>2</sub>) и алюмосиликатами (каолин H Al Si O<sub>2</sub>). Силикатные материалы не растворяются или плохо растворяются в соляной кислоте, но хорошо растворяются в плавиковой фтористоводородной кислоте.

Сущность глинокислотной обработки терригенных коллекторов и состоит в учете особенностей их строения. При контакте глинокислоты с терригенными породами небольшое количество карбонатного материала, реагируя с солянокислотной частью раствора, растворяется, а фтористоводородная кислота, реагирующая с кварцем и алюмосиликатами, достаточно глубоко проникает в призабойную зону, повышая эффективность обработки. Основные реакции протекают следующим образом:



Далее следуют реакция:



Кремнефтористоводородная кислота H<sub>2</sub>SiF<sub>6</sub> остается в растворе, а кремниевая кислота Si(OH)<sub>4</sub> при понижении кислотности раствора может образовывать гель кремниевой кислоты, выпадающий в осадок и закупоривающий призабойную зону.

## **2.3 Тепловые методы обработки призабойной зоны пласта**

Снижение дебита скважин в процессе эксплуатации в ряде случаев происходит из-за выпадения из нефти парафина и запарафинивания колонны труб, выделения и осаждения в породе асфальтеновых и смолистых веществ, содержащихся в большинстве нефти, что ведет к понижению проницаемости пород призабойной зоны.

Многие факторы, ухудшающие проницаемость коллекторов, вызывают большую трудность и при освоении нагнетательных скважин, расположенных в нефтяной зоне пласта. Вода, нагнетаемая при температуре 7-12 °С, что ниже температуры пласта, вызывает охлаждение пород призабойной зоны, способствует более интенсивному выпадению тяжелых компонентов нефти, в результате чего наиболее мелкие поры пласта оказываются закупоренными. Поэтому для предупреждения снижения проницаемости в целях увеличения дебита эксплуатационных и приемистости нагнетательных скважин и для повышения эффективности эксплуатации месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, рекомендуется проводить тепловую обработку призабойной зоны скважин.

### **2.3.1 Технология закачки в скважину нагретых нефтепродуктов или воды**

Этот метод широко внедрен на многих нефтяных промыслах благодаря простоте технологии и применяемого оборудования. Обычно для закачки в скважину используют нагретую сырую нефть, конденсат, керосин, дизельное топливо.

Практически установлено, что для эффективного прогрева призабойной зоны скважины требуется от 15 до 30 м<sup>3</sup> горячих нефтепродуктов (газолина) или сырой нефти, нагретых до 90-95 °С в паропередвижных установках или электронагревателях. Нагретую жидкость насосами закачивают в скважину.

Применяют два варианта прогрева:

- 1) создание циркуляции (горячая промывка);

2) продавливание жидкости в призабойную зону.

При горячей промывке глубинный насос спускают до середины интервала прогрева. Горячую нефть закачивают через затрубное пространство. Горячий нефтепродукт вытесняет холодную жидкость в затрубное пространство до приема глубинного насоса. При этом частично растворяется парафин, отложившийся на стенках эксплуатационной колонны, а также вымываются парафиносмолистые вещества в призабойной зоне скважин.

Этот способ прост, так как не требует остановки скважины. Однако недостатком его является незначительное тепловое воздействие на призабойную зону.

При втором варианте закачки горячего нефтепродукта из скважины извлекают подземное оборудование и спускают насосно-компрессорные трубы с пакерами. Горячий нефтепродукт или нефть под давлением через насосно-компрессорные трубы продавливают в пласт. После этого поднимают трубы с пакерами, спускают глубинный насос и вводят скважину в эксплуатацию. Горячий нефтепродукт в призабойной зоне растворяет парафиносмолистые вещества, которые при откачке выносятся вместе с нефтью на поверхность. Недостатком этого способа является необходимость остановки скважины для подъема, спуска насоса и установки пакера. Однако закачка горячих нефтепродуктов по этому варианту более эффективна, чем по первому.

На отдельных нефтяных месторождениях применяют комбинированный метод интенсификации: обработку призабойной зоны горячей нефтью с добавкой различных ПАВ. В скважине, намеченной к обработке, вначале производят депарафинизацию НКТ путем закачки горячей нефти в затрубное пространство (при работающей скважине). После этого скважину останавливают и извлекают насосные штанги с конусом насоса. Через насосно-компрессорные трубы закачивают 10-12 м<sup>3</sup> горячей нефти температурой 85-95 °С с добавкой 80-100 кг ПАВ. По истечении 7 ч после обработки спускают штанги с конусом и вводят скважину в эксплуатацию.

Практика показала, что обработка скважин горячей нефтью с ПАВ дает большую эффективность.

Во многих нефтяных районах для прогрева призабойной зоны используют пластовую воду. Воду в объеме 70-80 м<sup>3</sup> нагревают до 90-95 °С, добавляют в нее поверхностно-активные вещества (0,5- 10 % объема воды) и под давлением закачивают в пласт. Технология закачки такой воды аналогична технологии закачки нефтепродуктов.

### **2.3.2 Технология обработки ПЗП горячей скважинной жидкостью**

Для обработки призабойных зон скважин, в нефтях которых содержится парафиноасфальтеносмолистые вещества, рекомендуется использовать горячую скважинную жидкость, нагретую электронагревателем и продавливаемую в пласт воздухом.

Последовательность и характер операций при этом следующие: извлекают глубинный насос из скважины, обследуют состояние забоя, эксплуатационной колонны и замеряют статический уровень жидкости в скважине. При необходимости чистят колонну или промывают скважину для удаления песчаной пробки, после чего оставляют ее в покое до восстановления статического уровня.

В процессе восстановления уровня замеряют пластовое давление и температуру жидкости в скважине. Устье скважины оборудуют специальным герметизирующим устройством.

Для нагрева жидкости используют глубинный электропогружной нагреватель с платиновым термометром, температурная инерционность которого не превышает 30 с. Монтируется термометр сопротивления на расстоянии 20-25 см ниже концевой части нагревательного элемента. Контактные выводы термометра соединяют с контрольно-сигнальными жилами кабель-троса. Собранный таким образом электронагревательную установку спускают в скважину и устанавливают на 2-3 м ниже верхних дыр эксплуатационной колонны.



Верхние свободные концы контрольно-сигнальных жил кабель-троса соединяют на поверхности с измерительным прибором лагометром, который показывает изменение температуры нагреваемой жидкости в скважине при работе нагревателя. После герметизации устья скважины и соответствующей обвязки его с воздушной линией компрессорной установки включается в работу глубинный нагреватель. При нагреве скважинной жидкости до температуры на 1-2 °С выше температуры плавления парафинов и асфальтенов (для электронагревателя мощностью 21 кВт это время в среднем составляет 28 ч и зависит от диаметра эксплуатационной колонны) нагреватель отключается, и нагретая жидкость в скважине продавливается воздухом (или газом) в пласт при избыточном давлении не менее 0,1 МПа. Для полного теплообмена «коллектор-теплоноситель» скважину оставляют под давлением в течение 3-4 ч.

Если столб жидкости, оставшейся в скважине после продавки первой порции нагретой жидкости (не менее 15 м), позволяет повторить второй цикл продавки, то электронагреватель сразу же включается по окончании первого цикла, и операция вновь повторяется. Если оставшийся столб жидкости после первой продавки не позволяет повторить второй цикл, то давление в скважине в течение каждого часа снижают на 0,1 МПа, после чего цикл продавки продолжается. Это время составляет две трети от первоначального времени, затрачиваемого на восстановление статического уровня. По истечении указанного времени операция по продавке полностью прекращается.

Таким образом, число циклов прогрева и продавки в пласт нагретой скважинной жидкости ограничивается временем восстановления статического уровня жидкости в скважине. Радиус теплового воздействия при продавке горячей скважинной жидкости воздухом в пласт можно определить по формуле:

$$R = r \left( \frac{h}{H} \cdot \frac{1}{m} \right)^{0,5} \cdot n, \quad (16)$$

где  $n$  - число циклов;

$r$  - радиус эксплуатационной колонны;

$h$  - высота столба нагретой скважинной жидкости;

$H$  - эффективная толщина пласта;

$m$  - коэффициент пористости.

После нагрева и продавки в пласт горячей скважинной жидкости извлекают глубинный нагреватель, проверяют исправность эксплуатационной колонны, спускают на первоначальную глубину насосно-компрессорные трубы и вводят скважину в эксплуатацию.

## **2.4 Физические методы обработки призабойной зоны пласта**

### **2.4.1 Обработка призабойной зоны скважины поверхностно-активными веществами**

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость пород призабойной зоны продуктивного пласта может резко ухудшаться из-за проникновения в нее воды. Вода может проникнуть в призабойную зону при глушении скважины перед ремонтными работами, при промывке забоя для удаления песчаных пробок, при очистке забоя от грязи, парафина или других отложений, при вскрытии нефтяного пласта глинистым раствором и др. Вода может находиться в виде капель и пленок на поверхности песчинок пласта в порах и удерживаться там поверхностно-молекулярными и капиллярными силами.

Глубина проникновения воды в призабойную зону зависит от перепада давления на пласт, проницаемости пород, продолжительности работ, связанных с применением воды, интенсивности проявления капиллярных сил на границе вытеснения нефти водой и т. д. Чем больше значения указанных параметров, тем глубже проникает вода в пласт.

Попадая на забой, вода оттесняет нефть вглубь пласта, и часть порового пространства оказывается занятой водой.

Таким образом, при наличии воды на забое не только уменьшается поверхность фильтрации для нефти и газа, но и возрастает сопротивление

движению нефти и газа, что приводит к уменьшению производительности скважин.

Снижается проницаемость призабойной зоны и из-за набухания глин при контакте их с посторонней водой. Кроме того, в процессе длительной эксплуатации в призабойной зоне могут образовываться эмульсии, при этом нерастворимые частицы оседают в пласте. В отдельных случаях поровые каналы закупориваются смолистыми веществами, содержащимися в нефти.

Восстановление проницаемости пород на забое скважин во многих случаях достигается при самопроизвольной очистке нефтяных скважин в процессе их фонтанирования и при создании больших перепадов давления в газовых скважинах. В малодебитных скважинах из-за небольших запасов пластовой энергии самопроизвольная очистка призабойной зоны обычно не дает ощутимых результатов. В этом случае восстановление естественной проницаемости достигается путем обработки призабойной зоны поверхностно-активными веществами (ПАВ), которые добавляют в воду при промывке скважин для удаления песчаных пробок, при глушении скважин и других ремонтных работах.

При закачке в пласт ПАВ последнее адсорбируется на поверхности поровых пространств, на границах раздела «нефть-вода» и понижает поверхностное натяжение. Некоторые ПАВ, даже при небольшой концентрации, сильно снижают поверхностное натяжение воды на границе с нефтью и твердой поверхностью. Растворенное вещество в жидкости распределяется между внутренним и поверхностным слоями не одинаково. Концентрация одних веществ в поверхностном слое оказывается значительно большей, чем в таком же количестве жидкости внутри объема, в некоторых случаях может быть и наоборот. Поглощение какого-либо вещества из газообразной среды или раствора поверхностным слоем другого вещества принято называть адсорбцией. ПАВ обладает свойствами самопроизвольно концентрироваться на поверхностных слоях, причем концентрация их в поверхностном слое в десятки

тысяч раз превышает концентрацию в объеме раствора. Благодаря этому процессами, происходящими в поверхностных слоях, можно управлять при ничтожно малых концентрациях ПАВ в растворе.

Механизм действия ПАВ в пористой среде состоит в том, что благодаря снижению поверхностного натяжения на границе фаз «нефть-вода», «нефть-газ», «вода-газ» размер капель воды в нефти уменьшается в несколько раз, а мелкие капли воды вытесняются из пласта в скважину значительно быстрее, чем крупные. Поэтому при значительном снижении межфазного натяжения на границе «нефть-вода» увеличиваются скорость и полнота вытеснения воды нефтью из призабойной зоны.

ПАВ представляют собой органические вещества, получаемые обычно из углеводородов, входящих в состав нефти, а также спирты, фенолы, жирные кислоты и их щелочные соли-мыла и выпускаемые нефтехимической промышленностью синтетические жирозаменители, и моющие вещества.

Некоторые ПАВ, помимо уменьшения поверхностного натяжения, способствуют гидрофобизации поверхности поровых каналов в породе, т. е. ухудшают их способность смачиваться водой. При закачке ПАВ в пласт поверхность из гидрофильной становится после адсорбции гидрофобной. Пленочная вода, отрываясь от твердой поверхности, превращается в мелкие капельки, уносимые в последующем фильтрационном потоком нефти из призабойной зоны в скважину. Таким образом, гидрофобизация стенок поровых каналов породы пласта также способствует повышению водоотдачи и снижению водонасыщенности призабойной зоны.

В результате обработки призабойной зоны раствором ПАВ проницаемость породы для нефти увеличивается, а для воды уменьшается. Следовательно, при этом восстанавливается дебит скважины по нефти и уменьшается дебит воды. Раствор ПАВ влияет на удаление из поровых каналов твердых тонко- и мелкодисперсных частиц.

Технология обработки призабойной зоны скважин растворами поверхностно-активных веществ аналогична технологии солянокислотной обработки. Призабойную зону можно обрабатывать ПАВ при наличии подошвенной воды с целью предотвращения образования водяных конусов, для чего смесь водяного раствора ПАВ и нефти вводят в призабойную зону. ПАВ покрывает поверхность твердых частиц и препятствует капиллярному впитыванию воды в нефтенасыщенную зону.

Целесообразно обрабатывать нефтерастворами ПАВ и скважины, обводненные из-за прорыва воды. В этом случае ПАВ адсорбируются на поверхности твердых частиц и сильно снижают водопроницаемость водонасыщенных пропластков, по которым поступает вода. Одновременно имеются такие поверхностно-активные вещества, которые могут быть успешно использованы и для обработки призабойной зоны нагнетательных скважин с целью их освоения и увеличения приемистости. Эффективность применения ряда ПАВ в нагнетательных скважинах объясняется тем, что наличие их в закачиваемой воде способствует хорошей смачиваемости породы водой, разрыву пленки нефти и уменьшению поверхностного натяжения на границе с нефтью. Растворы таких ПАВ, проникая в мелкие поры и каналы, увеличивают охват пласта заводнением.

Остаточная нефть, находящаяся в виде пленки и капель, прилипших к твердой поверхности, хорошо отмывается и увлекается вглубь пласта струей воды, что приводит к увеличению фазовой проницаемости породы для воды и приемистости скважины.

По своему составу и химическим свойствам все ПАВ делятся на два класса: ионогенные и неионогенные. Из числа ионогенных применяют сульфатные соли, азоляты, сульфонолы, катапин и другие; из неионогенных - оксиэтилированные препараты типа ОП (ОП-4, ОП-7, ОП-10), продукты конденсации фракций угольных фенолов с окисью этилена УФЭ8 и другие.

Как показал промысловый опыт, нагнетательные скважины, пробуренные на коллекторы с большим содержанием глин и малой проницаемостью, лучше всего обрабатывать ПАВ неионогенного типа. Такие ПАВ при небольших концентрациях значительно снижают набухаемость глинистых частиц и увеличивают приемистость нагнетательных скважин. Применение неионогенных ПАВ дает хорошие результаты и в коллекторах с высокой карбонатностью. Закачка ПАВ в такие пласты показывает, что особенно сильно увеличивается приемистость малопроницаемых пропластков, ранее не принимавших воду.

Наиболее эффективным для увеличения нефтеотдачи эксплуатационных скважин и приемистости нагнетательных скважин является неионогенное ПАВ типа ОП-10. При добавках таких ПАВ улучшаются показатели процесса вытеснения нефти водой из пористой среды; кроме того, эти ПАВ меньше связываются с породой (адсорбируются) и лучше десорбируются с ее поверхности при последующей закачке в пласт чистой воды. Таким условиям отвечает неионогенное ПАВ типа УФЭ8, большим преимуществом которого является то, что оно полностью растворяется в хлоркальциевых водах и не дает осадка.

Указанные ПАВ при концентрации 0,05 % повышают коэффициент вытеснения на 10-15 %, уменьшают время вытеснения нефти и расход воды для процесса вытеснения в 1,5-2 раза.

Неионогенные ПАВ можно использовать и в смеси с ионогенными: сульфонолом, ДС-РАС и т. д. При соотношении их в смеси 1: 1 получают почти те же показатели вытеснения, что и для неионогенных ПАВ.

ПАВ типа ОП-10 имеют желтоватый цвет, поступают с завода в 200-литровых бочках. При температуре ниже 5-10 °С сильно загустевают и превращаются в нетекучую пастообразную массу. Техника и технология освоения вновь вводимых в эксплуатацию нагнетательных скважин (с применением ПАВ) отличается от работ, проводимых по увеличению

производительности действующей нагнетательной скважины. При освоении вновь вводимых в эксплуатацию скважин работы проводят в следующей последовательности. Предназначенное для закачки в скважину необходимое количество ПАВ разбавляют водой и доводят концентрацию до требуемой величины. Готовят два вида растворов с добавкой одного из ПАВ (ОП-10, УФЭ8 и др.), но с разной концентрацией: один раствор имеет концентрацию 0,3 %, второй - 0,1 %. Для обработки одной скважины берется объем раствора из расчета 40-50 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной толщины.

Вначале скважину промывают раствором ПАВ с расходом воды не менее 1000-1200 м<sup>3</sup>/сут. Затем с помощью передвижного агрегата закачивают водный раствор ПАВ при давлении, не превышающем давление гидроразрыва пласта, после чего скважина пускается под закачку от КНС.

При отсутствии приемистости скважину оставляют на сутки под давлением и затем вновь закачивают водный раствор ПАВ. Цикл повторяют несколько раз. Если приемистость и в этом случае не восстанавливается, скважину дренируют с помощью компрессора и затем вновь повторяют процесс освоения. При закачке раствора ПАВ определяют коэффициент приемистости скважины путем замера расхода воды за единицу времени при определенном давлении. После ввода скважины под нагнетание воды на различных режимах снимают профиль ее приемистости.

Водный раствор неионогенного ПАВ типа ОП-10 успешно применяют и для увеличения производительности действующих нагнетательных скважин. Для этого до начала закачки раствора ПАВ проводят ряд подготовительных работ. Нагнетательную скважину оборудуют устьевой арматурой, позволяющей устанавливать регистрирующий и образцовый манометры, отбирать пробы воды, спускать глубинные приборы для замера давлений, температуры и снимать профиль приемистости.

В непосредственной близости от кустовой насосной станции монтируют передвижную блочную дозаторную установку и обвязывают ее с водоводами

скважин, предназначенных для закачки воды. Блочная дозаторная установка типа БДУ-3 предназначена для приготовления водных растворов ПАВ и дозированной подачи их в нагнетательные скважины. Эта установка обеспечивает разогрев ПАВ, поступающего в бочках, и слив в нижние баки, приготовление водных растворов ПАВ нужной концентрации, дозирование концентрированного ПАВ или водного раствора в нагнетательную скважину, автоматическое регулирование заданного температурного режима и перекачку приготовленного водного раствора ПАВ из верхнего бака-смесителя в резервуарную емкость и обратно.

В целом весь комплекс оборудования состоит из блочной дозаторной установки 1, смонтированной в будке на санях, средней платформы 4, двух боковых платформ 3 и 5 и резервной тележки, и разгрузки. Тележки имеют четыре ролика, что облегчает поворот бочек вокруг оси. Назначение резервной емкости - накопление водного раствора ПАВ или прием концентрированного ПАВ. Оборудование в установке БДУ-3 размещено следующим образом (рисунок 13). Корпус будки 3 разделен на два отделения: в одном смонтировано технологическое оборудование, в другом - операторская с пультом управления.

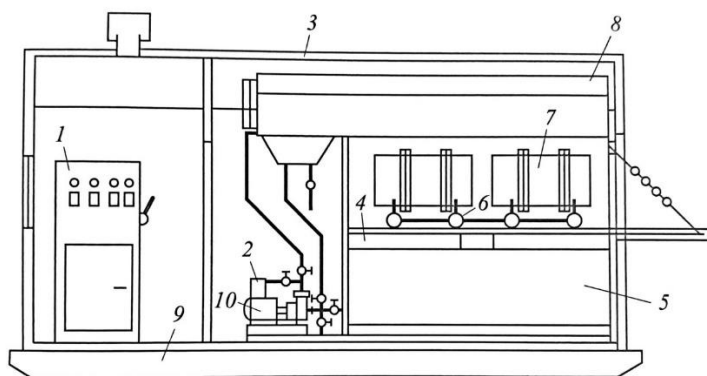


Рисунок 13 - Блочная дозаторная установка БДУ-3:

1- электрошкаф; 2 - дозаторный насос; 3 - будка; 4 - блоки- нагреватели; 5 - нижние баки; 6 - тележки; 7 - бочки с ПАВ; 8 - верхний бак-смеситель; 9 - сани; 10 - центробежный насос

В электрошкафе 1 установлены электроаппаратура и устройство, при помощи которых достигается автоматическое регулирование заданного



температурного режима в камере и нижних баках, включение и отключение электродвигателей агрегатов, сигнализация и освещение.

Верхний бак-смеситель 8 является резервным и служит для получения водных растворов ПАВ. Нижние баки 5 предназначены для приема, разогретого ПАВ, подаваемого из бочек 7.

#### **2.4.2 Вибрационный метод воздействия на призабойную зону скважин**

Из существующих методов интенсификации добычи нефти большой практический интерес представляет вибрационное воздействие на призабойную зону скважин. Этот метод основан на создании в призабойной зоне скважин виброударных волн при помощи резких колебаний расхода жидкости, прокачиваемой через специальный вибратор, спущенный в скважину, в результате чего увеличивается проницаемость пласта.

Метод воздействия используют как для освоения, так и с целью увеличения дебитов эксплуатационных и приемистости нагнетательных скважин.

Для создания резких колебаний расхода жидкости ранее применяли специальные гидравлические вибраторы золотникового типа - ГВЗ (рисунок 14).

Кроме щелевых прорезей в стволе имеются пусковые отверстия, позволяющие осуществлять запуск золотника при перекрытии щелей в стволе. Сверху в корпус ввинчивается гайка, являющаяся переводником для соединения вибратора с насосно- компрессорными трубами. При покачивании рабочей жидкости золотник под действием сил, возникающих при истечении жидкости из щелевых прорезей, начинает вращаться. Частота вращения золотника зависит от расхода протекающей жидкости. Вращаясь, золотник периодически перекрывает поток рабочей жидкости, в результате возникают небольшие гидравлические удары, частота которых зависит от числа щелей и частоты вращения золотника.

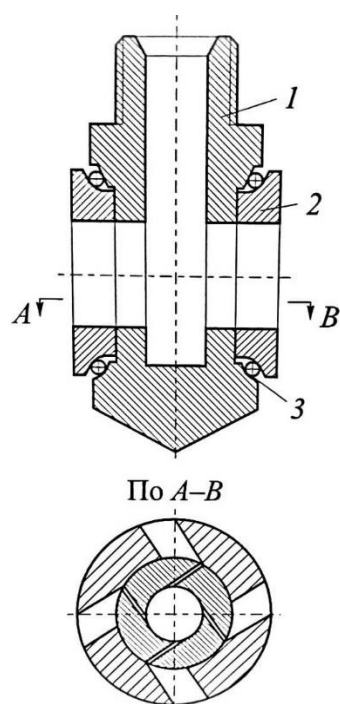


Рисунок 14 - Гидравлический вибратор золотниковый

Для золотниковых вибраторов типа ГВЗ теоретическая частота может быть доведена до 30 000 ударов в минуту. Удары сопровождаются резким подъемом давления, и для них характерно импульсное истечение жидкости из отверстия ствола. Импульсное истечение жидкости из отверстия ствола и из щелей при вращении золотника создает циклические колебания в окружающей среде (жидкости).

В результате воздействия ударных волн в пласте увеличиваются поровые каналы, образуется сеть микротрещин, вследствие чего происходит очистка призабойной зоны. Одновременно ударные волны влияют и на свойства нефти, находящейся в призабойной зоне пласта, - уменьшаются ее вязкость и сцепление со стенками поровых каналов.

Для эксплуатационных колонн диаметром 144 и 168 мм соответственно применяют золотниковые вибраторы ГВЗ-85, ГВЗ-108 и ГВЗ-135. Рекомендуется подвергать вибровоздействию скважины, пласты которых сложены слабопроницаемыми породами и содержат глинистые включения. В коллекторах с высоким пластовым давлением и малой проницаемостью вибровоздействие более эффективно. Целесообразно также осуществлять этот процесс в

скважинах, в которых намечено проведение кислотной обработки, гидравлического разрыва пласта, обработки забоя ПАВ. Не рекомендуется проводить вибровоздействие при наличии нарушений и смятия колонн в скважинах, забои которых близко расположены от водонефтяного контакта, а также при сильном поглощении жидкости и низком пластовом давлении.

В качестве рабочей жидкости можно применять нефть, соляную кислоту, керосин и смеси этих жидкостей. Расход НСІ и керосина берется с расчетом 2-3 м<sup>3</sup> на 1 м толщины пласта.

На промыслах Татарии гидровибрационное воздействие на пласты в нагнетательных скважинах применяют с 1967 г. Перед гидровоздействием промывают ствол и забой скважины и восстанавливают ее приемистость гидросвабированием. По результатам исследования определяют ожидаемое давление в процессе обработки скважины и целесообразность спуска пакера. В большинстве случаев обработку проводят без пакера.

По окончании подготовительной работы в скважину на насосно-компрессорных трубах спускают гидравлический забойный вибратор золотникового типа с фильтром и амортизатором и устанавливают его против выбранной части продуктивной зоны пласта (рисунок 15).

При вибрационной обработке скважины применяют не менее двух агрегатов для создания непрерывной струи во время переключения с одной скорости закачки жидкости на другую. В качестве рабочей жидкости используют техническую воду.

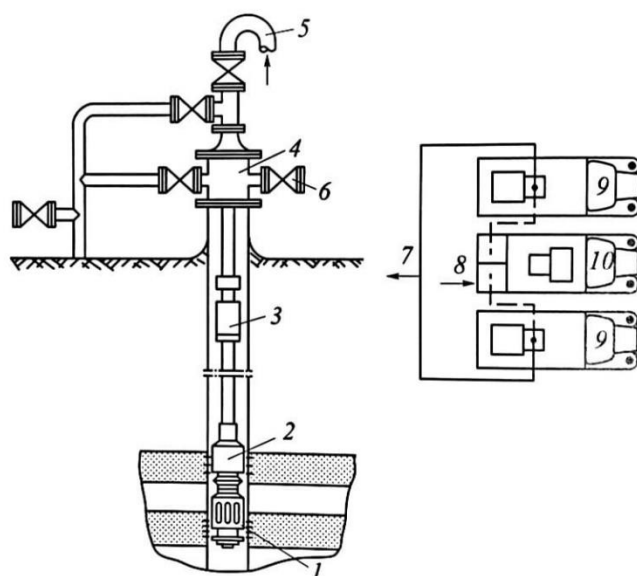


Рисунок 15 - Схема расположения оборудования и обвязки устья при вибрационной обработке нагнетательных скважин:

- 1- гидравлический вибратор; 2 - фильтр; 3 - амортизатор; 4 - арматура;  
 5 - входная линия трубного пространства; 6 - затрубная задвижка;  
 7 - выкидная линия агрегата; 8 - линия от водовода; 9 - агрегаты АН-500;  
 10 - агрегаты ЦА-300

Гидровибратор включается под действием прокачиваемой воды при расходе 5-10 л/с в течение 5-10 мин и открытой затрубной задвижке 6. В дальнейшем скорость прокачки воды увеличивают и доводят до оптимальной величины 15-20 л/с. После восстановления циркуляции и промывки скважины закачку воды производят при закрытом затрубном пространстве в течение 5-10 ч. Если давление в затрубном пространстве увеличивается, то процесс проводят при открытой затрубной задвижке. В процессе освоения нагнетательных скважин давление колеблется в пределах 10-36 МПа, расход - от 9 до 18 л/с, объем закачиваемой рабочей жидкости - от 200 до 780 м<sup>3</sup>. Технология вибровоздействия в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, осуществляемая на промыслах Башкирии, заключается в том, что при спущенном вибраторе (ГВЗ-108) с помощью двух агрегатов, 4АН-700 и 2АН-500, в течение 3-7 ч в скважине циркулирует рабочая жидкость. Расход ее составляет 14-18 л/с при давлении на устье 18-20 МПа. В качестве рабочей жидкости в

эксплуатационных скважинах используют нефть, а в нагнетательных пластовую или пресную воду. При закрытой затрубной задвижке воду в пласт закачивают в течение 1 ч с расходом 10-16 л/с при давлении в затрубном пространстве не более 15 МПа.

## **2.5 Планирование и оценка технологической эффективности геолого-технических мероприятий**

### **2.5.1 Общие сведения**

Геолого-технические мероприятия – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью ГТМ обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Под эффективным планированием ГТМ дается понятие о возможности решения главной задачи разработки месторождений: достижение максимальной продуктивности скважин и коэффициента извлечения нефти при минимальных затратах на эксплуатацию скважин.

Низкая успешность, может быть, из-за отсутствия системного подхода и современных инструментов для подтверждения правильности выбора скважин-кандидатов под конкретное мероприятие.

Основная причина высокого уровня неуспешности выполненных ГТМ – отсутствие алгоритма планирования. Сбор, обработка, структурирование и представление информации в удобном для восприятия виде являются основой для планирования и принятия решений о проведении ГТМ.

Поэтому для получения высоких результатов от проделанной работы, разрабатывают комплексный подход, состоящая из трех задач.

В первой задаче производят построение адресной геологической модели участка месторождения в районе исследуемой скважины, она включает в себя:

- изучение геологического строения продуктивного пласта;
- построение схем корреляций, геологических разрезов, структурных карт и нефтенасыщенных толщин, геолого-статистических разрезов и так далее.

Во второй задаче исследуются возможности участка в районе исследуемой скважины, в нее включается:

- изучение технологических показателей эксплуатации исследуемой скважины и близлежащих скважин;
- анализ и сопоставление интервалов перфорации скважин;
- анализ гидродинамических исследований скважин;
- построение зависимостей, характеризующих геолого-технологические условия эксплуатации скважины;
- построение карт текущих отборов жидкости, текущей плотности запасов нефти и так далее.

В заключительной задаче происходит представление о характере выработки и структуре остаточных запасов нефти участка месторождения в районе исследуемой скважины, для этого проводятся:

- построение геолого-статистического разреза вероятности заводнения пласта, вероятности подключения интервалов в разработку;
- экспертное определение текущей насыщенности продуктивного пласта в районе исследуемой скважины.

Технологическая эффективность ГТМ определяется следующим образом:

1. Производится математическая обработка фактических промысловых данных разработки базовым методом;
2. Осуществляется экстраполяция результатов на период действия ГТМ (т. е. определяются базовые уровни добычи нефти и жидкости);
3. Определяется разница между фактическими результатами в период проведения ГТМ и экстраполированными "базовыми" показателями.

### **2.5.2 Расчет технологической эффективности геолого-технических мероприятий**

Целью данной работы: рассчитать технологическую эффективность ГТМ за 5 месяцев после проведения мероприятия. Прогноз базовой добычи нефти

определить на основе адаптированной интегрированной системы моделей (ИСМ) характеристики обводнения.

Характеристика вытеснения:

$$V_H = \alpha_1 - \alpha_2 V_{ж}^{-1}. \quad (17)$$

Объем выборки базового интервала разработки:  $n=9, n=10$ .

Обучающая выборка для  $n = 9$  равна 6 годам, для  $n = 10 - 7$  годам.

ИСМ для прогнозирования базовой добычи нефти на 5 месяцев вперед имеет вид:

$$\begin{cases} V_H^*(t_i) = f(t_i, \alpha_1, \alpha_2, V_{ж}^*(t_i)) + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \bar{\alpha}_1 = \alpha_1 + \eta_1, \\ \bar{\alpha}_2 = \alpha_2 + \eta_2, \\ \bar{V}_H(t_{n+j}) = f(t_{n+j}, \alpha_1, \alpha_2, \bar{V}_{ж}(t_{n+j})) + \xi_{n+j}, j = \overline{1, 5}, \end{cases} \quad (18)$$

где  $V_H^*(t_i), V_{ж}(t_i), i = 1, n$  - значения накопленной добычи нефти, жидкости (либо воды) за  $n$  лет разработки включая базовый период;  $\bar{\alpha}_1, \bar{\alpha}_2$  - экспертные оценки параметров характеристики вытеснения;  $\bar{V}_H^*(t_{n+j}), \bar{V}_{ж}^*(t_{n+j}), j = \overline{1, 5}$  - экспертные (проектные) оценки накопленной добычи нефти и жидкости соответственно;  $f$  - характеристика вытеснения;  $\xi_i, \eta_1, \eta_2, \xi_{n+j}$  - случайные величины ошибки модели объекта разработки и моделей объектов аналогов.

С учетом заданной характеристики вытеснения привели ИСМ к виду:

$$\begin{cases} y_i = \alpha_1 + \alpha_2(x_i - x_{cp}) + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \bar{\alpha}_1 = \alpha_1 + \eta_1, \\ \bar{\alpha}_2 = \alpha_2 + \eta_2, \\ \bar{y}_{n+j} = \alpha_1 + \alpha_2(\bar{x}_{n+j} - \bar{x}_{cp}) + \xi_j, j = \overline{1, m}, \end{cases} \quad (19)$$

где  $x_{cp} = \sum_{i=1}^n x_i/n, \bar{x}_{cp} = \sum_{j=1}^m \bar{x}_{n+j}/m, y = V_H^*, x = 1/V_{ж}^*, \bar{y} = \bar{V}_H^*, \bar{x} = 1/\bar{V}_{ж}^*$ .

Для интегрированной модели (19) оценки параметров  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  определяем по формулам (20) и (21):

$$\alpha_1^*(w_1, w_2) = \frac{\sum_{i=1}^{n-3} y_i + w_1 \bar{\alpha}_1 + w_2 \sum_{j=1}^m \bar{y}_{n+j}}{n-3+w_1+w_2}, \quad (20)$$

$$\alpha_2^*(w_1, w_2) = \frac{\sum_{i=1}^{n-3} y_i(x_i - x_{cp}) + w_1 \bar{a}_2 + w_2 \sum_{j=1}^m \bar{y}_{n+j}(\bar{x}_{n+j} - \bar{x}_{cp})}{\sum_{i=1}^{n-3} (x_i - x_{cp})^2 + w_1 + w_2 \sum_{j=1}^m (\bar{x}_{n+j} - \bar{x}_{cp})^2}. \quad (21)$$

Для упрощения нахождения оценок первого и второго параметра характеристики вытеснения по обучающей выборке расчет по формулам (20) и (21) был разбит на более мелкие шаги:

- Составлена обучающая выборка накопленной добычи нефти, найдена сумма  $\sum_{i=1}^{n-3} y_i$ ;
- Составлена обучающая выборка функции от накопленной добычи жидкости, вычислено  $x_{cp} = \sum_{i=1}^n x_i/n$ ;
- Вычислены суммы  $\sum_{j=1}^m \bar{y}_{n+j}$  и  $\bar{x}_{cp} = \sum_{j=1}^m \bar{x}_{n+j}/m$  по экспертным оценкам накопленной добычи нефти в прогнозируемом периоде и функции накопленной добычи жидкости также в прогнозируемом периоде;
- Найдены суммы  $\sum_{i=1}^{n-3} (x_i - x_{cp})^2$  и  $\sum_{i=1}^{n-3} y_i(x_i - x_{cp})$ ;
- Найдены слагаемые  $\sum_{j=1}^m (\bar{x}_{n+j} - \bar{x}_{cp})^2$  и  $\sum_{j=1}^m \bar{y}_{n+j}(\bar{x}_{n+j} - \bar{x}_{cp})$ .

$\alpha_1^*(w_1, w_2)$  и  $\alpha_2^*(w_1, w_2)$  были найдены для нулевых управляющих параметров  $w_1, w_2$  и для подобранных «вручную»  $w_1^*, w_2^*$ . Подбор  $w_1^*, w_2^*$  проводился таким образом, чтобы средний квадрат ошибки прогноза накопленной добычи нефти по контрольной выборке принял минимальное значение:

$$J = \sum_{j=1}^3 (y_{n-3+j} - \alpha_1^*(w_1, w_2) - \alpha_2^*(w_1, w_2)(x_{n-3+j} - x_{cp}))^2 = \min_{w_1, w_2}. \quad (22)$$

Затем был осуществлен прогноз накопленной добычи нефти на пять последующих лет разработки по формуле:

$$y_{n+j}^* = \alpha_1^*(w_1^*, w_2^*) + \alpha_2^*(w_1^*, w_2^*)(x_{n+j} - x_{cp}), j = \overline{1,5}. \quad (23)$$

Также был произведен расчет относительной ошибки прогноза добычи нефти по формуле:

$$\delta_j = \left| \frac{y_{n+j}^* - \alpha_1^*(w_1^*, w_2^*) - \alpha_2^*(w_1^*, w_2^*)(x_{n+j} - x_{cp})}{y_{n+j}^*} \right|, j = \overline{1,5}. \quad (24)$$



Таким образом, был проведен прогноз базовой добычи нефти на 5 лет вперед для  $n = 9$  и  $n = 10$ . Также был проведен расчет технологической оценки ГТМ путем нахождения разности фактической добычи нефти после ГТМ и прогнозной добычи нефти на интервале в 5 месяцев, на которые велся прогноз. Прогнозную добычу нефти вычислили как разность накопленной добычи нефти за текущий и предыдущий месяцы. Итоговой оценкой технологической эффективности ГТМ явилась сумма разницы фактической добычи нефти после ГТМ и прогнозной добычи нефти за 5 месяцев.

Были построены графики относительной ошибки прогноза добычи нефти и прогнозной и фактической добычи на прогнозный период, а также график фактической добычи нефти после ГТМ и прогнозной добычи нефти на интервале в 5 прогнозных месяцев. Графики для  $n = 9$  при подобранных управляющих параметрах  $w_1^*, w_2^*$  представлены на рисунках 16-18.

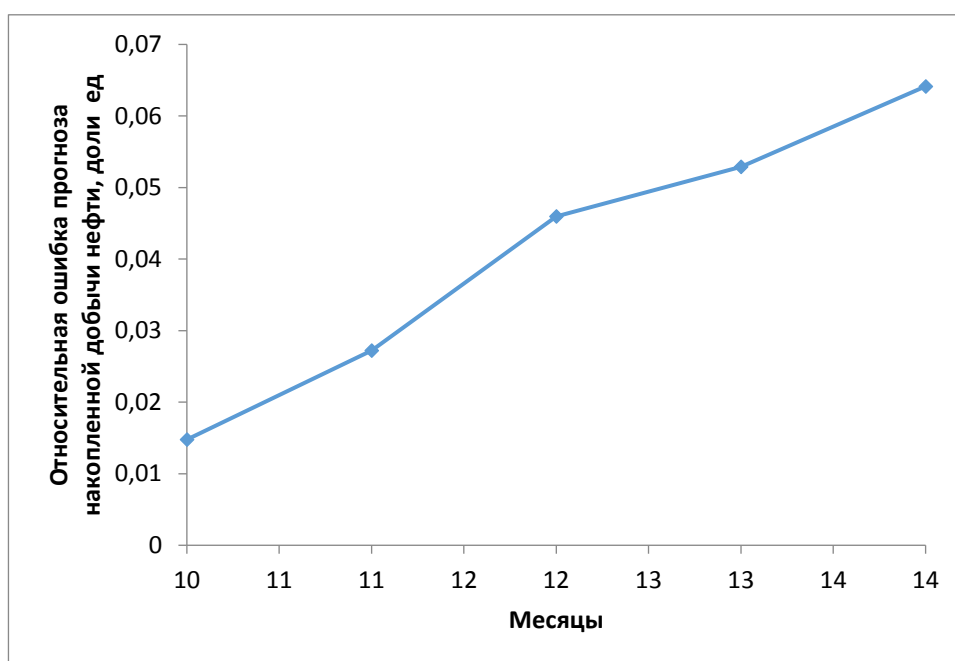


Рисунок 16 – Зависимость относительной ошибки прогноза добычи от времени для  $n = 9$  при  $w_1^* = 0, w_2^* = 0,05$

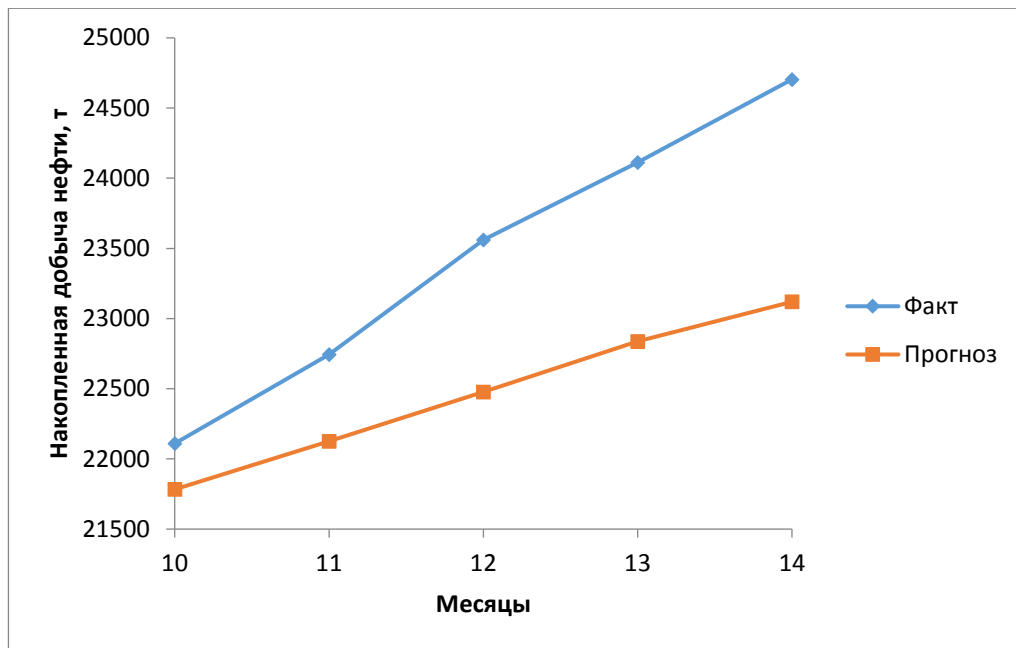


Рисунок 17 – Зависимость прогнозной и фактической накопленной добычи нефти от времени для  $n = 9$  при  $w_1^* = 0, w_2^* = 0,05$

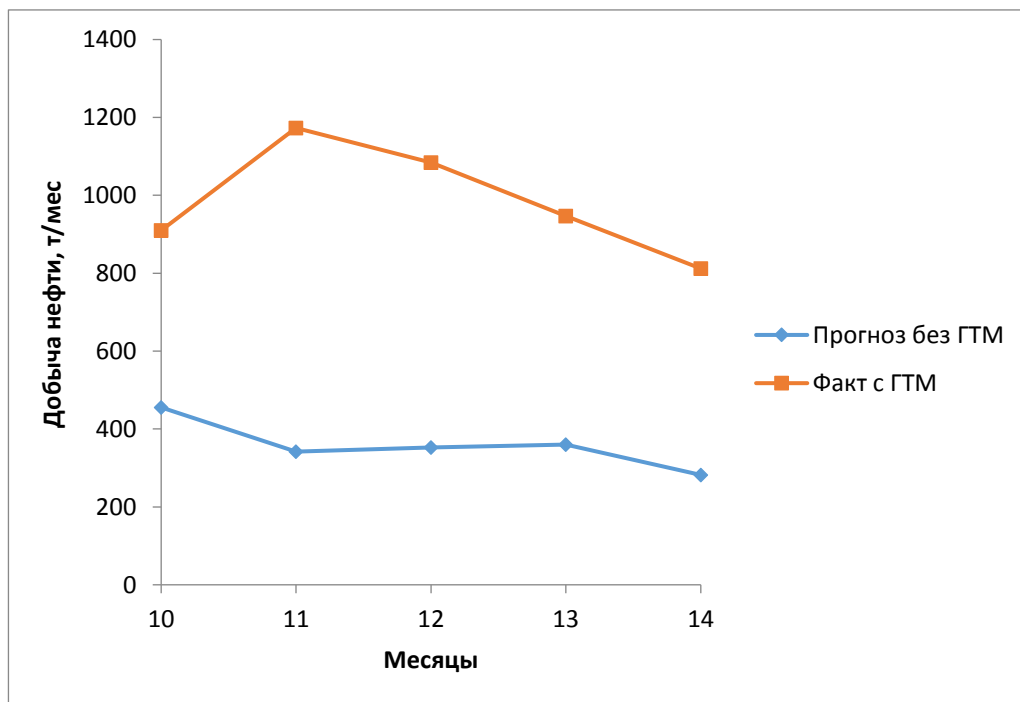


Рисунок 18 – Зависимость прогнозной базовой и фактической с ГТМ добычи нефти от времени для  $n = 9$  при  $w_1^* = 0, w_2^* = 0,05$

Графики для  $n = 10$  представлены на рисунках 19-21.

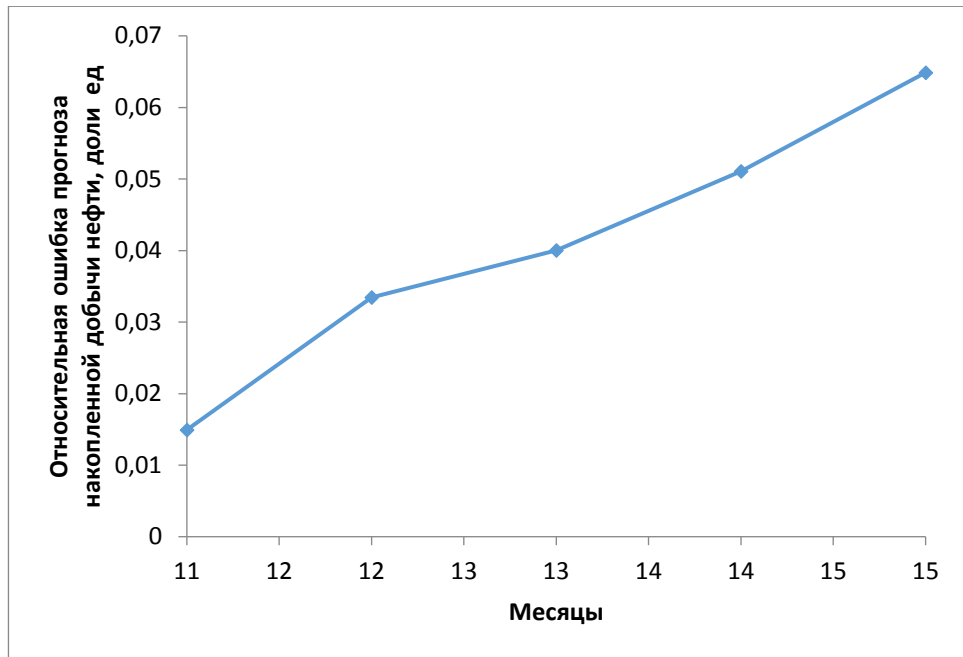


Рисунок 19 - Зависимость относительной ошибки прогноза добычи от времени для  $n = 10$  при  $w_1^* = 0, w_2^* = 0,06$

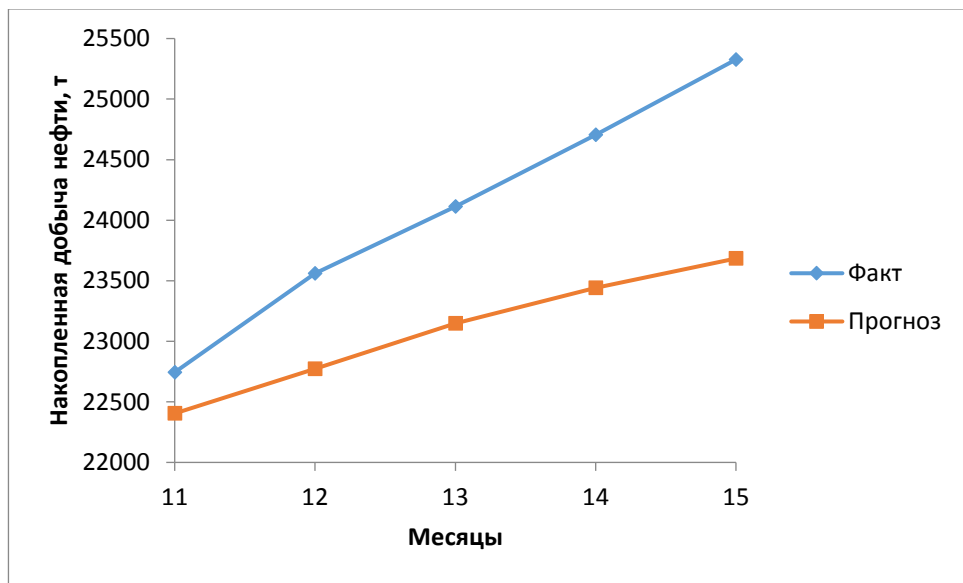


Рисунок 20 - Зависимость прогнозной и фактической накопленной добычи нефти от времени для  $n = 10$  при  $w_1^* = 0, w_2^* = 0,06$

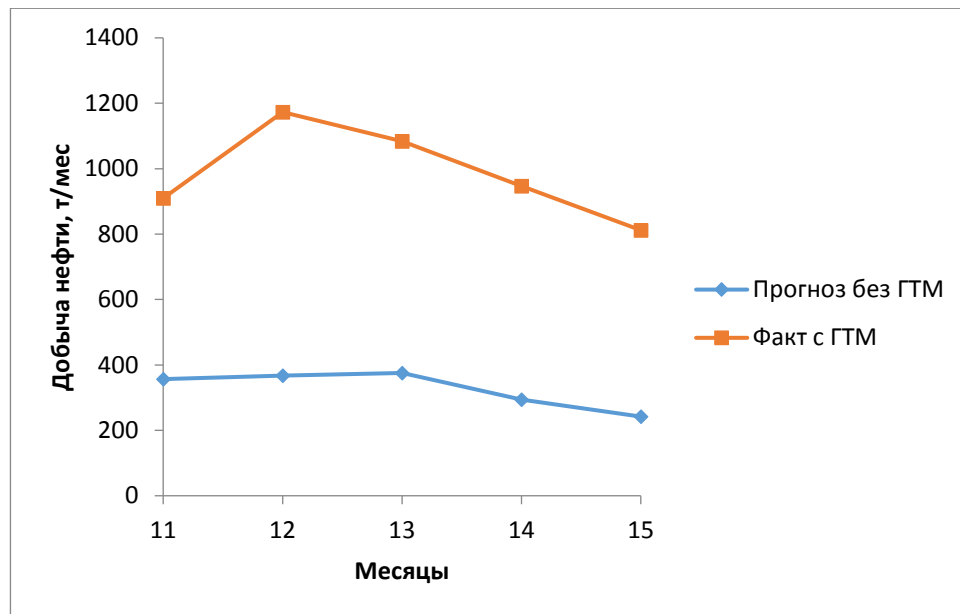


Рисунок 21 - Зависимость прогнозной базовой и фактической с ГТМ добычи нефти от времени для  $n = 10$  при  $w_1^* = 0, w_2^* = 0,06$

В таблице 1 представлены оценки технологической эффективности ГТМ и относительных ошибок прогнозных значений накопленной добычи нефти.

Таблица 1 – Оценки технологической эффективности ГТМ и относительных ошибок прогнозных значений накопленной добычи нефти

Объем выборки базового интервала разработки	Управляющие параметры	Оценки технологической эффективности ГТМ (дополнительная добыча нефти за прогнозный период, т)	Средние относительные ошибки прогнозных значений накопленной добычи нефти $\delta_{nk}$ , д. ед.
$n = 9$	$w_1 = 0, w_2 = 0$	3143	0,0781
	$w_1^* = 0, w_2^* = 0,05$	3134	0,0410
$n = 10$	$w_1 = 0, w_2 = 0$	3296	0,0787
	$w_1^* = 0, w_2^* = 0,06$	3290	0,0409

В ходе работы был проведен прогноз базовой добычи нефти с использованием интегрированной системы моделей, а также оценена технологическая эффективность ГТМ.

Адаптировалась модель путем подбора управляющих параметров  $w_1^*, w_2^*$ . Для  $\alpha_1^*(w_1^*, w_2^*)$  изменение  $w_1^*, w_2^*$  позволяет учесть экспертную оценку первого параметра характеристики вытеснения и экспертные оценки функции накопленной добычи нефти в прогнозируемом периоде. Для  $\alpha_2^*(w_1^*, w_2^*)$  подбор  $w_1^*, w_2^*$  включает в расчет экспертную оценку второго параметра характеристики вытеснения, квадрат разности экспертной оценки функции накопленной добычи жидкости и среднего значения от функции экспертной оценки накопленной добычи жидкости для прогнозного периода, произведение экспертной оценки функции накопленной добычи нефти на разность функции накопленной добычи жидкости и среднего значения этой функции для прогнозного периода.

Подбор управляющих параметров для  $n = 9$  позволил снизить средний квадрат ошибки прогноза добычи нефти  $J$  с  $1,98 \cdot 10^6$  до  $1,74 \cdot 10^5$  – в 11,4 раза; для  $n = 10$  – с  $2,72 \cdot 10^6$  до  $2,28 \cdot 10^5$  (в 11,9 раза).

Для подобранных управляющих параметров  $w_1^*, w_2^*$  относительные ошибки прогнозных значений добычи нефти меньше, чем для нулевых  $w_1, w_2$ , что объясняется учетом большего количества факторов. При нулевых  $w_1, w_2$  увеличение  $n$  не дает уменьшения относительных ошибок прогноза добычи нефти. Более того, при подобранных значениях  $w_1^*, w_2^*$  для большего  $n$  относительные ошибки не становятся меньше. Это объясняется тем, что два значения  $n$  не сильно отличаются ( $n = 9$  и  $n = 10$ ), а также тем, что значения  $n$  достаточно велики (например, разница между  $n = 3$  и  $n = 4$  была бы ощутимее). Также видно, что и при нулевых  $w_1, w_2$ , и при подобранных  $w_1^*, w_2^*$  относительная ошибка прогноза добычи нефти растет с каждым годом.

В целом можно сказать, что данная ИСМ на основе данной характеристики вытеснения применима для приблизительной оценки

накопленной добычи нефти на 5 лет вперед – для  $n = 9$  средняя относительная ошибка равна 0,0410, а для  $n = 10$  ошибка имеет значение 0,0409. Такие небольшие ошибки объясняются хорошей совместимостью данной конкретной модели с такими условиями, а также достаточно большими значениями  $n$ .

Можно отметить, что проведенное ГТМ эффективно – дополнительная добыча нефти за 5 месяцев составила 3290 т за 5 месяцев, что соответствует приросту среднего суточного дебита нефти почти 22 т/сут ( $n = 10$ , при подобранных управляющих параметрах – самый точный прогноз).

### 3 ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

На основе данных месторождения «Х», расположение которого находится в Ханты-Мансийском автономном округе, определяются количество операций по увеличению нефтеотдачи и эффективность их внедрения на примере объектов БС<sub>8</sub> и ЮС<sub>2</sub>. Работы в данном направлении проводились с использованием различных технологий. Для интенсификации притока к добывающим скважинам применялся гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны пласта (солянокислотные и глиноукислотные обработки).

По состоянию на 01.01.2015 г. на объекте БС<sub>8</sub> работает 87 добывающих и 47 нагнетательных скважин. За время разработки залежи всего было проведено 337 мероприятий. Наибольшее число операций было выполнено по выравниванию профиля приемистости – 111 мероприятий на 32 скважинах, что составляет 68 % нагнетательного фонда (таблица 6.1.15).

#### Потокоотклоняющие технологии

Выравнивание профиля приемистости проводилось путем закачки в пласт различных составов: МПДС, ЩПСК-2, СПС, CL-systems, CD-systems и др. Суммарная добыча от ВПП составила 44.7 тыс.т (рис. 6.1.8), а в пересчете на одну скважино-операцию составляет 400 т. В среднем по группе скважин эффект от ВПП длится 3 месяца.

Таблица 2 – Показатель эффективности ВПП на нагнетательных скважинах объекта БС<sub>8</sub>

№№	Номер нагнетательной скважины	Дата проведения операции	Состав реагента	Номер добывающей скважины	Дополнительная добыча, тыс.т.	Продолжительность эффекта, мес.
1	436	20.08.2010	CL-systems	438	1.7	4
				527	0.6	3

Продолжение таблицы 2

2	439	09.03.2013	ЩПСК-2	438	-	-
				514	0.2	6
				527	3.7	17
3	530	01.05.2014	МПДС	20R	0.1	3
				898	0.2	2
				899	0.4	6

### Гидравлический разрыв пласта

С целью интенсификации притока жидкости на объекте БС<sub>8</sub> применялся гидроразрыв пласта (таблица 2). Всего было проведено 70 операций, 38 из них были выполнены при вводе скважины в эксплуатацию. В связи с этим для оценки эффективности мероприятия были рассчитаны входные дебиты скважин без ГРП, которые затем сопоставлялись с показателями после гидроразрыва. Суммарная дополнительная добыча составила 1499.9 тыс.т, что в пересчете на одну операцию составляет 39.4 тыс.т при средней продолжительности эффекта в течение 25 месяцев.

Таблица 3 - Показатель эффективности после ГРП на добывающих скважинах объекта БС<sub>8</sub>

№№	Номер скважины	Объект	Дата операции	До обработки			После обработки		
				Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %
1	419	БС <sub>8</sub>	01.02.2003	2	47	95.7	1.6	47.1	96.5
2	420	БС <sub>8</sub>	01.10.2002	77.5	82.1	5.7	93.1	164.4	43.4
3	443	БС <sub>8</sub>	01.09.2002	73.8	73.8	0	159.6	159.6	0
4	458	БС <sub>8</sub>	01.05.2002	56.2	56.2	0	48.2	52.9	8.9
5	492	БС <sub>8</sub>	01.12.2002	58.7	58.7	0	51.3	66.1	22.3
6	548	БС <sub>8</sub>	01.02.2005	51.3	51.7	0.6	41.4	60.2	31.2
7	565	БС <sub>8</sub>	14.02.2008	41.9	16.6	10.1	17.4	58.6	70.3

### Обработка призабойной зоны пласта

Наряду с ГРП на объекте БС<sub>8</sub> выполнялась обработка призабойной зоны пласта (соляно-кислотные, глино-кислотные обработки). Всего было проведено



16 операций, из них на нагнетательных – 5 и на добывающих – 11 (таблица 4 – 5). Положительный эффект от мероприятия отмечается на добывающих скважинах №№ 1524 (3 операции), 1526 (3 операции), где дополнительная добыча составила 67.1 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – 10 месяцев. До обработки средний дебит нефти был 41.9 т/сут, дебит жидкости – 64.3 т/сут, обводненность – 34.8 %. В результате проведения мероприятия получено увеличение дебита нефти до 57.1 т/сут, жидкости – 84.4 т/сут, обводненность снижается незначительно – 32.3 %.

Таблица 4 – Показатель эффективности после ОПЗ на добывающих скважинах объекта БС<sub>8</sub>

№№	Номер скважины	Дата обработки	До обработки			После обработки			Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча, тыс.т
			Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводнённость, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводнённость, %		
1	419	24.01.2003	1.6	46	96.5	2	47	95.7	-	-
2	594	19.04.2013	20.1	63.4	68.3	20.4	60.3	66.1	-	-
3	1524	03.07.2003	39	57.4	32	50	75.8	34.1	1	0.3
4	1524	20.08.2003	50	75.8	34.1	58.7	86.4	32	1	0.3
5	1524	15.09.2003	58.7	86.4	32	48	67.3	28.8	-	-
6	1524	14.10.2003	48	67.3	28.8	64.6	91.7	29.6	25	43.1
7	1526	16.02.2000	13.1	13.1	0	54.3	54.3	0	19	19.3
8	1526	20.08.2003	60	98.9	39.3	60.4	104.3	42.1	1	0.3
9	1526	15.09.2003	60.4	104.3	42.1	41.3	73	43.4	-	-
10	1526	14.10.2003	41.3	73	43.4	54.5	93.7	41.9	11	3.9
11	21P	29.11.2001	8.7	8.8	0.4	8.8	8.8	0	-	-

Таблица 5 – Показатель эффективности после ОПЗ на нагнетательных скважинах объекта БС<sub>8</sub>

№№	Номер скважины	Дата обработки	Режим до мероприятия		Режим после мероприятия	
			Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	Приемистость воды, м <sup>3</sup> /сут	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	Приемистость воды, м <sup>3</sup> /сут
1	442	04.06.2003	-	-	3.7	124.6
2	513	26.10.2003	-	-	14.3	476.1
3	801	07.06.2002	-	-	5.0	167.6

Продолжение таблицы 5

4	806	28.10.2002	7.0	233.8	7.0	225.6
5	836	20.12.2002	7.4	238.7	7.3	236.6

Эффект от проведения ОПЗ на скважинах №№ 419, 594, 21Р не наблюдался. Обработка призабойной зоны нагнетательных скважин №№806, 836 не принесла никаких результатов. В случаях скважин №№ 442, 513, 801 обработка призабойной зоны проводилась перед переводом скважины под нагнетание, в связи с чем оценить эффект от мероприятия невозможно ввиду отсутствия базовых показателей.

По состоянию на 01.01.2015 г. на объекте ЮС<sub>2</sub> работает 3 добывающих скважины. Система поддержания пластового давления не реализована. За время разработки залежи всего было проведено 9 мероприятий: 3 операции ГРП 2 операции ОПЗ 4 операции по дострелу интервалов.

### Гидравлический разрыв пласта

Так как пласты ЮС<sub>2</sub> являются низкопроницаемыми, то необходимым является проведение мероприятий по интенсификации притока жидкости. С этой целью на объекте ЮС<sub>2</sub> применяется гидроразрыв пласта (таблица 6). Всего было проведено 3 операций при вводе скважин №2008, 2009, 2010 в эксплуатацию. Для оценки эффективности мероприятия были рассчитаны входные дебиты скважин без ГРП. Суммарная дополнительная добыча составила 47.4 тыс.т, при средней продолжительность эффекта – 24 месяца.

Таблица 6 – Показатели эффективности после ГРП на объекте ЮС<sub>2</sub>

№№	Номер скважины	Объект	Дата операции	До обработки			После обработки			Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча, тыс.т
				Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %		
1	2008	ЮС <sub>2</sub>	12.07.2010	-	-	-	11.1	5.1	54	-	-

Продолжение таблицы 6

2	2009	ЮС <sub>2</sub>	29.04.20 10	-	-	-	39	36.5	6.4	7	1.2
3	2010	ЮС <sub>2</sub>	29.04.20 10	-	-	-	116.5	109.5	6	42	46.2

**Обработка призабойной зоны пласта**

Обработка призабойной зоны пласта проводилась на скважине № 2010 дважды (таблица 7). Положительный эффект был получен только от одной операции, проведенной в августе 2010 г., где дополнительная добыча составила 2.8 тыс.т., продолжительность эффекта – 4 месяца. До обработки дебит нефти был 15 т/сут, дебит жидкости – 15.6 т/сут, обводненность – 3.7 %. В результате проведения мероприятия получено увеличение дебита нефти до 39.8 т/сут, жидкости – 43.4 т/сут, обводненность снижается незначительно – 8.4 %.

Таблица 7 – Показатели эффективности после ОПЗ на объекте ЮС<sub>2</sub>

№№	Номер скважины	Объект	Дата операции	До обработки			После обработки			Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча, тыс.т
				Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %		
1	2010	ЮС <sub>2</sub>	12.06.2013	27.8	28.6	2.8	23.9	24.7	3.4	-	-
2	2010	ЮС <sub>2</sub>	13.08.2014	15	15.6	3.7	39.8	43.4	8.4	7	2.84

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8Д	Олейникову Владиславу Андреевичу

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

**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 затрат на проведение кислотной обработки скважин определены по нормативным документам ООО «РН-Юганскнефтегаз».</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налог на прибыль 20 %; Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономики</i>	<i>ТЭ обоснование проведения СКО</i>
<i>2. Расчет экономической эффективности</i>	<i>Расчеты экономической эффективности использования технологии кислотной обработки призабойной зоны пласта.</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

--

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

--	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8Д	Олейников Владислав Андреевич		

#### 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль охватывает разведку, разработку нефтяных и газовых месторождений, добычу жидких углеводородов, переработку, производство и сбыт энергии. Но большинство месторождений России находятся на последней стадии разработки, из-за чего приходится находить новые решения для выработки запасов и извлечения их на поверхность. При этом результаты решений (принятия новых технологий) должны быть иметь экономическую выгоду. Поэтому необходимо раскрыть понятие и цели финансового менеджмента компании.

Основной конечной целью финансового менеджмента является повышение конкурентных позиций фирмы в соответствующей сфере деятельности через механизм формирования и эффективного использования прибыли для обеспечения максимизации рыночной стоимости фирмы (т. е. обеспечение максимального дохода собственникам фирмы).

Расчёт финансового менеджмента основан на определении экономической эффективности от выявленной технологической эффективности.

Технологическая эффективность – это количественный показатель эффективности, измеряемый в тоннах дополнительно добытой нефти за рассматриваемый период (например, технологическая эффективность на конец года), либо за период продолжительности эффекта. Технологическая эффективность – входной параметр для расчета эффективности экономической. Производительность скважины – комплексный показатель. Обычно при рассмотрении эффективности производят сравнение производительности скважины до и после обработки.

В ряде случаев, под технологической эффективностью может пониматься сравнение иных параметров работы скважины, например – профиль приемистости до и после обработки.

Технологическая эффективность измеряется в тоннах дополнительной добычи нефти.

Ежемесячно на протяжении продолжительности эффекта, текущий месячный дебит нефти сравнивается с рассчитанным средним дебитом до обработки. Полученные приросты добычи по каждому месяцу продолжительности эффекта суммируются для расчета достигнутого технологического эффекта.

Экономическая эффективность обработки – экономический показатель эффективности работ, измеряемый полученной прибылью в рублях. Полный расчет количественных показателей качества ОПЗ невозможен без ведения базы данных по кислотным обработкам скважин.

В компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» одним из основных приоритетов повышения прибыли предприятия и эффективности добычи нефти являются геолого-технические мероприятия (ГТМ), которые направлены на повышение производительности скважин. Наиболее часто применяемым видом ГТМ в компании является обработка призабойной зоны пласта кислотными композициями, такими как солянокислотная обработка (СКО) и глинокислотная обработка (ГКО).

Внедрение мероприятий по кислотной обработке призабойной зоны в процесс добычи нефти по скважине, участку или месторождению сопровождается изменениями следующих технологических показателей в течение определенного периода:

1. добычи нефти ( $\Delta Q_n$ , тыс. т);
2. добычи жидкости ( $\Delta Q_j$ , тыс. т);
3. обводненности добываемой продукции.

Изменение добычи нефти (увеличение) при внедрении мероприятий возможно за счет:

- снижения обводненности продукции при сохранении уровня добычи жидкости на том же уровне;

- за счет увеличения добычи жидкости.

В основном расчёт экономической эффективности производится по методам: для единичной скважины (на который было проведено мероприятие), и для всех скважин (на которых было проведено мероприятие) за год, после проведения обработки.

#### **4.1 Техничко-экономическое обоснование проведения СКО**

Данные, необходимые для проведения расчёта экономической эффективности, представлены в таблице 8.

Объём внедрения КО (количество проведённых кислотных обработок), объём добычи нефти до проведения КО и объём добычи нефти после проведения взяты с производственных данных ООО «РН-Юганскнефтегаз» за 2017 год.

Товарная стоимость нефти, себестоимость нефти до и после проведения КО приведены в экономической сводке ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Общие затраты на проведение КО, условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти и специальный норматив удельных приведенных затрат учитывают множество трат (на транспорт; услуги подрядных организаций; материалы, оборудование, горюче-смазочные материалы; подготовительно-заключительные работы по скважинам; на исследование скважин до и после воздействия на призабойную зону скважин; на монтаж и демонтаж оборудования для проведения обработки; на осуществление закачки реагента; электроэнергия и другие) указанные в методических указаниях, которые основаны на данных с нормативных документов ООО «РН-Юганскнефтегаз». Эти затраты осуществляются в течение одного года и в полном объеме учитываются в эксплуатационных расходах. Кислотные обработки проводятся с применением существующего нефтепромыслового и геофизического оборудования без дополнительных капитальных вложений. Остальные данные можно вычислить, основываясь также на методических указаниях ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Затраты на проведение единичной КО рассчитываются по формуле:

$$З = \frac{З_{\text{общ}}}{N}, \text{ тыс. руб./ скважино-операция} \quad (25)$$

где,  $З_{\text{общ}}$  – общие затраты на проведение КО, тыс. руб.;

$N$  – объём внедрения КО, скважино-операций.

Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО на всех скважинах рассчитывается следующим образом:

$$\Delta Q_{\text{н}} = Q_{\text{н2}} - Q_{\text{н1}}, \text{ тыс. т} \quad (26)$$

где,  $Q_{\text{н1}}$  – объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т;

$Q_{\text{н2}}$  – объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т.

Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на единичную скважину) можно рассчитать по формуле:

$$\Delta Q_{\text{н1об}} = \frac{\Delta Q_{\text{н}}}{N}, \text{ тыс. т} \quad (27)$$

где,  $\Delta Q_{\text{н}}$  – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т;

$N$  – объём внедрения КО, скважино-операций.

Расчет изменения эксплуатационных расходов и дополнительных единовременных затрат, вызванных внедрением мероприятия, производится по фактическим данным за расчетный год.

Таблица 8 – Параметры для расчёта экономической эффективности от проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта

Параметры	Обозначение	СКО	ГКО
Объём внедрения КО, скважино-операций	$N$	357	193
Стоимость нефти (товарная), руб./т	$C_{\text{н}}$	23830	23830
Общие затраты на проведение КО, тыс. руб.	$З_{\text{общ}}$	19917,74	11670,71
Затраты на проведение единичной КО, тыс. руб./скважино-операция	$З$	55,792	60,470
Условно-переменная часть расходов в себестоимости нефти, руб./т	УПР	8172,7	8172,7
Себестоимость нефти до проведения КО, руб./т	$C_1$	16024,9	16024,9



Себестоимость нефти после проведения КО, руб./т	$C_2$	16024,5	16024,5
Специальный норматив удельных приведенных затрат, руб./т	$H$	53	57
Объём добычи нефти до проведения КО, тыс. т	$Q_{н1}$	3286	1776,465
Объём добычи нефти после проведения КО, тыс. т	$Q_{н2}$	3289,822	1779,559
Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на всех скважинах), тыс. т	$\Delta Q_H$	3,822	3,094
Объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на одну скважину), тыс. т	$\Delta Q_{н1об}$	0,012	0,016

#### 4.2 Расчёт экономической эффективности от проведения кислотных обработок

Экономический эффект от обработки одиночной скважины оценивается по формуле:

$$\mathcal{E}_{1об} = C_H * \Delta Q_{н1об} - УПР * \Delta Q_{н1об} - З, \text{ тыс. руб} \quad (28)$$

где  $\Delta Q_{н1об}$  – объём дополнительной добычи нефти после проведения КО (на одну скважину), тыс. т;

$C_H$  – стоимость нефти (товарная), руб./т;

УПР – условно–переменная часть расходов в себестоимости нефти, (51% от себестоимости нефти), руб./т;

$З$  – затраты на проведение мероприятия, руб.

Расчет годовой экономической эффективности, после проведения кислотных обработок, проводится по формуле:

$$\mathcal{E}_Г = C_2 * Q_{н2} - C_1 * Q_{н1} - H * \Delta Q_H, \text{ тыс. руб.} \quad (29)$$

где  $Q_{н1}$  и  $Q_{н2}$  – объём добычи нефти до и после проведения, тыс. т;

$\Delta Q_H$  – дополнительная добыча нефти, тыс. т;

$C_1$  и  $C_2$  – себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия, руб./т;

$N$  – специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т дополнительной добычи нефти, руб./т.

Таблица 9 – Показатели эффективности проведения кислотных обработок

Параметр	Обозначение	СКО	ГКО
Удельный экономический эффект (на одну скважино-операцию), тыс. руб.	$\mathcal{E}_{1об}$	132,095	190,047
Годовой экономический эффект, тыс. руб.	$\mathcal{E}_Г$	59728,673	48692,86

### Расчёт чистой прибыли предприятия

Расчет чистой прибыли ООО «РН-Юганскнефтегаз» от проведения обработки кислотными композициями основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$ЧП = \mathcal{E}_Г - \frac{НДПИ * \mathcal{E}_Г}{100\%} - \frac{N_{п} * \mathcal{E}_Г}{100\%} - Z_{общ}, \text{ тыс. руб.} \quad (30)$$

где, НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых (0% в соответствии с подп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ), %;

$N_{п}$  – налог на прибыль (20% от экономической эффективности), %;

$Z_{общ}$  – общие затраты на проведение кислотных обработок, тыс. руб.

При условии, что нефть из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенная к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям равен 0 (нефть добывается из скважин, работающих в соответствии с проектной документацией и др. подп. 21 п. 1 ст. 342 НК РФ).

Таблица 10 – Чистая прибыль после кислотной обработки

Параметр	СКО	ГКО
Чистая прибыль, тыс. руб.	27865,194	27283,58

### Выводы

В данном разделе была рассчитана экономическая эффективность и чистая прибыль предприятия от проведения солянокислотных и глиноукислотных

обработок призабойной зоны пласта. Удельный экономический эффект от солянокислотной обработки единичной скважины составил 132,095 тыс. руб., а от глинокислотной обработки 190,047 тыс. руб. Годовой экономический эффект после СКО вышел 59728,673 тыс. руб., что больше, чем после ГКО (48692,86 тыс. руб). При использовании СКО на 357 скважинах чистая прибыль составила 27865,194 тыс. руб., а при ГКО на 193 скважинах – 27283,58 тыс. руб.

В результате представленных выше расчетов необходимо отметить, что применение данного вида ГТМ на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» приносит существенный экономический эффект, следовательно, можно рекомендовать проведение солянокислотных и глинокислотных обработок для улучшения технико-экономических показателей деятельности предприятия. Но необходимо учитывать различные факторы (тип пласта, минералогический состав пород, его загрязнённость, пористость, проницаемость, пьезопроводность, а также другие литологические и фильтрационно-емкостные свойства, которые влияют на выбор технологии обработки призабойной зоны, для достижения максимальной эффективности и получения необходимого результата.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2Б8Д		<b>ФИО</b> Олейникову Владиславу Андреевичу	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/ разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Оценка технологической эффективности воздействия на призабойную зону в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации.</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> Химические вещества и технологические оборудования для очистки призабойной зоны пласта</p> <p><i>Область применения:</i> добывающие нефтяные и газовые скважины, нагнетательные скважины</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия на кустовых площадках нефтяных и газовых месторождений</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</li> <li>2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.</li> <li>3. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.</li> <li>4. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциально опасных и вредных (ОВПФ) производственных факторов;</li> <li>– Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.</li> </ul>	<p>Анализ потенциально вредных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шума.</li> <li>2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды.</li> </ol> <p>Анализ потенциально опасных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия;</li> <li>2. Производственные факторы, связанные с электрическим током.</li> <li>3. Пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа.</li> </ol>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p>Охрана окружающей среды, в зависимости от направления воздействия загрязняющих веществ (нефтепродуктов, различных химикатов и других):</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– атмосфера (распыление веществ);</li> <li>– гидросфера (утечки веществ);</li> <li>– литосфера (разлив веществ).</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке при эксплуатации:</b>	<p>Организация безопасности на кустовой площадке при проведении кислотных обработок скважин</p> <p>На кустовых площадках ЧС возникают в связи:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– с поломкой оборудования;</li> <li>– с негерметичностью трубопровода, запорных устройств и др.;</li> <li>– с пожарами.</li> </ul>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Олейников Владислав Андреевич		

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Технологический процесс обработки скважин кислотными композициями осуществляется с использованием агрегатов и оборудования при воздействии высокими давлениями (от 10 до 30 МПа) различными веществами (соляная кислота, плавиковая кислота) и требует строгого соблюдения техники безопасности в соответствии с правилами и нормами КРС и ОПЗ скважин: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждённые приказом от 12.03.2013 №101 Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору. При выполнении работ также необходимо руководствоваться: планом работ, технологической картой, технологическим регламентом на проведение КО. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз», которые расположены в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождения находятся в Ханты-Мансийском автономном округе РФ.

Работы по ОПЗ кислотами ведутся круглогодично. Климат района: резко континентальный; снежный покров устанавливается во второй половине октября и держится до середины апреля, а в лесных массивах до начала июня.

Все химические реагенты, которые используются при проведении данного вида ГТМ, входят в «Перечень химических продуктов, разрешённых к применению в технологических процессах нефтедобычи».

### 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м. При проведении работ по кислотной обработке необходимо строго следовать правилам, инструкциям и схеме расстановки.

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов. На всех объектах (скважинах, трубопроводах, замерных установках) образование взрывоопасных смесей не допускается, в планах проведения работ необходимо предусматривать систематический контроль газовоздушной среды в процессе работы.

Остатки химических реагентов следует доставлять и собирать в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации.

После завершения закачки кислотных растворов все оборудование и трубопроводы необходимо промыть пресной водой. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

Рабочие места операторов должны быть снабжены медицинскими аптечками, запасом чистой пресной воды, нейтрализующими компонентами: мелом, известью, хлорамином, 3 % раствором соды; средствами пожаротушения (огнетушители, песок, кошма).

Выкидная линия от предохранительного устройства насоса должна быть жестко закреплена и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса. Вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях не должны превышать установленные нормы. Работы должны выполняться с применением необходимых средств индивидуальной защиты и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, плавиковой кислоты и т.д.) должен быть аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, запас чистой

пресной воды и нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны.

## 5.2 Производственная безопасность при проведении кислотной обработки

В связи с [25] один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между ними условна. Поэтому возможно их разделить следующим образом, как приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Опасные и вредные факторы при кислотной обработке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплу тация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды		+	+	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
3. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
4. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
5. Пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труд (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.



### 5.2.1 Анализ потенциальных вредных производственных факторов

В соответствии с [25] вредные факторы при проведении кислотных обработок являются физические – повышенный уровень шума на рабочем месте.

1) Повышенный уровень шума.

Шум агрегатов (насосных и кислотных) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определённых значений напряженности (таблица 12).

Таблица 12 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [26]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса. Необходимо использовать СИЗ, чтобы обезопасить рабочего от негативного влияния шума. Они включают в себя противοшумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

2) Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Выполняемые работы проводятся преимущественно в условиях Крайнего Севера, поэтому увеличивается риск охлаждения организма человека. Основаниями для прекращения работ являются температура воздуха ниже 45 °С и скорость ветра более 2 м/с.

Средства индивидуальной защиты: спецодежда, обладающая высокими теплозащитными свойствами, малой влагоемкостью, воздухо- и нефте- непроницаемостью.

Средства коллективной защиты: мероприятия по транспортировке персонала к месту работы и обратно в теплом транспорте, сокращение времени работы на открытом воздухе, а также оборудование помещений для обогрева и отдыха персонала, расстояние до которых должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – при использовании необогреваемых помещений.

### **5.2.2 Анализ потенциальных опасных производственных факторов**

В соответствии с [25], опасным фактором при кислотной обработке являются токсические вещества в рабочей зоне и повышенное значение напряжения.

1) Факторы, обладающие свойствами химического воздействия.

На месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (фтористой, соляной кислоты и т.д.), которые являются источниками и других вредных веществ. Оксид углерода СО (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе, основа которого метан, который также токсичен. Плавиковая кислота содержит в себе фтор, который, при концентрации выше ПДК, вызывает отёк лёгких, острые отравления. Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека.

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных предельно-допустимых концентраций (ПДК) (таблица 13).

Таблица 13 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [27]

<b>Показатели</b>	<b>ПДК, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>
Углеводороды предельные C <sub>2</sub> – C <sub>10</sub>	900	4
Метан	7000	4
Уксусная кислота	5	3
Плавиковая кислота, БФФА	0,5	2
Соляная кислота	5	2
Оксид углерода	20	4

В соответствии с [27] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 14.

Таблица 14 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека

<b>Класс опасности</b>	<b>Характер</b>	<b>ПДК, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Пример</b>
1	Чрезвычайно опасные	<0,1	Свинец, ртуть
2	Высокоопасные	0,1–1	Хлор, серная кислота
3	Умеренно опасные	1,1–10	Метиловый спирт
4	Малоопасные	>10	Аммиак, ацетон

Персонал, работающий с кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и перчатками из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

2) Факторы, связанные с электрическим током.

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование,

работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносятся вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое.

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

### 3) Пожары и взрывы легковоспламеняющегося природного газа

На нефтяных и газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан, он может выделяться при проведении работ по техническому перевооружению скважины, ввиду неисправной системы герметизации.

Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности - четвёртый.

Поражающим воздействием на организм человека при пожаре обладает не только открытое пламя и повышенная температура, но и возможно возникновение таких поражающих факторов, как осколки, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

### **5.2.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)**

Безопасность проведения КО зависит, в основном, от соблюдения «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин» [29].

#### 1) Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор должен: проверить исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИП и А; проверить наличие пожарного инвентаря и его исправность; постоянно держать рабочее место устья скважины в чистоте и порядке, не загромождать посторонними предметами; установить насосный агрегат от скважины на расстоянии не менее 10 м, кабиной от устья с наветренной стороны; проверить на герметичность путем опрессовки на полуторакратное рабочее давление все нагнетательные линии водой, проверить наличие обратного клапана; при обнаружении неисправного технологического оборудования сообщить технологу (мастеру) и принять меры для их устранения [29].

## 2) Требования безопасности во время работы.

При закачке химреагентов в скважину: необходимо обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра; разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место; не должно быть утечки химреагентов через соединения оборудования и трубопроводов; не ремонтировать коммуникации, трубопровод [30].

При попадании ингибиторов на незащищенные участки тела: промыть их проточной водой. Во время проведения работы: становиться с наветренной стороны во избежание попадания паров химреагентов при вдыхании. На кустовой площадке применять открытый огонь для отогрева замерзших трубопроводов и оборудования запрещается. Закачку химреагентов производить при достаточной освещенности (не менее 25 лк) рабочих мест.

## 3) Требования безопасности по окончании работ.

По окончании работ коммуникации и оборудование промыть водой и промывочную воду закачать в дренажную систему. Освободившуюся тару из-под химреагентов складывать в специально отведенном месте, согласно установленному правилам порядка. Собрать и уложить инструмент.

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ и

уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов) [29].

### **5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации**

В ходе проведения ОПЗ кислотами происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно–допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75 %, 20 % фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5 % накапливается в почвах.

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении [30].

#### **5.3.1 Защита атмосферы**

Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ; проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

### **5.3.2 Защита гидросферы**

В ходе работ по проведению ОПЗ кислотами могут происходить различные воздействия на гидросферу. Например:

- загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке кислот (щелочей) или других веществ (нефтепродуктов);
- утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защиты гидросферы: герметизация всего оборудования и трубопровода; полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт; при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатвосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде; создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

### **5.3.3 Защита литосферы**

При проведении КО происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ по ОПЗ.

Чтобы избежать дополнительное загрязнение ПЗП из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

Операции по ОПЗ можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае её загрязнения

нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

В процессе ОПЗ необходимо использовать пресную и техническую воду в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения при разбурировании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому ухудшению состояния почвы.

#### **5.4 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях**

При проведении работ по кислотной обработке скважин, в большинстве случаев, возможные возникающие чрезвычайные ситуации техногенного характера. В частности, возможны следующие ситуации: поломка оборудования, негерметичность трубопровода, возникновение пожара.

При поломке оборудования, угрожающей безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям.

При разрывах трубопроводов нагнетания немедленно одеть СИЗ, выключить подачу химических реагентов и принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

В случае возникновения пожара необходимо: прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию; принять меры к удалению людей из опасной зоны; умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий; изолировать очаг пожара от окружающего воздуха; горящие объемы заполнить негорючими газами или



паром; принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

При ожогах кислотой необходимо оказать первую помощь согласно рецептуре в зависимости от вида химического реагента. В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов.

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую доврачебную помощь.

### **5.5 Выводы по разделу социальная ответственность**

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении кислотной обработки призабойной зоны пласта, был проведён анализ основных опасных и вредных факторов.

Рассмотрены основные причины ухудшения экологии при работах в скважине и мероприятия, способствующие снижению влияния ОПЗ на окружающую среду.

Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, а также представлена «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин», на основании которой проводятся кислотные обработки скважин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе представлены гидродинамические процессы в призабойной зоне пласта, различные конструкции забоев, при которых производится дренирование при определенных геологических условиях, был проведен анализ методов по воздействию на ПЗП, а именно технологии химических, тепловых и физических методов.

Произведен расчет технологической эффективности геолого-технических мероприятий при помощи адаптированной интегрированной системы и модели накопленной добычи нефти на основе характеристик вытеснения по Комбарову Г. С.

Наиболее эффективными технологиями, основываясь на анализе применяемых методов в промысле, являются: гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны пласта, такие как солянокислотные и глинокислотные обработки. Для обработки терригенных коллекторов обычно используют ГКО, а для карбонатных уже применяют СКО. Но максимальный эффект достигается при применении комплексной обработки призабойной зоны пласта с применением различных растворителей и ПАВ.

Представлена экономическая эффективность и чистая прибыль от проведения обработки кислотными композициями, по расчету ожидается чистая прибыль после СКО и ГКО, которая соответственно равна 27865,194 и 27283,58 тыс. рублей.

Требования промышленной безопасности и влияния различных факторов на человека при проведении обработки призабойной зоны пласта кислотными композициями, соответствуют соблюдению техники безопасности рабочих и охране окружающей среды, согласно эксплуатации опасных производственных объектов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Решение фундаментальных проблем нефтяной отрасли // <https://cyberleninka.ru/> URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/reshenie-fundamentalnyh-problem-neftyanoy-otrasli-rossii-osnova-masshtabnogo-perehoda-k-innovatsionnomu-razvitiyu> (дата обращения: 13.02.2022).
2. Мобильный комплекс для очистки призабойных зон скважин // <https://cyberleninka.ru/> URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/mobilnyy-kompleks-dlya-ochistki-prizaboynyh-zon-skvazhin/viewer> (дата обращения: 14.02.2022).
3. Антониади Д. Г. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценки эффективности их применения : учебное пособие / [Д. Г. Антониади и др.] – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 420 с. – ISBN 978-5-9729-0356-6.
4. Ганиев О. Р. Резонансная макро- и микромеханика нефтяного пласта. Интенсификация добычи нефти и повышение нефтеотдачи. Наука и практика. / О. Р. Ганиев, Р. Ф. Ганиев, Л. Е. Украинский. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2014. – 256 с. – ISBN 979-5-4344-021506.
5. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов : учебное пособие / М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. А. Цыганков [и др.]. – Москва : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с. – ISBN 978-5-91961-047-2.
6. Бурение скважин. Геолого-технологические исследования. Забойные телеметрические системы : учебное пособие / Н. Ф. Рязанцев, В. И. Денисов, И. А. Разумов, О. Н. Сергеев. – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 316 с. – ISBN 978-5-9729-0745-8.
7. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О. В. Савенок, Ю. Д. Качмар, Р. С. Яремийчук. – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
8. Ильина Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири : учебное пособие / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина. – Томск : Томский политехнический университет, 2012. – 166 с.

9. Квеско Б. Б. Подземная гидромеханика : учебное пособие / Б. Б. Квеско, Е. Г. Карпова. – Томск : Томский политехнический университет, 2012. – 167 с.
10. Ковалев А. В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин : учебное / А. В. Ковалев. – Томск : Томский политехнический университет, 2019. – 225 с.
11. Упругие свойства горных пород // <https://studopedia.ru/> URL: [https://studopedia.ru/3\\_90637\\_uprugie-svoystva-gornih-porod.html](https://studopedia.ru/3_90637_uprugie-svoystva-gornih-porod.html) (дата обращения: 18.02.2022).
12. Быков И. Ю. Технология добычи нефти и газа. Технологические комплексы добычи и транспортировки / И. Ю. Быков, Н. Д. Цхадая, А. А. Мордвинов. – Старый Оскол : ГНТ, 2020. – 332 с.
13. Махмудбеков Э. А. Интенсификация добычи нефти / Э. А. Махмудбеков, А. И. Вольнов, И. А. Вольнов. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2018. – 388 с.
14. Обработка призабойной зоны пласта кислотными растворами на Приразломном месторождении // <https://cyberleninka.ru/> URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obrabotka-prizaboynoy-zony-plasta-kislotnymi-rastvorami-na-prirazlomnom-mestorozhdenii/viewer> (дата обращения: 20.02.2022).
15. Кислотные обработки призабойной зоны пласта. Цель и механизм ведения процесса // <https://studopedia.ru/> URL: [https://studopedia.ru/17\\_161607\\_kislotnie-obrabotki-prizaboynoy-zoni-plasta-tsel-i-mehanizm-vedeniya-protssessa.html](https://studopedia.ru/17_161607_kislotnie-obrabotki-prizaboynoy-zoni-plasta-tsel-i-mehanizm-vedeniya-protssessa.html) (дата обращения: 20.02.2022).
16. Анализ методов теплового воздействия на призабойную зону скважин на месторождениях Жыланкабак и Жолдыбай // <https://cyberleninka.ru/> URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-metodov-teplovogo-vozdeystviya-na-prizaboynuyu-zonu-skvazhin-na-mestorozhdeniyah-zhylankabak-i-zholdybay/viewer> (дата обращения: 21.02.2022).
17. Общие требования к проведению кислотных обработок // <https://vuzlit.com/> URL: [https://vuzlit.com/792095/obschie\\_trebovaniya\\_provedeniyu](https://vuzlit.com/792095/obschie_trebovaniya_provedeniyu) (дата обращения: 22.02.2022).

18. Артамонов А. А. Практическая реализация современных подходов планирования ГТМ / А. А. Артамонов, М. А. Альмухамедов // ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. – 2013. – № 6. – С. 44-48.

19. Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин: Метод. указания компании / ООО «РН-Юганскнефтегаз». – М., 2011. – 46 с.

20. Барышникова Н.А. Экономика предприятия: учебное пособие для СПО и прикладного бакалавриата / Н. А. Барышникова, Т. А. Матеуш, М. Г. Миронов; Российский экономический университет им. Г. В. Плеханова (РЭУ). – Москва: Юрайт, 2015. – 191 с.

21. Иванов И.Н. Экономика промышленного предприятия: учебник / И. Н. Иванов. – М.: Инфра–М, 2014. – 394 с.: ил.. – Высшее образование.

22. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями: учебник для вузов / Е. С. Сыромятников [и др.]. - Москва: Недра, 1987.

23. Пансков В. Г. Налоги и налогообложение: уч-к для бакалавров; Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2012. – 368 с.

24. Федеральная налоговая служба РФ : сайт. – URL: <http://www.nalog.ru>.

25. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

27. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

28. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

29. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».

30. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2014. – 284 с.

31. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Приказ федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534

32. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

33. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.