

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
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОТЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>

УДК 622.245.54:622.279

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Фоменко Игорь Константинович		

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
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.М.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		использования идей других членов команды для достижения поставленной цели И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	<p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности</p> <p>И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности</p>
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	<p>И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)</p> <p>И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания</p> <p>И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций</p> <p>И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях</p>
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	<p>И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения</p> <p>И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		направлению профессиональной деятельности

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
		И.ОПК(У)-1.8. Выполняет построение различных моделей в подземной гидромеханике и гидродинамике с использованием методик расчета этих моделей
		И.ОПК(У)-1.9. Обосновывает категории запасов и выполняет подсчет запасов нефти объемным методом по модели и по картам удельных запасов
		И.ОПК(У)-1.10. Устанавливает зависимости емкостно-фильтрационных свойств от особенностей литологического состава и строения пород
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
		И.ОПК(У)-5.5. Оценивает основные фильтрационно-емкостные свойства пласта в лабораторных условиях и устанавливает зависимости их от минерального состава и физико-химических свойств пород –коллекторов в программных комплексах
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности

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

## Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологических процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин.	19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин»	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 строительстве скважин
	2. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования. 3. Выполнение диагностического обследования бурового оборудования. 4. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями в процессе строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 5. Организационно-техническое обеспечение процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 6. Организация работ по геонавигационному	19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)-2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах строительства и капитального ремонта скважин



Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин.</p> <p>7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин.</p> <p>8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.</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</p> <p>Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процесса строительства скважин и новых стволов</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</p> <p>Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин</p>
			<p>ПК(У)-5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1</p> <p>Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p> <p>И.ПК(У)-5.2</p> <p>Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов строительства скважин</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
			ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в процессе строительства скважин на нефть и газ

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: проектный</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Разработка проектно-технической документации для бурения скважин.</p> <p>2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин.</p> <p>3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения скважины.</p>	<p>19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p>ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин»</p> <p>19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н)</p> <p>ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин»</p> <p>19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н)</p> <p>ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»</p>	ПК(У)-7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<p>И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин</p> <p>И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-коллекторов и экранирующих</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				<p>толщ</p> <p>И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин</p> <p>И.ПК(У)-7.4 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
	<p>2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья» ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ</p>	<p>И.ПК(У)-8.1 Участует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования</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
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Фоменко Игорь Константинович

Тема работы:

<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-12/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2022
--	------------

**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>	Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина»; обзор существующих подходов к выбору технологии очистки призабойной зоны пласта; анализ причин низкой продуктивности скважин; требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций; технологии очистки призабойной зоны пласта; современные технологии очистки призабойной зоны.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор д.э.м. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель Мезенцева Ирина Леонидовна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	
РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	28.04.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			28.04.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Фоменко Игорь Константинович		28.04.2022

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- ГДИС** – гидродинамические исследования скважин;
- КВД** – кривая восстановления давления;
- НКТ** – насосно-компрессорная труба;
- СКО** – солянокислотная обработка;
- УПС** – устройство промывочное скользящее;
- ПИВ** – плазменно-импульсное воздействие;
- УНГ** – установка нагнетания газа;
- ГКО** – глинокислотная обработки;
- ПСКО** – поинтервальная солянокислотная обработка;
- НИ** – научные исследования;
- ГСМ** – горюче-смазочные материалы;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты;
- ЧС** – чрезвычайная ситуация;
- УДХ** – установка дозирования химических реагентов.
- ОЛК** – основные лифтовые колонны
- КЛК** – концентрическая лифтовая колонна
- ГСПТ** - грузонесущая сталеполимерная труба
- ДЛК** – длинномерная лифтовая колонна
- МКП** – межколонное пространство

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 117 страниц, в том числе 17 рисунок, 18 таблиц. Список литературы включает 31 источников.

Ключевые слова: механические примеси, призабойная зона пласта, газ, обводненность, гидратообразование, газовые скважины.

Объектом исследования являются добывающие газовые скважины, на которых прослеживается повышенное пескопроявление и гидратообразование.

Цель исследования – рассмотреть комплекс решений по борьбе с обводненностью, пескопроявлением гидратам на газовых месторождениях.

В процессе исследования были рассмотрены современные методы и технические решения по борьбе и предотвращению механических примесей и гидратообразованию на газовых месторождениях.

Область применения: представленные технологии целесообразно применять в условиях слабосцементированного коллектора в призабойной зоне продуктивного пласта.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>18</b>
<b>1 АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....</b>	<b>19</b>
1.1 Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина» .....	19
1.2 Обзор существующих подходов технологии отчистки ПЗП газовых скважин .....	26
1.3 Анализ причин снижения продуктивности газовых скважин .....	31
1.3.1 Гидродинамическое несовершенство скважины.....	31
1.3.2 Загрязнение призабойной зоны газовых скважин .....	33
<b>2.СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН .....</b>	<b>46</b>
2.1. Конструкция и оборудование газовой скважины .....	46
2.2 Анализ технологических режимов эксплуатации газовых скважин .....	54
2.3 Анализ технологической отчистки призабойной зоны пласта газовых скважин .....	57
2.3.1 Обработка призабойной зоны газовых скважин гидрофобизирующими веществами .....	58
2.3.2 Применение устройства промывочного скользящего для ликвидации песчаных пробок.....	63
2.4. Расчет ингибиторов необходимый для борьбы с гидратами в газовых скважинах .....	65
<b>3.РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН .....</b>	<b>69</b>
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>81</b>



<b>5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>103</b>
<b>5.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника .....</b>	<b>105</b>
<b>5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника .....</b>	<b>109</b>
<b>5.3 Экологическая безопасность .....</b>	<b>110</b>
<b>5. 4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....</b>	<b>111</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>114</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>115</b>

## ВВЕДЕНИЕ

При эксплуатации газовых скважин невозможно избежать загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП). Обводнение, песчаные пробки минеральные частицы, соли, гидраты, продукты коррозии и различные другие мехпримеси негативно сказываются на производительности скважин. Особенно эта проблема актуальна для месторождений, эксплуатируемых на поздней стадии разработки.

Чтобы вернуть скважине её потенциальные эксплуатационные характеристики необходимо произвести очистку призабойной зоны. На данный момент существует большое количество технологий очистки. В основе этих технологий могут применяться физические, термические, химические, а также комбинированные воздействия.

Проблема заключается в том, что зачастую применяемые технологии не дают желаемого результата. Это связано с тем, что не уделяется должного внимания выяснению причин образования загрязнения. Также проблема низкой эффективности применяемых технологий очистки связана с тем, что технологию не адаптируют под конкретные условия.

Актуальность данной работы: достижение наибольшей эффективности при проведении технологии очистки призабойной зоны.

Цель выпускной работы заключается в применении технологий очистки призабойной зоны пласта в различных геолого-технических условиях на месторождениях Крайнего севера.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать источники и причины загрязнения призабойной зоны пласта газовых скважин
2. Определить какая из технологий по борьбе с обводненностью и «сомозадавливанием» газовых скважин является наиболее эффективной из предложенных.
3. Выяснить причины образования песчаных пробок и рассмотреть методы борьбы с ними.

# 1 АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

## 1.1 Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина»

Призабойная зона пласта – это область пласта вокруг скважины, которая вскрывает данный пласт, и в пределах которой изменяются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Данное явление происходит с момента разбуривания скважины и в процессе всего эксплуатационного периода. Изменение ФЕС связано с нарушениями физико-химических свойств горной породы, а также с нарушениями механического равновесия.

ПЗП является важной частью системы «пласт-скважина», так как именно через неё происходит фильтрация флюида в скважину. Отсюда можно сделать вывод, что продуктивность скважины напрямую зависит от состояния призабойной зоны.

Условно ПЗП делят на две части: удалённая часть с радиусом контура питания  $R_k$  и естественной проницаемостью  $k$ ; зона, которая находится непосредственно вокруг скважины, имеет проницаемость  $k_s$ , отличную от  $k$ , и характеризуется радиусом  $r_s$  (рисунок 1).

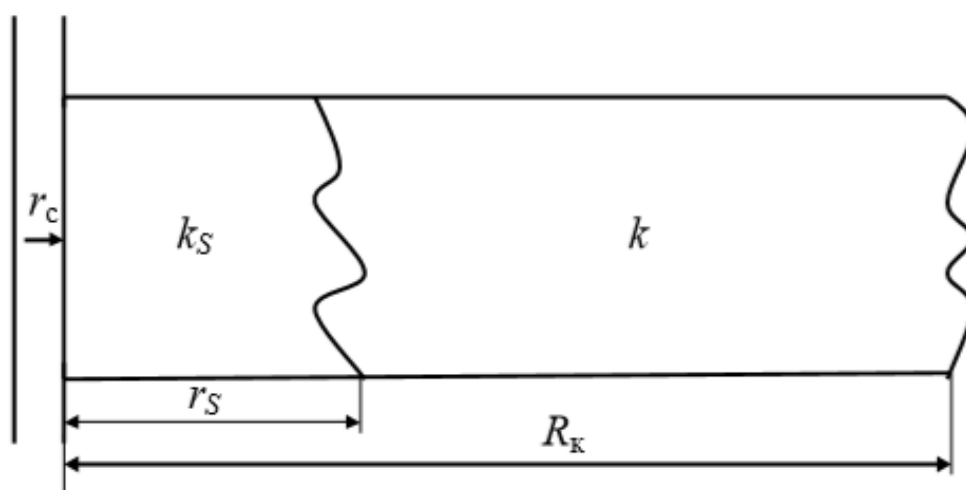


Рисунок 1 – Условная схема состояния призабойной зоны пласта

В процессе первичного вскрытия пласта на его фильтрационные свойства значительно влияет буровой раствор. Так как в большинстве случаев

при бурении гидродинамическое давление бурового раствора выше, чем пластовое давление. Особенностью данного процесса является влияние фильтрации бурового раствора на призабойную зону пласта, так как с ростом перепада давления глубина проникновения фильтрата увеличивается, что в свою очередь приводит к набуханию глин и уменьшению проницаемости пласта. Разбухание глинистых элементов это достаточно сложный процесс, возникающий при вскрытии пласта пресной воды или воды иной минерализации. Процесс происходит вследствие нарушения физико-химического баланса между глиной, пластовой водой и водой, попадающей в пласт при каких либо обстоятельствах.

При вскрытии продуктивных пластов газовых скважин существует вероятность поглощений промывочной жидкости. Для ликвидации поглощений в процессе бурения скважин используют кольматационные составы разных фракций. В процессе первичного вскрытия и последующего цементирования в ПЗС попадают не только фильтраты применяемых растворов, но и частицы дисперсной фазы глинистого и цементного растворов, которые, отлагаясь в фильтрационных каналах, снижают их проницаемость. В процессе эксплуатации добывающей газоконденсатной скважины кольматация возможна и вследствие облитерации.

При эксплуатации, а также при проведении ремонта скважины происходят различные воздействия на ПЗП, что отражается на её ФЕС. Это означает, что ПЗП постоянно подвержена изменениям. Зачастую эти изменения имеют далеко не положительный эффект и осложняют процесс добычи газа.

Как уже было отмечено, продуктивность скважины зависит от проницаемости ПЗП. Оценить изменчивость проницаемости помогает скин-фактор. Этот параметр объясняет наличие зоны с изменяющейся проницаемостью вокруг скважины. Чтобы преодолеть скиновое сопротивление, необходимо создать повышенное давление, что ограничено энергетическими возможностями пласта. В результате продуктивность уменьшается. Таким

образом, скин-фактор – это мера дополнительной депрессии, необходимой для преодоления загрязнённой зоны.

Херст и Ван-Эвердинген впервые ввели понятие скин-фактор в нефтегазодобыче [1]. Они заметили отличие реальных значений депрессии от расчётных теоретических. В результате, для оценки скин-фактора вывели зависимость:

$$S = \frac{k \cdot h \cdot \Delta P}{141,2 \cdot Q \cdot \mu \cdot B}, \quad (1)$$

где  $k$  – проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;

$h$  – толщина пласта, м;

$\Delta P$  – депрессия, Па;

$Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$\mu$  – вязкость жидкости, мПа·с;

$B$  – объёмный коэффициент жидкости, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Позже был введен термин отрицательного скин-фактора. Отрицательный параметр описывает скважину, у которой фильтрационные характеристики призабойной зоны лучше, чем у пласта в целом. В данном случае скин-фактор рассчитывается, как:

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \left( \frac{r_s}{r_c} \right), \quad (2)$$

где  $k$  – проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;

$k_s$  – проницаемость прискважинной зоны, мкм<sup>2</sup>;

$r_s$  – радиус прискважинной зоны, м;

$r_c$  – радиус скважины, м.

Стоит отметить, что данная формула применяется редко. Это объясняется тем, что очень затруднительно измерить радиус прискважинной зоны.

Зная скин-фактор, по формуле Дюпюи можно рассчитать дебит скважины, у которой фильтрационные свойства ПЗП отличны от пластовых:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_{К} + S}{r_c}}, \quad (3)$$

где  $k$  – проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;

$h$  – толщина пласта, м;  
 $\mu$  – вязкость жидкости, мПа·с;  
 $\Delta P$  – депрессия, Па;  
 $R_k$  – радиус контура питания, м;  
 $r_c$  – радиус скважины, м;  
 $S$  – скин-фактор.

Используя формулу (3) можно найти отношение фактического  $Q_\phi$  и потенциального  $Q_\pi$  дебита:

$$\frac{Q_\phi}{Q_\pi} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + S}, \quad (4)$$

где  $Q_\phi$  – дебит фактический, м<sup>3</sup>/сут;  
 $Q_\pi$  – дебит потенциальный, м<sup>3</sup>/сут;  
 $R_k$  – радиус контура питания, м;  
 $r_c$  – радиус скважины, м;  
 $S$  – скин-фактор.

На рисунке 2 изображена графическая зависимость потенциального и фактического дебита от скин-фактора.

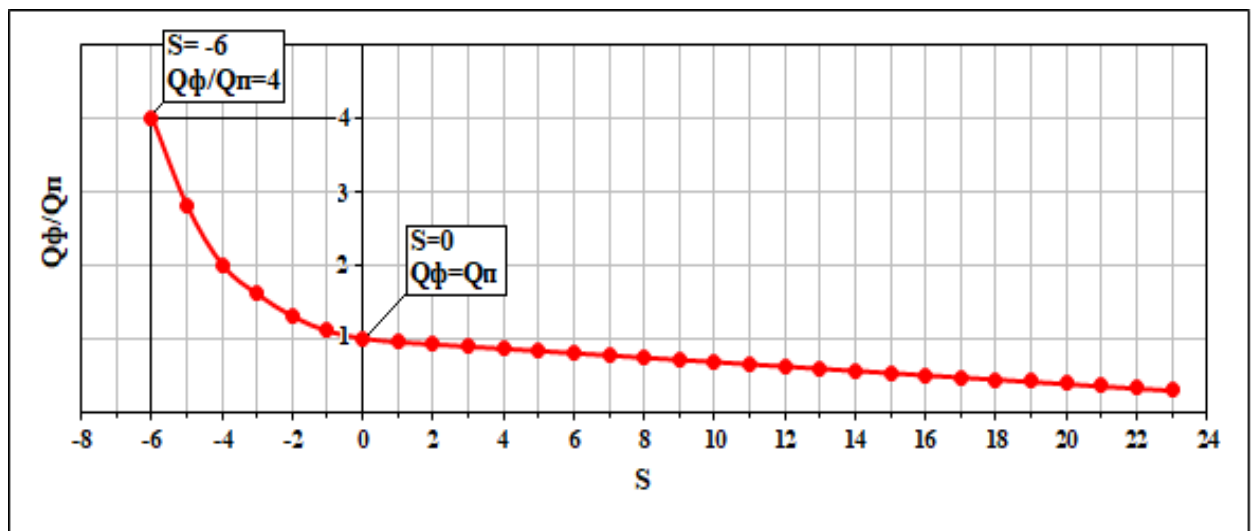


Рисунок 2 – График зависимости отношения фактического и потенциального дебита от величины скин-фактора

Проанализировав график, можно сделать вывод, что с увеличением скин-фактора значение фактического дебита уменьшается и стремится к нулю. При отрицательном скин-факторе ситуация обратная, фактический дебит превышает потенциальный. Стоит отметить, что значение скин-фактора в точке минус 6 соответствует гидравлическому разрыву пласта (ГРП). В этом случае наблюдается значительное превышение фактического дебита над потенциальным. Точка, в которой скин-фактор равняется 0 значения дебитов равны, это означает, что ПЗП находится в «чистом» состоянии. Призабойная зона имеет удовлетворительное состояние, если её скин-фактор находится в пределах от 0 до 2.

Рассмотрим не менее интересную зависимость (рисунок 3) [2].

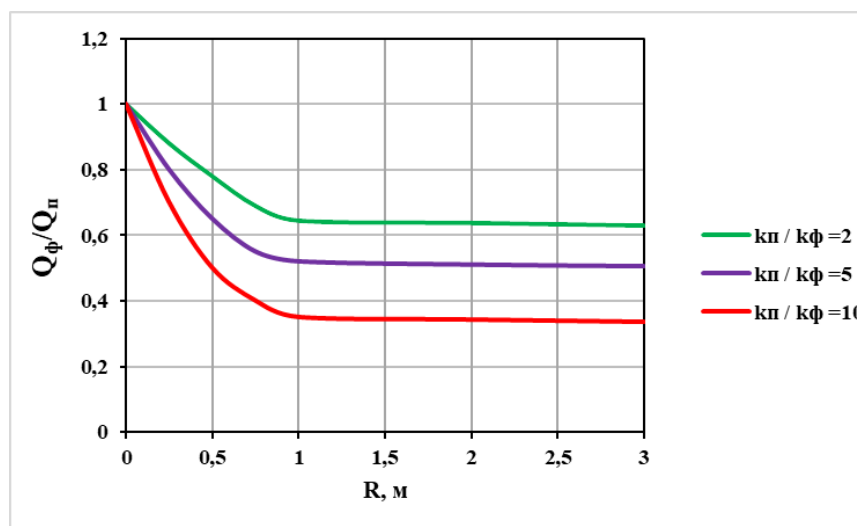


Рисунок 3 – Графическая зависимость продуктивности от величины и радиуса загрязнения призабойной зоны

На выноске справа от графика показано отношение потенциальной и фактической проницаемости. Зависимость показывает, что чем меньше разница проницаемостей, тем выше продуктивность скважины. Также на графике продемонстрирована ещё одна интересная зависимость проницаемости от радиуса загрязнения призабойной зоны скважины. Эта зависимость показывает, что при загрязнении прискважинной зоны пласта более, чем на 1 метр продуктивность скважины снижается до своего минимума, при данных

условиях, и при дальнейшем углублении загрязнения в глубь пласта не изменяется. Отсюда делаем вывод, что наиболее важная часть призабойной зоны имеет радиус приблизительно 1 метр.

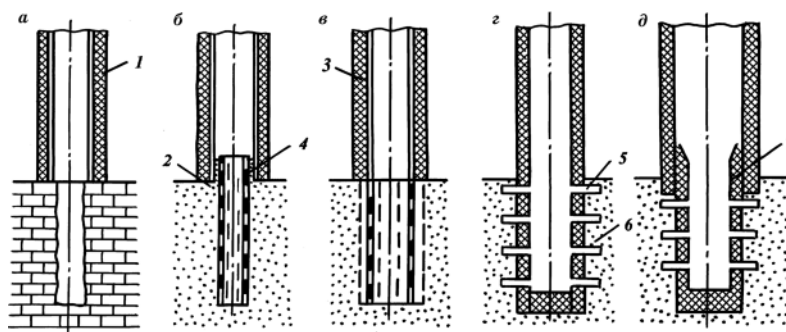


Рисунок 4 – Схемы конструкций забоев при заканчивании скважин

1 – обсадная колонна; 2 – фильтр; 3 –цементный камень; 4 – пакер; 5 – перфорационные отверстия; 6 – продуктивный пласт; 7 – хвостовик

Продуктивный пласт вскрывают полностью или частично (рисунок 4 а). Если в данном интервале или участке пласта нет подошвенных или контурных вод и не ожидается их поступления в процессе разработки, пласт может вскрываться на полную толщину (рисунок 4 а, б); в противном случае вскрывают часть толщины пласта, при которой не должно быть притока вод к забою скважины в течение всего или длительного периода эксплуатации (см. рисунок 4 б, г). Обычно при большой толщине пласта не доходят на 50—100 м до газовой контакта. В целом задача о величине вскрытия пласта и выборе рабочего, в том числе и энергосберегающего, дебита является технико-экономической, решаемой путем оценки многих вариантов и выбора из них оптимального, исходя из условий обеспечения длительного безводного периода эксплуатации и наибольшего коэффициента газоотдачи.

В зависимости от характеристики пород призабойной зоны пласта (устойчивости от разрушения при ожидаемом дебите, наличии подошвенной воды и воды в пропластках между объединяемыми горизонтами, пластовых давлений и др.) выбирается соответствующее оборудование забоя газовой скважины. Если призабойная зона сложена устойчивыми породами



(песчаниками, известняками, ангидритами), то сообщение продуктивного пласта со скважиной осуществляется открытым забоем (рисунок 4).

При наличии устойчивых коллекторов применяется оборудование забоя фильтром с манжетным цементированием или спуск хвостовика. На рисунке 4 приведены схемы конструкций забоев при заканчивании скважин.

Фильтры обычно изготавливаются из труб, на которых имеются вертикальные или горизонтальные щели. Ширина щелей в зависимости от фракционного состава песка, слагающего продуктивный пласт, составляет от 0,75 до 3 мм. Когда фильтр имеет диаметр эксплуатационной колонны, он спускается одновременно с ней после вскрытия скважины на полную глубину. Цементаж осуществляется с помощью манжетной заливки, т.е. от кровли продуктивного пласта. Когда фильтр имеет диаметр меньше диаметра эксплуатационной колонны, то эксплуатационная колонна спускается до кровли продуктивного горизонта, производится ее цементаж, после чего скважина бурится до проектной глубины и оборудуется фильтром-хвостовиком. Спуск фильтра-хвостовика в скважину производится на бурильных трубах с переводником, имеющим левую резьбу, который навинчивается на специальную муфту с конической резьбой, ввернутой на конец фильтра. После спуска и установки фильтра на забое поворотом бурильных труб вправо вывинчивают левый переводник специальной муфты и затем производят подъем бурильных труб из скважины.

Специальные гравийно-намывные и другие виды фильтров, а также крепление призабойной зоны фильтрующими смолами и пластмассами находят практическое применение на скважинах подземных газовых хранилищ, которые сложены неустойчивыми и рыхлыми песками, склонными к пробкообразованию.

Когда призабойная зона сложена из неустойчивых пород, склонных к обвалу, сообщение скважины с пластом осуществляется путем перфорации (рисунок 4 г, д). В случае применения перфорации эксплуатационная колонна спускается с перекрытием и цементажом продуктивного пласта. После

затвердения цемента и разбуривания цементного стакана скважину подготавливают для перфорации. Вначале производят промывку скважины со спуском НКТ или бурильных труб до забоя с целью удаления осадка из глинистого раствора и разбуренного цемента. Скважина после промывки не должна простаивать, чтобы не образовался осадок бурового раствора на забое. После перфорации скважину промывают со спуском труб до фактического забоя (дна) с последующей заменой раствора на воду.

Ранее были рассмотрены различные графические зависимости продуктивности скважин от скин-фактора, радиуса загрязнения призабойной зоны и значения проницаемости. Все эти модели построены на теоретических расчётах. Чтобы окончательно убедиться в том, что «чистота» ПЗП имеет важное значение в процессе добычи горючих ископаемых.

## **1.2 Обзор существующих подходов технологии отчистки ПЗП газовых скважин**

Ш.К. Гиматудиннов, И.И. Дунюшкин и В.М. Зайцев [3] утверждают, что призабойная зона скважины является одним из важнейших мест в системе пласта и скважины, а также наиболее уязвимым. От фильтрационных свойств призабойной зоны зависит дебит скважины. При вскрытии эта зона подвергается активному воздействию буровым раствором, а затем и цементным раствором. В большинстве случаев эти воздействия приводят к ухудшению ФЕС горной породы. В процессе эксплуатации в пустотном пространстве ПЗП могут накапливаться отложения солей, песка, скопление воды и т.д. Поэтому для поддержания продуктивности на высоком уровне, в зависимости от причин низких фильтрационных свойств, важно применять методы воздействия на ПЗП, чтобы увеличить продуктивность скважины.

Подтверждено, что на дебит скважинной продукции гораздо сильнее оказывает влияние уменьшение проницаемости ПЗП, а не её увеличение, по сравнению с естественной проницаемостью до разбуривания. Дебит скважины имеет прямо пропорциональную зависимость от проницаемости ПЗП, чем ниже проницаемость, тем ниже дебит скважины. Для обратной ситуации зависимость

уже будет иная. При увеличении проницаемости ПЗП в несколько раз относительно естественной проницаемости, дебит скважины практически не изменяется. Как уже отмечалось ранее, ПЗП изменяет свои свойства, как при вскрытии, так и на протяжении всего периода эксплуатации. Это говорит о том, что необходимо предпринимать меры по сохранению начальной проницаемости, восстанавливать её при ухудшении ситуации и повышать настолько это возможно на протяжении всей жизни скважины. Стоит отметить, что от качества вскрытия продуктивных горизонтов значительно зависит дальнейшая эксплуатация.

Продуктивность добывающих скважин возможно изменять, если регулировать параметры призабойной зоны скважины отмечает И.Т. Мищенко [4]. Методы искусственного воздействия на ПЗП являются хорошим способом повышения добычи углеводородов. Автор подчёркивает, что эффективность применения технологии воздействия на ПЗП зависит от тщательного изучения условий образования данной проблемы для каждой скважины отдельно. Все методы не могут быть эффективно применены в различных условиях. Поэтому для достижения максимального результата, необходимо разобраться в причинах и затем подобрать наиболее эффективный метод воздействия.

Рассмотрим основные подходы к обработке призабойной зоны пласта. Так как фильтрационные свойства призабойной зоны постоянно подвержены изменениям, соответственно для поддержания темпов добычи в оптимальных пределах необходимо производить процедуру ОПЗ на всех стадиях разработки месторождения. Обработка позволяет увеличить производительность добывающих скважин.

Важным этапом перед выбором метода ОПЗ является необходимость произведения ряда геофизических и гидродинамических исследований, чтобы выяснить причины, снижающие фильтрационные свойства ПЗП. Также при проведении исследований важно изучить свойства и состав флюида, насыщающего горную породу, и собственно физико-химические свойства продуктивной горной породы.

Выбор технологии обработки и частоту её проведения определяют геолого-технологические подразделения газодобывающей компании в соответствии с проектным документом разработки месторождения и специальными инструкциями по ОПЗ. Важно отметить, что при выборе технологии воздействия на пласт кроме эффективности очистки необходимо произвести экономическую оценку. Важность данного мероприятия заключается в том, что применение какой-либо технологии может оказаться экономически нецелесообразным.

Перед проведением ОПЗ проводятся исследования скважинного оборудования, так как обработку допускается проводить только в исправных скважинах. Цементное кольцо и эксплуатационная колонна должны быть герметичны. В случаях, когда подземное оборудование препятствует проведению операции необходимо его удалить.

ОПЗ заключается в искусственном увеличении проницаемости пород призабойной зоны. В основу всех технологий входит применение механических, тепловых или химических воздействий на проблемный участок. Методы обработки ПЗП для нефтяных и газовых месторождений имеют практически одинаковую сущность. Так как, содержащие газ залежи, имеют отличные от нефтяных залежей строение и свойства, технологии проведения ОПЗ отличаются некоторыми деталями.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что можно в значительной мере увеличить дебит отдельных скважин или снизить величину депрессии на пласт при неизменном дебите газа с целью отдаления срока ввода ДКС за счет интенсификации притока газа, улучшения техники и технологии вскрытия пласта, усовершенствования оборудования, используемого при эксплуатации скважин.

Исходя из современной концепции рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений основной задачей интенсификации является повышение энергосберегающего дебита газа.

Методы интенсификации притока также служат единственным средством получения рентабельных дебитов газа в плотных низкопроницаемых коллекторах.

Для улучшения проницаемости призабойной зоны пласта используют различные методы, которые можно разделить на две группы:

- 1) предупреждающие ухудшение коллекторских свойств пластов;
- 2) направленные на восстановление или улучшение проницаемости призабойной зоны скважин.

Для интенсификации притока газа к забою скважин применяют:

- 1) гидравлический разрыв пласта (ГРП) и его различные варианты (многократный ГРП, направленный ГРП, ГРП на солянокислотной основе и т. д.);
- 2) солянокислотную обработку (СКО) и ее варианты — массивованную, поэтапную, направленную;
- 3) гидropескоструйную перфорацию и сочетание ее с ГРП и СКО.

Для вскрытия продуктивных пластов, а также совершенствования процесса освоения скважин проводят следующие мероприятия:

- 1) перфорацию под давлением в газовой среде; увеличение диаметра забоя скважин;
- 2) бурение горизонтальных скважин с кустовыми забоями; применение безглинистых растворов при вскрытии продуктивной толщи;
- 3) вскрытие продуктивных пластов с продувкой забоя газом или воздухом;
- 4) приобщение продуктивных пластов без глушения скважины.

К усовершенствованию техники эксплуатации газовых скважин относятся:

раздельная эксплуатация двух объектов одной скважиной; эжекция низконапорного газа высоконапорным; усовершенствование конструкции подземного оборудования в скважинах и установка в них разгрузочных якорей,

пакеров, глубинных клапанов для ввода ингибитора в фонтанные трубы, комбинирование труб разного диаметра и т.д.

Особое место занимает метод увеличения газоотдачи путем детонации в пласте или призабойной зоне взрывчатого вещества. Все эти методы можно осуществлять не только для восстановления проницаемости призабойной зоны, но и для увеличения газоотдачи многих газонасыщенных пластов с низкой проницаемостью.

К новым методам интенсификации относятся акустическое воздействие большой мощности на призабойную зону пласта, снижение обводненности скважин и закрепление рыхлых песков с помощью силикатного гелеобразования. Все большее значение приобретают методы интенсификации на завершающей стадии разработки месторождений.

В процессе эксплуатации скважин призабойная зона подвержена изменениям своих ФЕС, что негативно сказывается на объёме добываемого флюида. Человек в силах регулировать фильтрационные параметры ПЗП, для чего имеется множество разнообразных технологий. Но перед тем как приступить к обработке прискважинной зоны необходимо разобраться в причинно-следственной связи, а, именно, важно произвести ряд геофизических и гидродинамических исследований. На практике хорошо зарекомендовал себя технология системного подхода, которая заключается в охвате всего эксплуатационного объекта при проведении ОПЗ. Но стоит отметить, что к каждой скважине необходим индивидуальный подход для достижения максимального эффекта. Также при выборе технологии воздействия на призабойную зону необходимо помнить об экономической составляющей, так как ОПЗ довольно дорогостоящая процедура важно рассчитывать бюджет и не допустить убытков.

### 1.3 Анализ причин снижения продуктивности газовых скважин

Для оценки продуктивности скважин необходимо установить режим фильтрации, характер притока, степень изменения фильтрационных характеристик призабойной зоны в процессе вскрытия продуктивного пласта.

Продуктивность – это коэффициент, характеризующий возможности пласта по флюидоотдаче. По определению коэффициент продуктивности – это отношение дебита скважины к депрессии:

$$K = \frac{Q}{\Delta P} \quad (5)$$

где,  $K$  - коэффициент продуктивности, м<sup>3</sup>/(с\*Па);

$Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сек;

$\Delta P$  – депрессия, Па;

Зависимость дебита газовых скважин от депрессии существенно нелинейна вследствие значительной сжимаемости газа. Поэтому при газодинамических исследованиях вместо коэффициента продуктивности определяют фильтрационные коэффициенты  $a$  и  $b$  по квадратичному уравнению:

$$P_k^2 - P_c^2 = aQ + bQ^2 \quad (6)$$

где,  $P_k^2 - P_c^2$  - депрессия, Па;

$aQ + bQ^2$  - фильтрационные коэффициенты, м<sup>3</sup>/сек;

При малых депрессиях приблизительно коэффициент продуктивности  $K$  по газу связан с фильтрационным коэффициентом  $a$  соотношением:

$$K = \frac{2Pk}{a} \quad (7)$$

#### 1.3.1 Гидродинамическое несовершенство скважины

Часто бывает, что скважины, находящиеся в пределах одного разрабатываемого объекта и имеющие одинаковые геологические условия, обладают разной продуктивностью. Данное явление можно объяснить тем, что скважины имеют разное строение. Идеальное строение скважины, которое

соответствует максимальной продуктивности, называют гидродинамически совершенной скважиной.

Гидродинамически совершенная скважина – это скважина, которая вскрывает пласт на всю его толщину и имеет открытый забой (т.е. вся его площадь гидродинамически связана со скважиной). На рисунке 5 представлена схема забоя гидродинамически совершенной скважины.

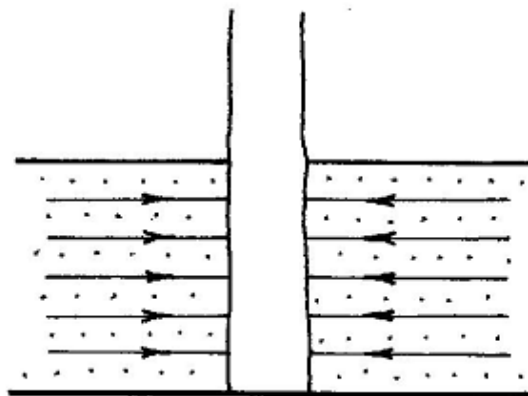


Рисунок 5 – Схема гидродинамически совершенной скважины

Совершенные скважины встречаются довольно редко, так как для данного строения скважины горные породы, слагающие забой скважины, должны быть очень прочными и не должны разрушаться в процессе эксплуатации. Чтобы определить степень гидродинамической связи пласта и скважины вводят коэффициент гидродинамического совершенства скважины. Данный коэффициент показывает отношение фактического дебита скважины к её дебиту, если бы у неё было совершенное строение.

Рассмотрим виды гидродинамически несовершенных скважин:

- 1) Несовершенство по степени вскрытия (т.е. продуктивный пласт вскрыт не на всю толщину);
- 2) Несовершенство по характеру вскрытия (т.е. гидродинамическая связь пласта и скважины происходит не через всю поверхность забоя, а только через перфорационные отверстия);
- 3) Несовершенство по характеру и степени вскрытия (т.е. в строении скважины присутствуют оба несовершенства).

На рисунке 6 представлены схемы забоев несовершенных скважин.



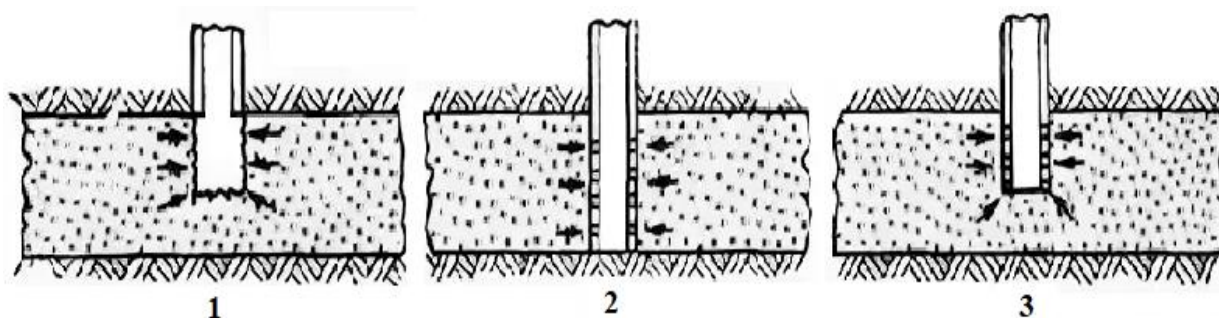


Рисунок 6 – Схемы забоев гидродинамически несовершенных скважин  
 1 – по степени вскрытия; 2 – по характеру вскрытия; 3 – по степени и характеру вскрытия

Несовершенство скважин по характеру вскрытия объясняется, как уже ранее было сказано, слабой цементацией горных пород. В таком случае забой скважины должен быть обсажен колонной и затрубное пространство цементировано. В процессе первичного (разбуривание скважины) и вторичного (перфорация забоя) вскрытия происходит значительное загрязнение призабойной зоны скважины различными механическими примесями, что негативно сказывается на проницаемости. Несовершенство по степени вскрытия можно объяснить сложным строением продуктивных пластов и недостаточной изученностью строения пласта.

Таким образом, от качества вскрытия продуктивного горизонта напрямую зависит продуктивность скважины в процессе её эксплуатации. Важно охватить как можно большую площадь забоя скважины.

### 1.3.2 Загрязнение призабойной зоны газовых скважин

Ухудшение фильтрационных свойств ПЗП происходит на всех стадиях разработки месторождения. Основные причины снижения проницаемости в призабойной зоне обусловлены физико-химическими свойствами добываемой и закачиваемой жидкости, геологической характеристикой продуктивного пласта, изменяющимися во времени термобарическими условиями, а также гидромеханической закупоркой фильтрационных каналов при проведении технологических операций.

Рассмотрим основные причины, связанные с гидромеханическим загрязнением пористой среды вокруг забоя скважины:

1) Изначально нарушение естественной проницаемости происходит в процессе разбуривания. Давление, создаваемое буровым раствором, практически всегда выше, чем пластовое давление. В результате перепада давления происходит поглощение промывочной жидкости пластом, соответственно, в пласт попадают различные механические примеси, снижающие проницаемость ПЗП. Также в процессе разрушения долотом горной породы происходит вдавливание мелких частичек в породу, что негативно сказывается на фильтрационных свойствах.

2) Закупорка слоя породы вокруг забоя скважины осуществляется в процессе крепления скважины цементным раствором.

3) Зачастую гидромеханическая закупорка фильтрационных каналов происходит при проведении различных технологических операций. К таким операциям можно отнести глушение или освоение скважины с использованием промывочной жидкости или жидкости глушения, перфорацию, гидроразрыв пласта и длительную эксплуатацию.

4) Неспособность коллекторских пород сопротивляться фильтрационному размыву при эксплуатации скважины становится причиной разрушения скелета пласта и поступления песчаных частиц на забой скважины. Тяжелые частицы осаждаются, в результате чего образуется песчаная пробка, перекрывающая интервал перфорации. Исходя из исследований О.Б. Качалова и С.Н. Назарова, можно сказать, что песчаная пробка оказывает значительное влияние на производительность скважины. Анализируя расчётные данные, видно, что даже если проницаемость пробки в 100 раз больше проницаемости пласта и перекрыто всего 60% перфорации, то производительность газовой скважины снижается до 48% [7].

Условия пескопроявлений и образования песчаных пробок в скважинах. При разработке продуктивных пластов, сложенных рыхлыми песчаниками, в ПЗП может образовываться зона подвижного песка (пластическая область). В

этом случае в первые месяцы эксплуатации скважины наблюдается интенсивное неконтролируемое пескопроявление, связанное с вымыванием песка и образованием каверны у кровли пласта, либо у не разрушенного (более прочного) пропластка при неоднородном пласте. На образование и характер пластической области влияют перераспределение около горной выработки ранее существовавших напряжений, вызванное бурением; действие бурового раствора на цементирующий материал, скрепляющий зерна песка; ударные нагрузки на призабойную зону при кумулятивной перфорации; темпы отбора пластового флюида, и др.

Технологические методы снижения пескопроявлений в скважинах, механические методы, предполагающие создание искусственных перемычек, предотвращающих доступ песка в скважину;

1) химические методы, основанные на закачке в пласт веществ, впоследствии твердеющих и цементирующих песок;

2) комбинированные методы, предполагающие использование механических фильтров и химическое закрепление зерен песка. При выборе способа борьбы с выносом песка в скважину учитывается ряд факторов. Большое значение имеет конструкция забоя скважин. При заканчивании скважин с открытым забоем, как правило, используются механические или комбинированные способы. Химические методы закрепления песка применяются, в основном, в новых скважинах, где еще не успели образоваться каверны из-за выноса песка. При выборе способа борьбы с выносом песка учитываются температурные ограничения. Для химических методов допускаемые пределы температур составляют 16-175 °С, для механических методов таких ограничений нет, кроме тех случаев, когда при образовании набивок используются нефть или загущенные растворы. К технологическим методам предотвращения пескопроявления в скважинах относится прежде всего регулирование отборов флюидов из скважины. При этом определенное значение имеет вязкость флюида в пластовых условиях. Чем выше вязкость

флюида, тем меньший градиент давления может быть критическим, то есть таковым, при котором начинается вынос песка.

Удаление песчаных пробок из скважин при образовании песчаных пробок на забое скважин, несмотря на принимаемые меры по их предупреждению, дебит скважин снижается или скважина полностью прекращает подачу продукции. Требуется проведение текущего ремонта по удалению песчаной пробки с забоя скважины. Для этого применяется прямая или обратная промывка ствола скважины, при этом нижний конец НКТ оборудуется специальными наконечниками, либо используется струйный насос, а в трудных случаях при сильно уплотненных песчаных пробках — гидробур.

В случаях, когда отсутствует возможность в применение промывки (состояние обсадной колонны, большая приемистость пласта и др.) используют струйные аппараты, позволяющие производить промывку без давления на пласт со скоростью, почти равной скорости при обычной промывке. Установка для очистки скважин указанным способом состоит из струйного аппарата, промывочных труб и поверхностного оборудования.

В газовых скважинах может происходить конденсация парообразной воды из газа и поступление воды на забой скважины из пласта. В газоконденсатных скважинах к этой жидкости добавляется углеводородный конденсат, поступающий из пласта и образующийся в стволе скважин. В начальный период разработки залежи при высоких скоростях газового потока на забое скважин и небольшом количестве жидкости она практически полностью выносится на поверхность. Проблема возникает, когда потоки газа в газовых скважинах содержат воду или газовый конденсат и при снижении давления на забое, в насосно-компрессорных трубах или в прискважинной зоне пласта начинает накапливаться жидкость. В результате из-за высокой плотности жидкости (воды) создается давление, снижается технологический процесс добычи газа, резко сокращает производительность скважин вплоть до их остановки (самозадавливания). Скопление жидкости в газовой скважине происходит при неспособности добываемого газа выносить с собой ее из

ствола. Скопление жидкости может стать проблемой как для высокодебитных, так и малодебитных скважин, и зависит от диаметра труб, устьевого давления и количества жидкости, добываемой вместе с газом.

Накопление скважинной жидкости, происходящее при скоростях газового потока ниже определенного критического значения, серьезно осложняет технологический процесс добычи газа, резко сокращает производительность скважин вплоть до их остановки (самозадавливания). К примеру, рассмотрим уникальное газовое месторождение Медвежье, которое входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Открыто в 1967 году, разрабатывается с 1972 года. Сенманская залежь месторождения находится на завершающем этапе разработки, на котором возникают осложнения, вызванные со скоплениями воды и разрушением призабойной зоны [1, 2]. В результате снижаются рабочие дебиты скважин, скорости восходящего потока становятся недостаточными для выноса воды, поступающей из пласта в скважину и в конечном итоге это приводит к самопроизвольным их остановкам. Фонд таких скважин растет, а проблема с каждым годом становится все острее. Проблема удаления жидкости с забоев скважин становится все более актуальной, так как постоянно увеличивается число таких скважин. Накопление скважинной жидкости, происходящее при скоростях газового потока ниже определенного критического значения, серьезно осложняет технологический процесс добычи газа, резко сокращает производительность скважин вплоть до их остановки (самозадавливания). Большинство эксплуатационных скважин месторождения оборудованы колоннами насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 168 мм, что в условиях низких дебитов газа обуславливает низкие значения скорости потока в стволе скважины [2, 3]. Уменьшение скорости потока газа в стволе скважины ниже критических значений, необходимых для выноса жидкости, приводит к накоплению на забое конденсационной воды. Количество жидкости, выделяющейся при конденсации из добываемого газа, прямо пропорционально влагосодержанию газа и увеличивается с падением пластового давления. По

мере накопления столба жидкости в скважине увеличивается его гидростатическое давление на забой, препятствующее потоку газа, что приводит к самопроизвольной остановке скважины. Слабосцементированные пласты увлажняются, и песок с газом начинает поступать в скважину. Этому также способствует перераспределение геодинамических нагрузок, обусловленное изменением разности горного и пластового давлений.

Факторы, обуславливающие самозадавливание эксплуатационных скважин Медвежьего месторождения, можно подразделить на три основные группы (рисунок 7): ограничение дебита по геолого-технологическим причинам; вынос песка и превышение максимально-допустимой депрессии на пласт; ограничение дебита из-за постоянного притока подошвенной воды; недостаточная скорость движения пластовых флюидов по НКТ из-за низких продуктивных характеристик скважин. Для эффективного подъема жидкости из скважин, проводят замены труб большого диаметра на меньшие, применяют жидкие и твердые ПАВ, реконструируют скважину плунжерным или концентрическим лифтом, применяют газлифт.



Рисунок 7 – Распределение факторов обуславливающих самозадавливание

К геолого-техническим мероприятиям по поддержанию режима работы самозадавливающихся скважин месторождения Медвежье (табл.1) относятся: проведение ремонта скважин, включающего крепление призабойной зоны пласта и водоизоляционные работы; периодическая продувка ствола скважины с выпуском газа в атмосферу; обработка забоя скважин твёрдыми и жидкими

ПАВ; замена НКТ на трубы меньшего диаметра плунжерный лифт; циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство; концентрический лифт [2, 4, 5].

Таблица 1 - Количество самозадавливающихся скважин по диаметрам НКТ

Диаметр НКТ, мм	Количество самозадавливающихся скважин ед.	% от количества самозадавливающихся скважин
102	1	0,9
114	4	3,4
127	5	4,3
168	96	82,8

Одним из путей повышения производительности скважин является использование жидких ПАВ, позволяющих обеспечить вынос пластовой и конденсационной воды с забоев. При взаимодействии пенообразующего ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, происходит снижение плотности газожидкостной смеси, снижение поверхностного натяжения между жидкостью и газом, тем самым снижается критическая скорость, требуемая для удаления жидкости с помощью потока газа.

$$V_k = 6,576^{\frac{1}{4}} \frac{(\rho_{ж} - \rho_r)^{\frac{1}{4}}}{\rho_r} \quad (8)$$

где  $V_k$  – критическая (минимальная) скорость необходимая для выноса жидкости, м/сек;

$\sigma$  – поверхностное натяжение между жидкостью и газом, н/м;

$\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_r$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

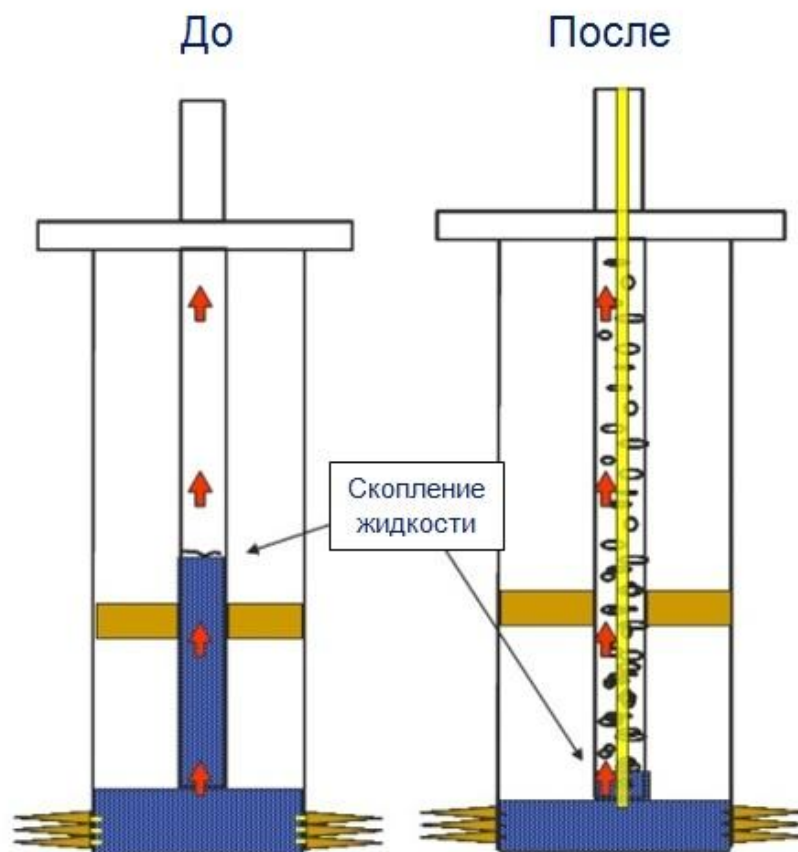


Рисунок 8-Изменение столба жидкости при воздействии ПАВ

Для эффективного подъема жидкости из скважин, на месторождении проводят замены труб большого диаметра на меньшие, применяют жидкие и твердые ПАВ, реконструируют скважину плунжерным или концентрическим лифтом, применяют газлифт. Наиболее эффективным методом является применение ПАВ.

При длительной эксплуатации залежи постепенно задействуются отдалённые участки пласта. Вместе с потоками жидкости на забой приносятся минеральные частицы, которые ухудшают проницаемость ПЗП.

Далее будут рассмотрены причины, связанные с выпадением различных отложений из-за термобарических изменений в процессе эксплуатации:

Для газовых скважин опасно образование гидратов в призабойной зоне, так как гидраты являются твердыми плохо проницаемыми веществами, то они создают трудности при фильтрации флюида в скважину. Гидраты газов представляют собой твердые соединения, в которых молекулы газа при



определенных давлениях и температурах заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью прочной водородной связи. Процесс гидратообразования обычно происходит на границе газ — вода при условии полного насыщения природного газа влагой. Процессы образования и накопления гидратов могут развиваться в условиях недонасыщения газа парами воды. Поэтому для прогнозирования места интенсивного гидратообразования необходимо знать влагосодержание газа в различных частях системы движения газа в различных термодинамических условиях. Растворенный в воде газ частично переходит в гидрат. Скорость накопления гидрата при этом определяется разницей содержания равновесного газа в воде до и после образования гидрата. С ростом молекулярной массы углеводородов растворимость газов в воде снижается. Процесс образования газовых гидратов состоит из стадии образования зародышей кристаллизации и стадии сорбционного роста кристаллогидрата вокруг зародышей.

Существует шесть форм внутренних ячеек в зависимости от молекулярной характеристики:

- 1) молекулярные сита, характеризующиеся взаимосвязанными сквозными полостями — проходами;
- 2) каналные комплексы, образующиеся, когда молекулы клатраты образуют кристаллическую решетку с трубчатыми полостями;
- 3) слоистые комплексы, в которых имеются чередующиеся слои молекул, образующих клатрат, и молекул включений;
- 4) комплексы с внутримолекулярным полым пространством, когда образующаяся молекула представляет собой крупную молекулу, имеющую вогнутость или углубление, в котором располагается молекула включения;
- 5) линейные полимерные комплексы образуются молекулами клатрата, имеющими трубкообразную форму;
- 6) клатраты, образуемые в тех случаях, когда молекулы включения заполняют замкнутые ячейки, по форме близкие к сферическим.

Образованию гидратов способствуют низкие температуры и высокие давления (рисунок 9).

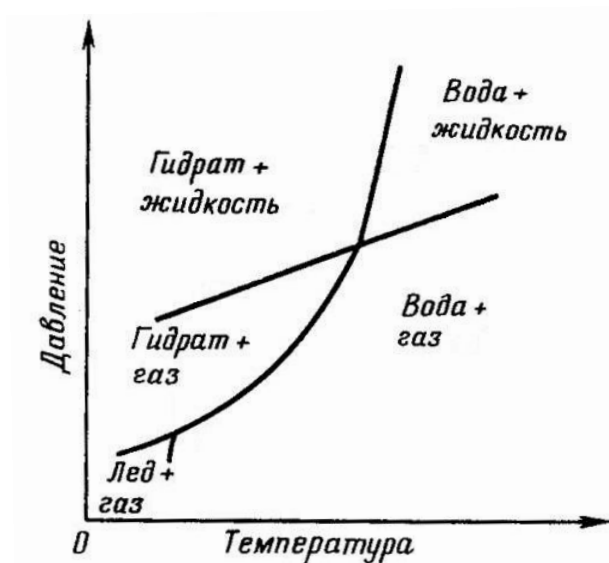


Рисунок 9 – Фазовая диаграмма состояний системы газ-гидрат

При проникновении воды с высокой минерализацией в продуктивный пласт возможен процесс отложения солей, которые заполняют поровое пространство и ухудшают проницаемость. Выпадение солей в осадок происходит, если их фактическая концентрация в растворе превышает равновесную концентрацию для данных условий. Созданию подобных условий способствует снижение температуры.

Далее будут рассмотрены причины снижения проницаемости из-за различных физико-химических свойств горной породы и фильтрующихся в ней флюидов:

1) На ПЗП негативно сказывается взаимодействие некоторых минералов с пресной водой. Происходит перераспределение зёрен и образуются новые минералы, перекрывающие фильтрационные каналы. Пресная вода может попадать в продуктивный пласт через буровой раствор или промывочную жидкость. Возможны ситуации, когда слабоминерализованная вода прорывается из других пластов в продуктивный горизонт.

2) Глинистые пропластки, находящиеся в продуктивном пласте, при взаимодействии с пресной водой набухают. В следствии этого происходит закупорка пор и трещин.

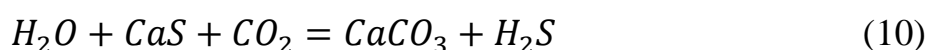
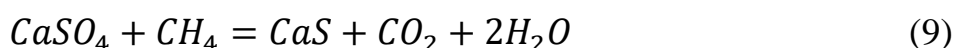
3) При смешивании пресной и пластовой вод, обладающей большей минерализацией, возможно образование нерастворимых осадков, а именно солей. Данный процесс протекает при определённых условиях: несовместимости фильтрата бурового раствора и пластовой воды и низкой температуре пласта. Таким образом, необходимо следить за качеством закачиваемой воды в пласт: содержание твёрдых частиц не более 50 мг/л и размером менее 5 мкм; содержание кислорода менее 0,5 мг/л [9].

4) Так как нефть, газ и вода имеют разные поверхностные натяжения, попадание воды в пористую среду может привести к образованию «преграды», которая будет препятствовать фильтрации флюида.

5) В гидрофильной породе происходит процесс смачивания породы водой, в результате капиллярное давление оказывает сопротивление вытеснению и проницаемость в ПЗП ухудшается. В гидрофобной породе наблюдается обратный процесс, смачивания породы водой не происходит и капиллярные явления не оказывают негативного воздействия на процесс вытеснения.

В отдельную группу можно выделить следующие причины, оказывающие влияние на проницаемость призабойной зоны:

В процессе соприкосновения углеводородов с природными сульфатными пластовыми водами образуются, как углекислый газ (5), так и сероводород (6):



Эти газы приводят к коррозии подземного оборудования. Продукты коррозии осаждаются на забой скважины и частично проникают в призабойную зону и тем самым отрицательно влияют на проницаемость.

Таким образом, процессы интенсификации добычи газа и увеличения коэффициента извлечения напрямую зависят от состояния призабойной зоны скважины. В процессе строительства и дальнейшей эксплуатации скважины в продуктивном пласте формируется прискважинная зона, фильтрационные свойства которой отличаются от первоначальных естественных. Из-за ухудшения фильтрационных характеристик в призабойной зоне происходит утрата части энергии фильтрующегося флюида, что приводит к значительному снижению продуктивности скважин.

Все рассмотренные причины негативно сказываются на состоянии призабойной зоны скважины. К самым важным причинам, которые имеют наибольшее влияние, относятся:

- 1) Механическое загрязнение пустотного пространства;
- 2) Выпадение различных отложений (гидраты, соли), из-за термобарических изменений;
- 3) Причины, связанные с физико-химическими особенностями породы и фильтрующихся в ней флюидов.

Эти причины классифицируются по механизму образования загрязнения. Далее будут рассматриваться эффективные технологии воздействия на ПЗП для конкретных скважин в конкретных условиях, для этого необходимо построить сводную схему, в которой будут отображены причины снижения проницаемости ПЗП в добывающих и нагнетательных скважинах. Данная схема представлена на рисунке 10.



Рисунок 10 – Сводная схема причин снижения проницаемости призабойной зоны пласта

## **2. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

### **2.1. Конструкция и оборудование газовой скважины**

Конструкция скважины - это совокупность элементов крепи горной выработки с поперечными размерами, несоизмеримо малыми по сравнению с ее глубиной и протяженностью, обеспечивающая при современном техническом и технологическом вооружении безаварийное, с учетом охраны недр, экономичное строительство герметичного пространственно устойчивого канала между флюидонасыщенными пластами и остальной частью вскрытого геологического разреза, а также дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах и времени в зависимости от назначения: изучение геологического разреза, разведка и оценка газонефтеносности отложений, добыча продукции, поддержание пластовых давлений, наблюдение за режимом эксплуатации месторождения и др.[8]

#### **Основные элементы скважины**

Основными элементами скважины являются: устье, забой, ствол, обсадная колонна, фильтр, цементное кольцо.

**Устье** - это начало скважины, образованное короткой вертикальной зацементированной трубой - направлением.

**Забой** - это дно ствола скважины.

**Ствол** - это горная выработка, внутри которой располагаются обсадные колонны и производится углубление скважины.

**Фильтр** - участок скважины, непосредственно соприкасающийся с продуктивным нефтяным или газовым горизонтом. Фильтром может служить необсаженный колонной участок ствола, специальное устройство с отверстиями, заполненное гравием и песком, часть эксплуатационной колонны или хвостовика с отверстиями или щелями.

**Цементное кольцо** - затвердевший цементный раствор, закачанный в кольцевое пространство между стволом и обсадной колонной с целью его герметизации. Цементное кольцо предназначено для надежной изоляции друг от друга интервалов геологического разреза (в том числе и продуктивных) на весь период строительства, эксплуатации и обеспечения жесткой связи обсадных колонн со стенками скважины с целью формирования прочной и герметичной постоянной крепи. Система обсадных колонн и цементных колец за ними составляют крепь скважины.

**Обсадная колонна** - это свинченные друг с другом и опущенные в ствол обсадные трубы с целью изоляции слагающих ствол горных пород. Различают первую обсадную колонну - кондуктор, последнюю обсадную колонну - эксплуатационную колонну, в том числе хвостовик, промежуточные обсадные колонны, в том числе летучки (лайнеры). Обсадные колонны предназначены для изоляции стенок скважин от рабочего пространства ствола в процессе бурения и эксплуатации и обеспечивают требуемую прочность и герметичность при воздействии на них внутренних и внешних воздействий в первую очередь давления. Для создания необходимой изоляции кольцевого пространства, остающегося между обсадными колоннами, оно заливается жидким цементным раствором, твердеющим через определенное время.

**Обсадные колонны по назначению подразделяются следующим образом.**

**Направление** - первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовыми почвами, насыпным песком или имеет другие особенности. Обычно направление спускают в заранее подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направление забивают в породу, как сваю.

Различают шахтное (или шахтовое) направление и удлиненное направление. Шахтное устанавливается, как правило, во всех случаях и его длина составляет 3-10 м. В зависимости от конкретных условий может устанавливаться удлиненное направление или от одного до нескольких направлений и в этом случае длина может достигать 100 м. Направление спускается по возможности в глинистый пласт. Диаметр колонны колеблется от 245 до 1250 мм. Трубы, используемые в качестве направления, на прочность не рассчитываются и не опрессовываются.

**Кондуктор** - колонна обсадных труб, предназначенных для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор в зависимости от геологических условий устанавливается на глубину в среднем до 100 м, а максимальная глубина до 600 м. Диаметр кондуктора, как правило, колеблется в диапазоне 177-508 мм. Он опрессовывается, как и цементное кольцо. Шахтное направление и кондуктор являются обязательными элементами конструкции скважины.

**Промежуточная обсадная колонна** (их может быть несколько) служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин. Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

- сплошные - перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;
- хвостовики - для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;
- летучки - специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых



обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

**Эксплуатационная колонна** - последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

### **Диаметр обсадной колонны**

Проектирование диаметров обсадных колонн и долот начинают с эксплуатационной колонны и далее методом снизу-вверх. Расчет диаметров обсадных труб ведется «изнутри» с диаметра эксплуатационной колонны. Исходя из предполагаемого дебита скважины и экономического обоснования, выбирается диаметр эксплуатационной колонны. Диаметр эксплуатационной колонны определяет диаметры бурения под обсадные колонны для всей скважины, а количество промежуточных колонн определяет конструкцию колонной головки. Увеличение диаметра эксплуатационной колонны позволяет использовать более производительное скважинное оборудование, позволяет эксплуатировать в скважине одновременно несколько пластов и облегчает проведение подземного ремонта. С другой стороны увеличение диаметра эксплуатационной колонны ведет к увеличению металлоемкости обсадных колонн, объему бурения и цементирования. Возрастают нагрузки на колонную головку и ее металлоемкость. Все это ведет к увеличению затрат на строительство скважины. Уменьшение диаметра эксплуатационной колонны снижает стоимость ее строительства, но увеличивает затраты, связанные с эксплуатацией скважины. Так применение малогабаритного оборудования ведет к увеличению затрат на приобретение до 2-3 раз. Усложняется поведение

подземного ремонта, что ведет, как правило, к увеличению затрат времени, и, следовательно, и материалов, а в некоторых случаях не позволяет произвести необходимый ремонт. Пример конструкции газовой скважины приведен в таблице №2

Таблица 2 – Конструкция газовой скважины

Наименование	Диаметр, мм		Интервал бурения ,м		Интервал спуска ОК, м	
	Долото	Колонна	от	до	от	до
Кондуктор	393,7	324	0	450	0	450
Промежуточная колонна	295,3	245	450	1518	0	1518
Эксплуатационная колонна	220,7	177,8	1518	3908	0	3908
Хвостовик	152,4	114,3	3908	4098	3658	4098

Арматура фонтанная предназначена для обвязывания эксплуатационной колонны, скважинного трубопровода (колонны насосно-компрессорных труб или НКТ), закрепления (подвешивания) верхнего конца колонны НКТ в трубодержателе, контроля давления и управления потоком скважинной и технологической сред в трубном и затрубном пространстве. Для контроля и регулирования режима эксплуатации, направления потока скважинной среды в боковые отводы елки фонтанной, герметизации устья, а в отдельных случаях для закрытия скважины, установки шлюзовых устройств и проведения необходимых технологических операций при строительстве, эксплуатации или ремонте газовых скважин.[9]

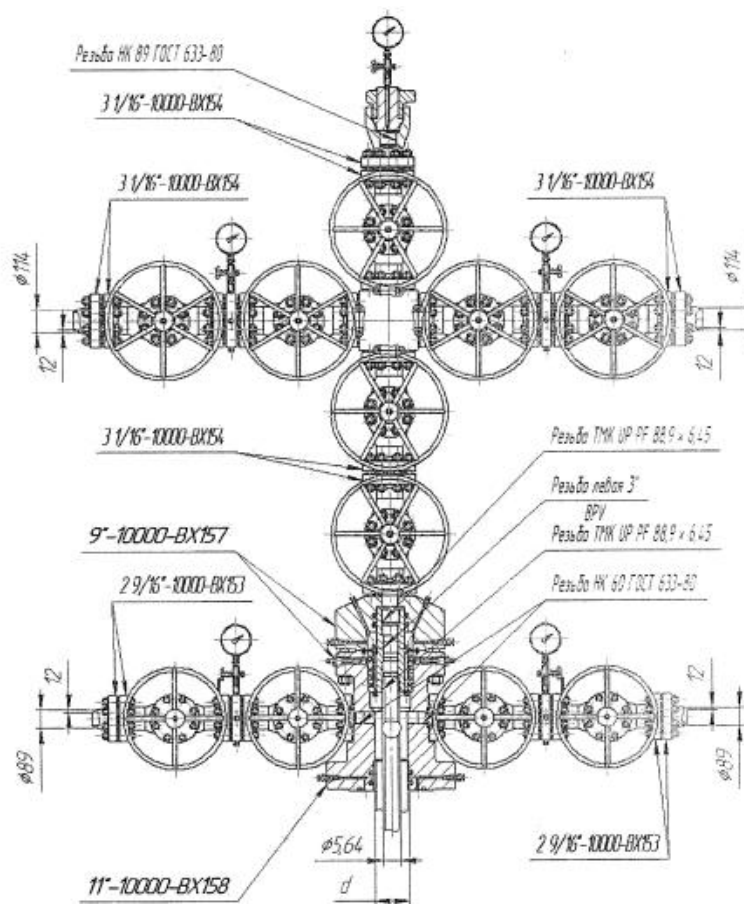


Рисунок 11 – Фонтанная арматура

Арматурный блок обвязки скважины предназначен для регулирования (редуцирования) давления (расхода) потока пластовой смеси из скважины, защиты газосборного коллектора от превышения давления, аварийного отключения скважины от системы сбора в случае отклонения параметров, подачи метанола в систему сбора газа, продувки скважины и трубопроводов на горизонтальное факельное устройство, замера количества добываемой продукции скважин, температуры и давления.

Конструкция изделия представляет собой узел полной заводской готовности на единой раме в составе которого:

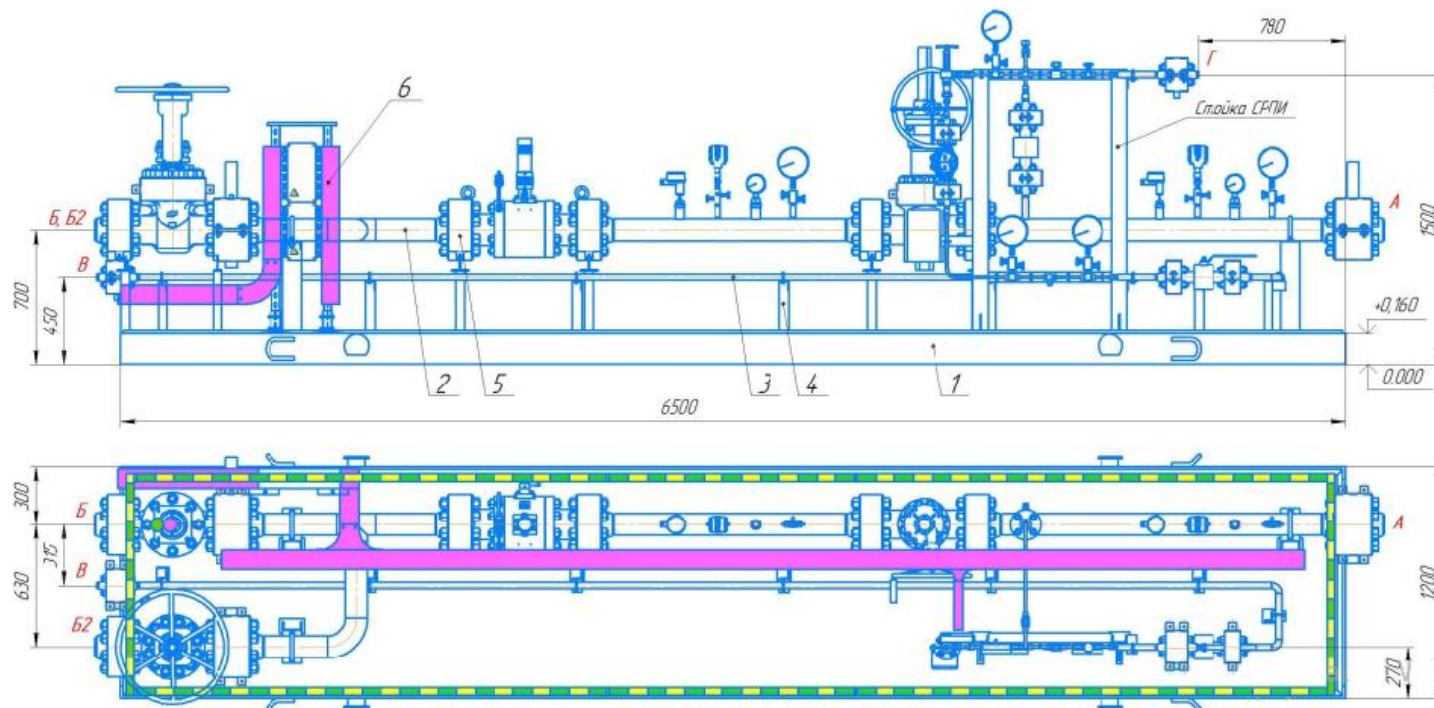
- трубопроводная обвязка скважины с приводной запорной, ручной и приводной регулирующей арматурой, клапаном-отсекателем и блоком предохранительных клапанов смонтированные на рамном основании;
- система подачи ингибитора (СПИ).

Система контроля и управления предназначена для управления и контроля за технологическими процессами блока, электрооборудование и средства КИП и А в блоке применены во взрывозащищенном исполнении, объем автоматизации и контроля обеспечивает работу установки без постоянного обслуживающего персонала.

Через арматурный блок проходит газ от скважин, подключенных к блоку. В арматурном блоке регулируется давление, затем собирается в кустовой коллектор для подачи в систему газосбора.

Подача метанола совместно с ингибитором коррозии в блок газоконденсатных скважин осуществляется по метанолопроводам с площадки УКПГ. Управление блоком осуществляется с помощью дистанционной приводной арматуры.

Оперативный дистанционный контроль работы газовых эксплуатационных скважин предусматривается с помощью системы телемеханики, с возможностью передачи по радиоканалам на пульт оператора основных параметров работы скважин (давление, температура, расход) и сигналов об их отклонениях.



Обозначение	Наименование	Ду, мм	Р <sub>у</sub> , МПа	Присоединяемая труба	Высота до оси трубопровода, мм	Кол-во
А	Вход газа	100	32	114x12	700	1 шт.
Б	Выход газа	100	16	114x8	700	1 шт.
Б2	Сброс газа на факел	100	32	114x12	700	1 шт.
В	Подача метанола к арматурному блоку	25	25	32x5	450	1 шт.
Г	Выход метанола	25	32	32x5	1500	1 шт.

Рисунок 12 – Арматурный блок обвязки

## 2.2 Анализ технологических режимов эксплуатации газовых скважин

В процессе добычи газа скважины, шлейфы, сепараторы, теплообменники, абсорберы, десорберы, турбодетандеры, компрессоры и другое оборудование промысла работают на определенном технологическом режиме.

Под технологическим режимом эксплуатации скважин понимается поддержание на забое (устье) скважин или наземных сооружений заданных условий изменения дебита, давлений, температур, осуществляемых путем их регулирования, и обеспечивающих соблюдение правил охраны недр, окружающей среды и безаварийную эксплуатацию скважин и наземного оборудования.

Некоторые технологические режимы эксплуатации могут быть выражены математическими формулами, другие основаны на определенных принципах ограничения дебита или забойного давления. Технологический режим работы скважин зависит от геолого-эксплуатационных характеристик месторождения, свойств газа, конденсата и воды, от условий подачи газа и конденсата потребителям, заданных кондиций газа и конденсата.

Обычно на каждую эксплуатационную скважину ежеквартально устанавливаются ряд параметров, т.е. технологический режим ее эксплуатации, который включает в себя дебит скважины  $Q$ , дебит конденсата  $Q_k$ , пластовое давление  $P_{пл}$ , забойное давление  $P_{заб}$ , депрессию на пласт  $\Delta P$ , устьевое давление  $P_{уст}$ , затрубное давление  $P_{зат}$ , устьевую температуру  $T_{уст}$ , дебит воды  $Q_v$  и т.д., всего свыше 20 параметров, включая конструкцию скважины и забоя. (При дебитах свыше 1 млн.м<sup>3</sup>/сут режим утверждается ПАО «Газпром», при меньших дебитах - газодобывающим объединением). Все перечисленные параметры могут быть изменены в следующем квартале в зависимости от задач разработки и эксплуатации месторождения, так как изменяются факторы, ограничивающие дебиты газовых скважин. Смена режима приводит к изменению числа скважин или изменению общего отбора газа из месторождения.

В практике эксплуатации газовых скважин на различных месторождениях газ отбирают при следующих режимах:

1. Режим постоянного допустимого градиента давления на стенке скважины

$$\left(\frac{dP}{dR}\right) \quad (11)$$

Применяется в слабосцементированных рыхлых пластах.

2. Режим постоянной максимально-допустимой депрессии на забое

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб} = const \quad (12)$$

Применяется в пластах слабосцементированных, неустойчивых, рыхлых. Дебит скважин в процессе разработки постоянно снижается за счет снижения  $P_{пл}$  и рассчитывается по уравнению

$$Q_t = \frac{\sqrt{a^2 + 4\epsilon\Delta P(2P_{пл(t)} - \Delta P) - a}}{2\epsilon} \quad (13)$$

3. Режим поддержания постоянного оптимального дебита

$$Q = const \quad (14)$$

Режим назначается в скважинах, вскрывших крепкие, устойчивые, цементированные коллекторы.

В этом случае должна постоянно повышаться депрессия на пласт, т.к. снижается  $P_{пл}$ . Забойное давление при этом режиме определяют по уравнению

$$P_{заб(t)} = \sqrt{P_{пл(t)}^2 - aQ - \epsilon Q^2} \quad (15)$$

При достижении начала разрушения коллектора необходимо сменить данный технологический режим на режим постоянной максимально-допустимой депрессии:

$$\Delta P = const \quad (16)$$

4. Режим постоянного забойного давления

$$P_{заб} = const \geq P_{н.к.} \text{ (давление начала конденсации)} \quad (17)$$

при этом снижаются во времени  $Q$  и  $\Delta P$ .

Дебит определяется выражением

$$Q = \frac{\sqrt{a^2 + 4\epsilon(2P_{пл}^2 - P_{заб}^2) - a}}{2\epsilon} \quad (18)$$

$$\Delta P = P_{пл(t)} - P_{заб} \quad (19)$$

Назначается при разработке газоконденсатных месторождений с целью максимального извлечения конденсата.

#### 5. Режим постоянного устьевого давления

$$P_{уст} = const \quad (20)$$

Назначается при необходимости подачи газа в транспортную систему заданного давления (для продления бескомпрессорного периода эксплуатации месторождения).

Со временем  $Q$  и  $\Delta P$  снижаются. Дебит рассчитывается по уравнению

$$Q = \frac{\sqrt{a^2 + 4(\theta + \epsilon)(2P_{пл(t)}^2 - P_{уст}^2 e^{2s}) - a}}{2(\theta + \epsilon)} \quad (21)$$

#### 6. Режим предельного безводного дебита

$$Q_{безв} = \frac{2\pi k h^2 \rho_B P_{gk}}{\mu P_{ст}} * q^* \quad (22)$$

$q^*$  - безразмерный предельный безводный дебит.

При всех перечисленных режимах работы скважин представляется возможным определить во времени следующие параметры:

$$P_{пл(t)}; P_{заб(t)}; \Delta P(t); Q(t); Q_{k(t)}; P_{зат(t)}; T_{(уст)}$$

Для этого используются:

- уравнение материального баланса;
- уравнение притока газа;
- барометрическая формула давления;
- данные исследования скважин на приток;
- данные обработки КВД, КСД;
- данные газоконденсатных исследований.



Технологические режимы эксплуатации газовых скважин могут меняться на различных этапах разработки месторождения, т.к. изменяются факторы, ограничивающие дебиты газовых скважин.

Вопрос о смене режима эксплуатации решается исходя из газогидродинамических и технико-экономических соображений, поскольку изменение режима приводит к изменению общего отбора газа из месторождения.[9]

### 2.3 Анализ технологической очистки призабойной зоны пласта газовых скважин

Существует большое разнообразие технологий очистки ПЗП. Сущность этих технологий заключается в искусственном увеличении проводимости призабойной зоны. Эти технологии можно классифицировать по явлениям, лежащим в их основе. Выделяются химические, физические, термические, а также большое количество комбинированных технологий интенсификации приемистости и притока скважин. На рисунке 13 представлена схема классификации технологий очистки по явлениям, лежащим в их основе.

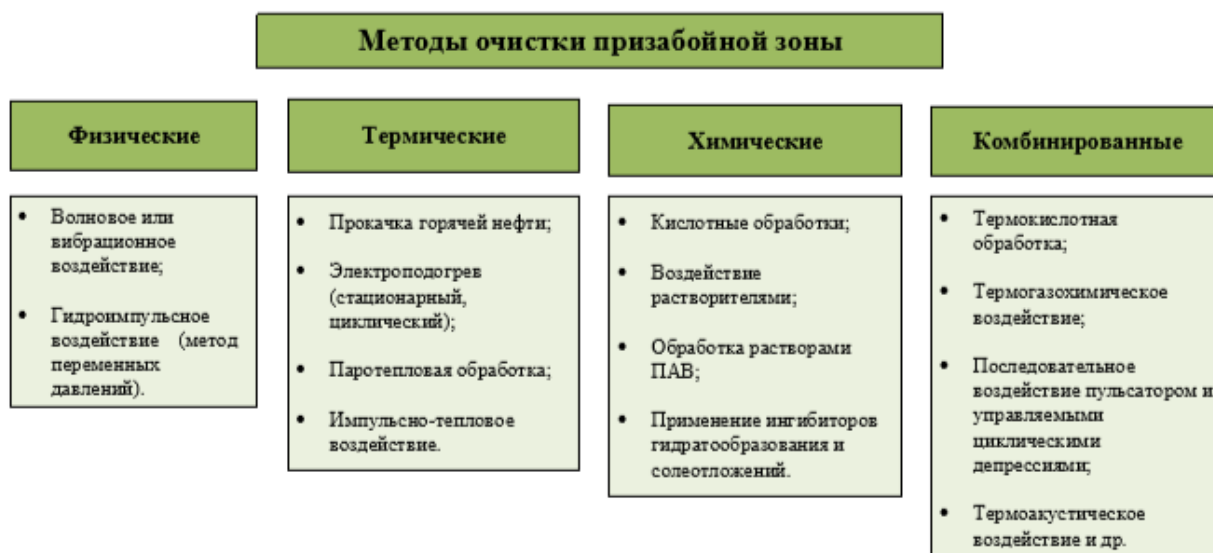


Рисунок 13 – Классификация технологий очистки

### **2.3.1 Обработка призабойной зоны газовых скважин гидрофобизирующими веществами**

Гидрофобизация ПЗП в нефтяных и газовых скважинах проводится с целью уменьшения притока воды и интенсификации добычи. Для этих целей используются ПАВ, оксид кремния ( $\text{SiO}_2$ ) и кремнийорганические жидкости. Особенностью этих веществ является то, что они могут изменять свойства поверхности на которой осаждаются, а именно смачиваемость. Именно от смачиваемости зависит характер фильтрации жидкости в ПЗП. У породы с гидрофобной поверхностью капиллярное давление препятствует движению воды к забою добывающей скважины, соответственно, фазовая проницаемость воды уменьшается, а для углеводородов увеличивается.

В процессе закачки в ПЗП гидрофобизирующих веществ происходит взаимодействие между ними и водой, удерживаемой в капиллярах. В результате вода вытесняется из призабойной зоны в пласт. Водонасыщенность в ПЗП снизится, соответственно, фазовая проницаемость для нефти и газа увеличится. После того как произвели закачку гидрофобизирующие вещества начинают адсорбироваться на поверхности горной породы и образуют бронирующую оболочку. Эта гидрофобная оболочка препятствует образованию новой области с высокой водонасыщенностью в ПЗП. Таким образом, изменяя смачиваемость, происходит перераспределение действия сил капиллярного давления, что снижает скорость «капиллярной пропитки» ПЗП водой.

Гидрофобизация малопроницаемых пород способствует сохранению проницаемости ПЗП. Это происходит потому, что образовавшаяся бронирующая оболочка препятствует контакту воды и тонкодисперсного глинистого материала, который содержится в породе. В результате не происходит набухания глин и проницаемость ПЗП остаётся неизменной.

Ещё одной особенностью гидрофобизирующих составов является то, что при закачке их в полностью обводнённые интервалы, они твердеют и приобретают гелеобразное состояние. Таким образом можно ограничить приток воды в скважину из полностью обводнённых интервалов [10].

## Применение ингибиторов солеотложения

Как отмечалось ранее, одной из причин снижения проницаемости ПЗП является отложение неорганических солей. Наиболее распространённые отложения солей являются сульфатные и карбонатные. Большую часть отложений составляет сульфат кальция ( $\text{CaSO}_4$ ) до 80%, карбонаты ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ) 5-16%, вода и углеводороды до 27%. Выпадение солей происходит если их концентрация превышает равновесную. Повышенную концентрацию сульфатных ионов в попутно добываемой воде можно объяснить тем, что пласт представляет собой сложную систему, в которой происходит взаимодействие закачиваемой и пластововой воды, нефти и газа, а также горной породы.

Удалить неорганические солевые отложения возможно с помощью кислотной обработки или гидромеханическим воздействием, а предотвратить образование их отложение помогают ингибиторы солеотложения. Это такие вещества, которые при контакте с пересыщенным солями водным раствором предотвращают или сильно снижают вероятность образования осадка. Механизм действия ингибиторов основан на адсорбции этих веществ на поверхности зарождающегося кристалла, в результате рост кристалла прекращается. Ингибиторами солеотложения служат виниловые спирты, акриламид, фосфорноватистая кислота, винилхлорид и другие.

На данный момент осуществляют периодическую обработку ПЗП ингибиторами солеотложений, дозированную подачу в систему поддержания пластового давления (ППД), а также непрерывную или периодическую подачу ингибитора в затрубное пространство с помощью насосного оборудования.

Обработка ПЗП добывающей скважины производится следующим образом. Приготовленный раствор из автоцистерны подаётся в затрубное пространство с помощью насосного агрегата. После закачки необходимого объёма ингибитора производят его продавку в призабойную зону. В качестве продавочной жидкости используют растворители, раствор соляной кислоты или слабоминерализованную воду.

## **Применение ингибиторов коррозии**

При проведении кислотных обработок ПЗП важно защитить подземное оборудование, так как кислоты способствуют активной коррозии оборудования. Чтобы не допустить этого применяют ингибиторы коррозии.

Для понижения коррозионной активности соляной кислоты используют: формалин (до 1%) – снижает активность в 8 раз, растворяется в воде; уникол ПБ-5 (0,05-0,1%) - растворяется в кислоте, снижает активность в 10-15 раз; смесь уротропина (до 0,8%) с реагентом И-1-А (до 0,4%) при температуре 87°С и давлении 38 МПа снижает активность в 90 раз; ДС (до 0,5%) – продукт из нефти на основе натрия или серы и др.

С глиняной кислотой используют следующие ингибиторы: формалин, уротропин, меркаптаны, В-1 и В-2, уникол и другие. Концентрация этих веществ в растворе варьируется от 0,2 до 1%.

## **Физическая очистка призабойной зоны**

Очистка призабойной зоны путём физического воздействия на отложения предполагает создание такой силы, чтобы структура отложений разрушилась и затем оттеснить их в пласт или удалить из ПЗП.

## **Применение ингибиторов гидратообразования**

Для газовых скважин актуальна проблема гидратообразования в ПЗП. С гидратами можно бороться несколькими способами: уменьшение давления, увеличение температуры, удаление влаги или ввод ингибиторов.

Понизить давление до необходимого уровня возможно только продувкой скважины в атмосферу, что не приемлемо при длительной эксплуатации. Возможен вариант подогрева ПЗП газовой скважины, но на данный момент нет сведений об успешном применении такой технологии. Осушить газ в призабойной зоне также невозможно. Остаётся один вариант – использовать ингибиторы гидратообразования.

Ингибиторы подаются на забой газовой скважины без изменения давления и температуры в скважине. Ингибиторы растворяются в воде, которая

присутствует в потоке газа, и снижают давление паров воды. Теперь чтобы гидрат образовался, необходима ещё более низкая температура. В случае, если гидраты уже есть, то добавление ингибитора приведёт к их разложению. Это объясняется тем, что равновесие между гидратом и водой нарушается, упругость паров воды над гидратом становится больше, чем над водным раствором. Важным параметром при выборе ингибитора является величина понижения равновесной температуры.

В качестве ингибиторов наиболее распространены различные гликоли (диэтиленгликоль, этиленгликоль и триэтиленгликоль), раствор хлористого кальция, метанол и др. Наиболее эффективными считаются раствор хлористого кальция и метанол.

Метанол является хорошим средством против образования гидратов, но он имеет высокую стоимость. Также это вещество очень токсично и опасно для человека. Раствор (30%) хлористого кальция является самым дешевым ингибитором, который не токсичен и легко регенерируется. Гликоли в основном применяют для осушки газа, как ингибиторы их не используют.

### **Удаление воды из газовых скважин**

При эксплуатации газовых залежей с водонапорным режимом неизбежно обводнение скважин. Обводнение негативно сказывается на дебите скважины, так как возникает противодействие столба жидкости на пласт, которое создаёт сопротивление потоку газа. Если не предпринимать никаких мер по удалению жидкости из скважины, то произойдёт эффект «самозадавливания», и скважина остановится.

На данный момент существует несколько способов борьбы с обводнением газовых скважин. Одним из таких методов является эксплуатация скважин при дебите, который будет обеспечивать вынос воды вместе с газом на поверхность, путём создания высокой депрессии. Но при данном подходе важно, чтобы коллектор был образован хорошо цементированными горными

породами, иначе коллектор будет разрушаться и на забое скважины будут образовываться песчаные пробки.

Возможен вариант откачки жидкости глубинным насосом, но это трудоёмкий и малоэффективный процесс. Иногда скважину останавливают, чтобы пласт поглотил накопившуюся жидкость.

Одним из самых часто применяемых методов осушки является продувка скважины в атмосферу. Эффект от данной операции наблюдается в течении 7-14 дней. К недостаткам продувки относятся: потеря газа; непродолжительный эффект; разрушение коллектора, из-за высокой депрессии.

Также применяют плунжерный лифт, срок службы, которого 8 месяцев. Принцип работы данного устройства основан на использовании летающего клапана в НКТ. Открытый клапан спускает вниз, ударяясь о нижний ограничитель, он закрывается. Когда давление под клапаном возрастает, он начинает подъём с жидкостью и газом. При ударе о верхний ограничитель клапан открывается и цикл повторяется. К преимуществам относятся: низкая стоимость и возможность установки без глушения. Недостатками является: заклинивание плунжера зимой, частое обслуживание и невозможность применения при нарушении соосности.

### **2.3.2 Применение устройства промывочного скользящего для ликвидации песчаных пробок**

В процессе эксплуатации газовых скважин, особенно в период снижения темпов добычи газа, часты случаи образования пробок на забое скважины. Процесс пробкообразования наиболее часто наблюдается на месторождениях, продуктивные горизонты которых образованы песчано-глинистыми горными породами и слабосцементированными песчаниками.

Образование песчаных пробок в основном происходит в период падения пластового давления, вследствие чего уменьшается депрессия. Газ, поступающий из пласта в скважину, захватывает с собой песчинки песка и выносит их на поверхность. Когда наблюдается уменьшение депрессии, скорость газового потока уже не настолько сильная и тяжёлые песчинки начинают осаждаться на забой скважины. Постепенно слой таких частиц накапливается и в конечном счёте достигает периода перфорации скважины. Даже при частичном перекрытии периода перфорации песчаной пробкой, дебит газа значительно уменьшается.

Внимания заслуживает современная разработка ООО НПФ «Пакер» универсальное приспособление, которое называется устройство промывочное скользящее (УПС). Это устройство позволяет производить очистку скважины в условиях поглощения, без попадания в пласт промывочной жидкости. Также УПС способно очищать скважину ниже фильтра, создавая тем самым дополнительное пространство для накопления песчаных отложений в последующей эксплуатации. Особенностью данного устройства является наличие уплотнительного элемента и узла перекрёстных сечений, который позволяет переводить промывочную жидкость из затрубного пространства в гидромоторное перо и возвращать жидкость с песком в НКТ (рисунок 14).

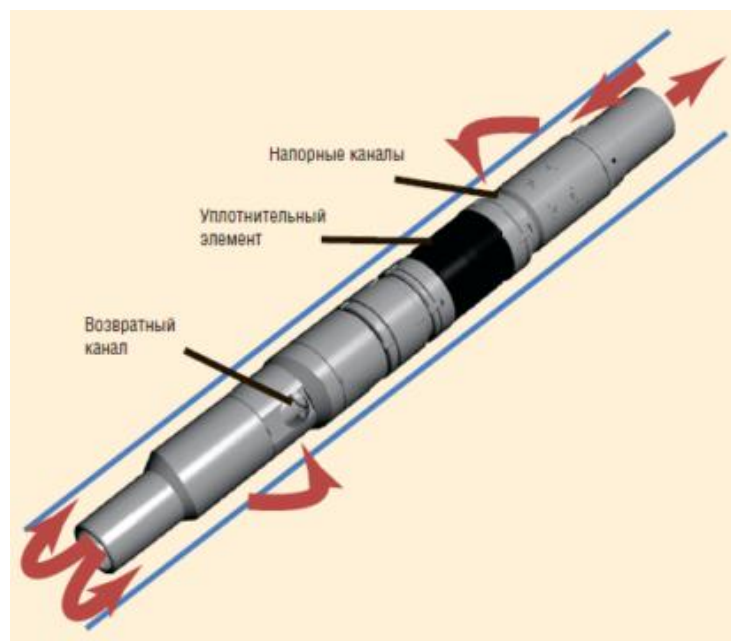


Рисунок 14 – Конструкция устройства промывочного скользящего

Перед началом промывки НКТ, с закреплённым на конце УПС, опускают на нужную глубину. После чего уплотнительный элемент, управляемый гидроприводом, расширяется и перекрывает затрубное пространство. Промывочная жидкость под напором подаётся в кольцевое пространство и возле уплотнительного элемента, попадает в напорный клапан, где переходит в гидромоторное перо. В связи с уменьшением диаметра, напор жидкости увеличивается, и происходит прямая промывка песчано-глинистой пробки. Дальше взрыхлённые частицы песка вместе с промывочной жидкостью через обратный клапан попадают в НКТ и выносятся на поверхность с высокой скоростью, как при обратной промывке. Пласт слабо поглощает промывочную жидкость, так как создаётся слабое гидродинамическое воздействие, благодаря уплотнительному элементу. УПС имеет ряд преимуществ по сравнению со стандартной прямой или обратной промывкой: высокая разрушительная способность; возможность применения при низком пластовом давлении; высокая скорость выноса разрушенного материала позволяет осуществлять очистку более качественно. На рисунке 15 представлен принцип работы УПС.



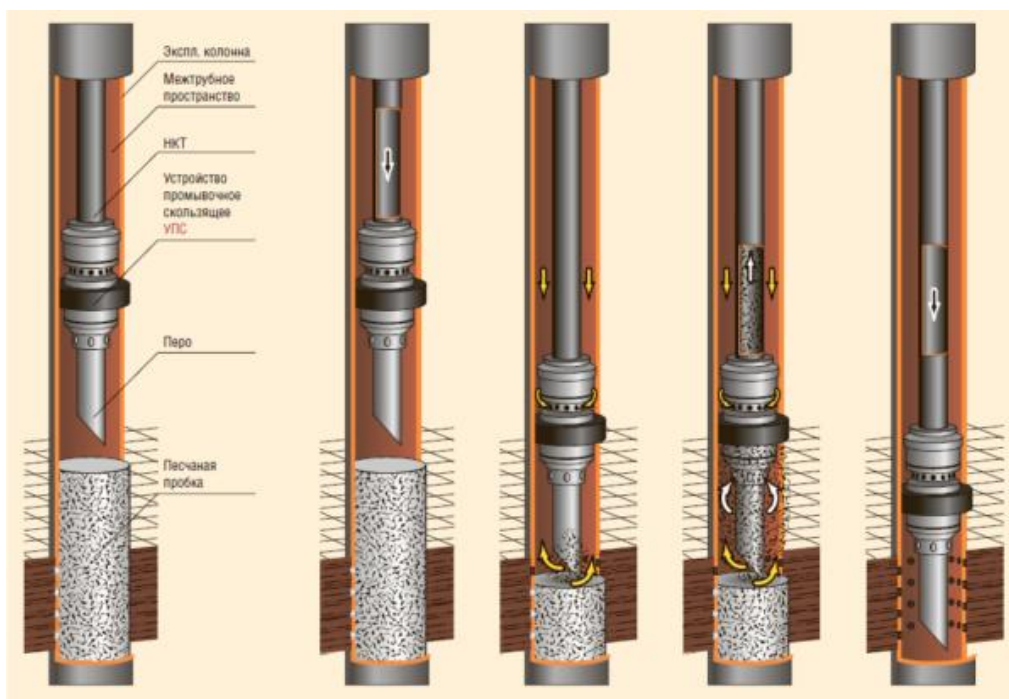


Рисунок 15 – Принцип работы устройства промывочного скользящего

Были произведены успешные опытно-промышленные испытания УПС, которое опробовали на 4 скважинах, где требовалась произвести промывку. Важно отметить, что устройство применяли в условиях поглощения жидкости пластом. Во всех случаях УПС производило стабильную циркуляцию жидкости. Результаты исследования показали, что объём поглощения промывочной жидкости пластом уменьшился в 4-10 раз, чем при прямой промывке. Таким образом, промывочное устройство позволяет прочищать скважины с высокой проницаемостью, очень низким пластовым давлением и вероятностью поглощения промывочной жидкости [11].

#### 2.4. Расчет ингибиторов необходимый для борьбы с гидратами в газовых скважинах

Образование гидратов в скважинах и промысловых газопроводах и выбор метода борьбы с ними в значительной степени зависят от пластовых температур, климатических условий и режима эксплуатации скважины. Часто в стволе скважины имеются условия для образования гидратов, когда температура газа при его движении вверх от забоя до устья становится ниже

температуры гидратообразования. В результате скважина забивается гидратами. Изменение температуры в работающей скважине предпочтительней определять с помощью глубинных приборов.

Наиболее распространен на газовых промыслах способ подачи метанола ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) в струю газа. При этом он образует с парообразной и жидкой влагой спиртоводные смеси, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Пары воды поглощаются из газа, что значительно снижает точку росы, и, следовательно, создаются условия для разложения гидратов или для предупреждения их образования. Основным условием эффективного действия метанола является взаимодействие паров воды с парами метанола и дальнейшая конденсация их, что приводит к значительному понижению влагосодержания газа. Наибольшая эффективность метанола может быть достигнута с применением его в качестве средства, предупреждающего гидратообразование, а не для разрушения уже образовавшихся гидратов. При этом метанол необходимо впрыскивать в газовый поток, обеспечив хорошее распыление и смешение с общим газовым потоком. Для борьбы с гидратообразованием на групповом пункте предусматривается одна (иногда две) метанольная установка на рисунке 16.

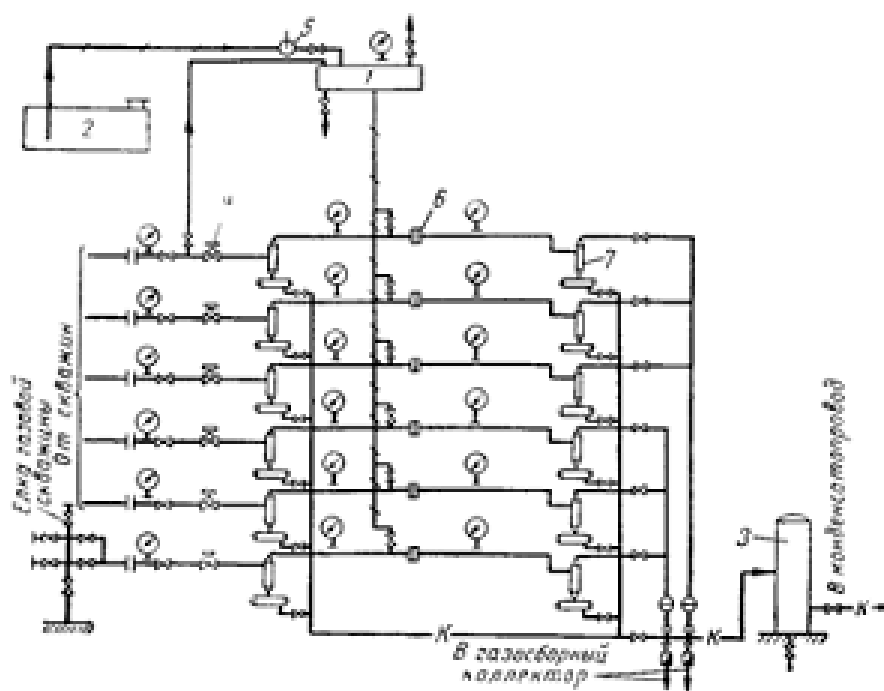


Рисунок 16 Схема группового пункта сбора и очистки газа

1 - метанольный бачок; 2 - емкость для хранения метанола; 3 - емкость конденсата; 4 и 6 - штуцер регулируемый; 5 - ручной насос; 7 - сепаратор циклонный; К - линии конденсата.

Метанол вводится, как правило, после сепараторов первой ступени под избыточным давлением, равным разности между давлением высоконапорной скважины, с которой соединен метанольный бачок, и давлением скважин, в которые вводится метанол, что составляет около  $30-50 \text{ кгс/см}^2$ .

Решение: количество ингибитора, необходимого для предупреждения гидратообразования, может определяться по уравнению:

$$G = g_{\text{ж}} + g_{\text{г}} + g_{\text{к}} \quad (23)$$

где  $g_{\text{ж}}$  - количество ингибитора, необходимого для насыщения жидкой фазы,  $\text{кг}/1000 \text{ м}^3$ ;

$g_{\text{г}}$  - количество ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы,  $\text{кг}/1000 \text{ м}^3$ ;

$g_{\text{к}}$  - количество ингибитора, растворенного в жидкой углеводородной фазе, выделяемой из  $1000 \text{ м}^3$  газа,  $\text{кг}$ .

Значение  $g_{\text{ж}}$  определяют по уравнению:

$$g_{\text{ж}} = \frac{W \cdot X_2}{X_1 - X_2} \quad (24)$$

где  $X_1$  и  $X_2$  - массовая доля ингибитора в исходном и отработанном растворах;

$W$  - количество воды в жидкой фазе на расчетной точке,  $\text{кг}/1000 \text{ м}^3$ . Массовая доля ингибитора в исходном растворе ( $X_1$ ) относится к известным параметрам системы.

$X_2$  определяется по формуле:

$$X_2 = \frac{M \cdot \Delta t}{K + M \cdot \Delta t}, \quad (25)$$

где  $M$  - молекулярная масса ингибитора;

$K$  - коэффициент зависящий от типа раствора.

Для метанола  $M = 32$ ,  $K = 1220$ . Значение необходимой температуры понижения гидратообразования рассчитывают по формуле:

$$\Delta t = T_{\Gamma} - T_p \quad (26)$$

где  $T_{\Gamma}$  - температура гидратообразования газа, °С;

$T_p$  - температура газа в расчетной точке, °С.

Было найдено  $\Delta t=8,74\text{К}$ , и после определения  $\Delta t$  находят значение  $X_2$  по формуле:

$$X_2 = \frac{32 \cdot 8,74}{1220 + 32 \cdot 8,74} = 0,186493 \quad (27)$$

Значение принимают на 10...20% больше его расчетного значения:  $X_2=0,205142$ .

Количество воды в жидкой фазе определяем по номограмме:  $W = 0,2\text{г/м}^3$ , тогда

$$g_{\text{ж}} = \frac{W \cdot X_2}{X_1 - X_2} = 0,054352\text{кг/1000м}^3 \quad (28)$$

Количество ингибитора, необходимое для насыщения газовой фазы определяют по формуле:

$$g_{\Gamma} = 0,1 \cdot a \cdot X_2 \quad (29)$$

где  $a$  - отношение содержания ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы, к концентрации метанола в отработанном растворе, определяем по номограмме:  $a=15$

Расчет ведется для сеноманской залежи ЯГКМ, в котором содержание углеводородов  $C_5+$  практически отсутствует, тогда значением  $g_{\text{к}}$  можно пренебречь.

$$G = g_{\text{ж}} + g_{\Gamma} + g_{\text{к}} = 0,054352 + 0,27974 = 0,334092\text{ кг/1000м}^3 \quad (30)$$

По результатам расчета видно, что в зимнее время ( $T_{\text{ос}}=-35$ ) эксплуатации шлейфа гидраты образуются на расстоянии 2,5 км.

Расход метанола на предотвращение гидратообразования составляет  $0,33092\text{кг/1000м}^3$ [8].

### **3. РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Решение о проведении ОПЗ принимают технологические и геологические службы предприятия. Также эти подразделения определяют технологию, с помощью которой будет обработана призабойная зона, и периодичность данных процедур. Решение принимают исходя из данных ГДИС, ГИС, опробования скважин и различных других показателей. Важно, чтобы скважина, на которой будут проводить ОПЗ, была герметична, а целостность заколонного пространства не нарушена.

Кандидатами на очистку являются следующие скважины: после бурения; не вышедшие на режим; с низкими показателями после технологических операций; находящиеся долгое время в бездействии; эксплуатируемые длительное время, приток к которым начал уменьшаться.

Причины ухудшения проницаемости ПЗП объясняются: физико-химическими свойствами добываемой и закачиваемой жидкости; геологической характеристикой пород; изменяющимися во времени термобарическими условиями; негативным эффектом от геолого-технических мероприятий. Для газовых скважин основные причины загрязнения ПЗП – это песчаные пробки, гидраты и обводнённость. Общими причинами, которые относятся ко всем типам скважин, являются загрязнение мехпримесями при проведении технологических операций, а также загрязнение минеральными частицами из-за разрушения скелета породы-коллектора.

В основу технологий очистки ПЗП входят применение воздействий различной природы. Различают физические, термические, химические, а также комбинированные методы очистки.

Физические методы основываются на создании сильного гидродинамического воздействия, которое способно разрушить структуру загрязняющих отложений. Одним из таких методов является продувка

скважины в атмосферу. Эта технология применяется в газовых скважинах для борьбы с водой и гидратами на забое. Метод переменных давлений основывается на создании повышенной депрессии или репрессии с целью выноса мехпримесей из ПЗП. Обычно этот метод применяется в совокупности с другими технологиями очистки. Также применяют вибрационное воздействие. Вибрация создаётся за счёт колебания давления нагнетаемой жидкости с разной амплитудой (до 10 МПа) и частотой (до 300 Гц). Эта технология эффективна против отложений различной природы, применяется в скважинах с плохопроницаемым неоднородным коллектором и с высоким пластовым давлением.

Таким образом, ПЗП является важным элементом системы «пласт-скважина», через которую осуществляется гидродинамическая связь. При проведении очистки ПЗП важен избирательный подход. В первую очередь обработке подвергаются наиболее перспективные скважины, как с экономической, так и с технологической точки зрения.

Присутствие воды в продукции газовых скважин увеличивает потери давления как по колонне НКТ, так и в системе сбора. При достижении скорости, не обеспечивающей вынос жидкости из скважины, происходит ее накопление на забое, в результате чего приток газа к забою скважины прекращается и скважина «самозадавливается». Такая ситуация наблюдается в 20-30% фонда эксплуатационных скважин Медвежьего месторождения. Наиболее перспективным методом удаления жидкости является использование КЛК.

Газпром большое внимание уделяет поиску, разработке и апробации технологических решений для повышения эффективности эксплуатации самозадавливающихся скважин и снижения нагрузки на экологию. Одним из перспективных направлений является технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам, испытания которой были инициированы Управлением по добыче газа и газового конденсата Газпром.

Данная технология разработана головным научным центром Газпром ВНИИГАЗ еще в 60-х гг XX в и широко использовалась на юге СССР. В 1960-1975 годы для основных газовых месторождений - Северо-Ставропольского, Пелагиадинского, Газлинского, Шебелинского и других, закончился период постоянной добычи. Стояла задача: поддержать отборы газа из месторождений без строительства новых скважин. В те годы скважины эксплуатировались в основном по лифтовым колоннам диаметрами 60-89 мм, требуемые годовые отборы из месторождений обеспечивались за счет уменьшения давления на входе в дожимные компрессорные станции. Одним из наиболее экономически обоснованных решений для увеличения производительности скважин было снижение потерь давления при движении газа по стволу скважины за счет эксплуатации одновременно по центральной лифтовой колонне и кольцевому межтрубному каналу между лифтовой и эксплуатационной колоннами.

С 2005 года на скважинах Надым-Пур-Тазовского региона для повышения эффективности эксплуатации начали испытывать, а потом применять технологии удаления жидкости, в частности газлифт, плунжерный лифт, концентрический лифт на месторождении Медвежье. Эти технологии широко применяются за рубежом. В Газпром огромное внимание уделяется поиску и внедрению энергоэффективных экологически чистых технологий эксплуатации скважин, а также более технологически и экономически эффективных технологий реконструкции скважин. Обе задачи являются приоритетными для Газпром.

В 2008 г на месторождении Медвежье (скв722, 814) были начаты испытания технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам. Работы проводились по инициативе Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти Газпром при участии компаний Sumitomo Corporation (Япония) и ZEDi Inc. (Канада). При эксплуатации по концентрическим колоннам жидкость из скважины удаляется по центральной лифтовой колонне потоком газа или плунжерным лифтом. Необходимость в продувках отпадает. По межтрубному кольцевому каналу газ поступает из

скважины в газосборный коллектор без капельной жидкости. Таким образом, на многие годы отпадает необходимость проводить замены лифтовых колонн, а рабочий дебит поддерживается на максимально возможном уровне без технологических продувок.

Для оптимизации режима работы скважинах 722 и 814 в ранее установленные основные лифтовые колонны (ОЛК) DN168 были спущены ЦЛК из труб одного диаметра DN60. Все работы проводились с использованием традиционных технологий с глушением скважин. Как правило, такие работы занимают 1 месяц. Кроме того, необходимо 72 ч и более на отработку скважин перед подключением к шлейфу. Работы на этих двух скважинах были проведены в срок, однако скв.722 вышла на расчетный режим только через 10 мес из-за ухудшения фильтрационных свойств призабойной зоны скважины вследствие ее глушения.

В целом результаты испытаний по скважине № 814 признаны положительными. По скважине № 722 требуется проведение дополнительного анализа полученных данных.

Для осуществления спуска ЦЛК в скважину в условиях низких пластовых давлений наиболее оптимальным является применение технология без глушения скважины. Из опыта эксплуатации скважин № 722 и 814 сделан вывод о том, что интенсивный вынос механических примесей, наблюдавшийся вначале, через определенное время сводится к значениям, не превышающим допустимые технологическим режимом.

Перед переоборудованием скважины для эксплуатации концентрическими лифтовыми колоннами рекомендуется оснастить скважину системами телеметрии для получения наиболее достоверной геолого-технологической информации.

Для снижения капитальных затрат на переоборудование скважин под концентрический лифт можно предусмотреть возможность комплектование установки в кустовом варианте.



На основании опыта, накопленного в период испытаний и промышленного применения, в 2010-2011 годах Газпром ВНИИГАЗ по заданию Газпрома были разработаны Технические требования к внутрискважинному оборудованию, фонтанной арматуре и обвязке устья для эксплуатации скважин сеноманских залежей Надым-Пур-Тазовского региона по концентрическим лифтовым колоннам (Р Газпром 2-3.3-555-2011) и Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам (Р Газпром 2-3.3-556-2011).

В 2012 г на эксплуатацию по концентрической лифтовой колонне (КЛК) переведены скв.7193 и 7196 Ямбургского месторождения. Ремонт на этих скважинах затянулся на более длительные сроки. Кроме того, такие операции достаточно дорогие и приводят к длительным простоям скважин.

На основе промысловых исследований и опыта использования в течение пяти лет на двух скважинах месторождения Медвежье и двух скважинах Ямбургского месторождения в 2012-2013 годах, подтверждена возможность и эффективность технологии эксплуатации обводняющихся скважин сеноманских залежей по КЛК на поздней стадии разработки месторождений. Но при этом оставался открытым вопрос об эффективности реконструкции скважин, так как последствия ремонта значительно увеличивают риски снижения дебита, а высокая стоимость ремонта значительно снижает экономическую эффективность перевода скважин на аналогичные технологии.

С 2008 года Департамент по добыче газа, газового конденсата, нефти Газпром при непосредственном участии Газпром ВНИИГАЗ вели проработку вопросов по внедрению технологии установки длинномерной лифтовой колонны без глушения скважин с привлечением отечественных производителей. Стандартные колтюбинговые стальные трубы не подходят для эксплуатации сеноманских скважин из-за очень маленького диаметра, так как это приводит к очень большим потерям давления. Необходимо было использовать нестандартное оборудование.

В 2011 г Псковгеокабель совместно с НИП Дельта-Т в рамках Федеральной целевой программы по теме "Разработка, организация производства номенклатурного ряда шлангокабелей, полимерных армированных трубопроводов, технических средств и технологий их использования в нефтяной и газовой промышленности" подготовили и организовали производство номенклатурного ряда шлангокабелей, полимерных армированных трубопроводов. По предложению Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти Газпром, Псковгеокабель было разработано и изготовлено оборудование, предназначенное для проведения спускоподъемных операций полимерных армированных труб в газовые скважины без их глушения.

В настоящее время Псковгеокабель выпускает сталеполимерные трубы, аналогичные колтюбинговым, но в широком диапазоне диаметров. Сталеполимерная труба имеет гораздо больший ресурс работы (более 1000 спускоподъемных операций) по сравнению со стальной безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ) (до 100 спускоподъемных операций). Кроме того, грузонесущая сталеполимерная труба (ГСПТ) обладает рядом других достоинств: меньшим коэффициентом трения внешней поверхности о стенки НКТ или ствола скважины, а также жидкостей о ее внутреннюю поверхность, стойкостью к воздействию агрессивных растворов (кислот и щелочей), не подвержена коррозии.

Это достигается за счет создания конструкции гибкой грузонесущей полимерной трубы, стенки которой выполнены из сплошного слоя полимерного материала, внутри которого размещены продольные армирующие элементы в виде металлической ленты, уложенные под определенным углом к оси трубы, и поперечные армирующие элементы в виде двух противоположных металлических проволок, имеющих форму спирали. Труба может содержать дополнительную полимерную оболочку, под которой размещены токопроводящие изолированные жилы. Увеличение рабочего давления до предела текучести полимера достигается введением в стенку трубы

армирующих элементов в виде металлических проволок, лент или высокопрочных химических волокон.

Первые испытания грузонесущей трубы с внутренним диаметром 20 мм и наружным 38 мм и технология ее спуска без глушения скважины были проведены на скважинах Газпром добыча Ноябрьск. На Вынгапуровском месторождении технологию использовали для удаления водяного столба с помощью компрессора, на Комсомольском для удаления столба жидкости из скважины 1093 пластовым газом, на Западно-Таркосалинском провели освоение скважины 307 после капитального ремонта.

Грузонесущая труба диаметром 20 мм в основном может использоваться только при проведении работ, как и металлические длинномерные трубы во время ремонтов скважин (для промывки и размыва песчаных пробок, для освоения скважин, удаления гидратных и ледяных пробок). Они не могут использоваться в процессах эксплуатации скважин в качестве канала для подачи газа от пласта к устью скважины из-за малого проходного сечения, большого гидравлического сопротивления. Поэтому разработка и изготовление грузонесущей трубы для использования в качестве лифтовой целесообразны только с площадью проходного сечения на уровне не менее 20-30 см<sup>2</sup>.

В 2013 г в Псковгеокабель была разработана и изготовлена грузонесущая труба для использования в качестве центральной лифтовой колонны требуемого внутреннего диаметра (49 мм), что соответствует с некоторым приближением НКТ диаметром 60 мм. На ее основе была разработана длинномерная лифтовая колонна (ДЛК), которая включает специальные наконечники на нижнем и верхнем концах трубы.

Для первых испытаний ДЛК внутренним диаметром 49 мм на Уренгойском месторождении была выбрана скважина. 514, которая находится в промышленной эксплуатации более 30 лет, с 1981 года. В 2010 году из скважины был извлечен пакер и оставлена лифтовая колонна из труб DN168. За весь период работы из скважины добыто более 5,6 млрд м<sup>3</sup> газа. До спуска длинномерной лифтовой колонны на устье скважины использовалась

фонтанная арматура (г Баку), давление на устье составляло 1,4 МПа, температура – 3 С. Для периодического удаления жидкости скважину продували 1-2 раза в неделю.

Целями проведения испытаний на скважине 514 Уренгойского месторождения было:

- опробование технологии реконструкции скважины для перевода на эксплуатацию по ДЛК без глушения скважины;
- оценка возможности применения полимерной грузонесущей армированной трубы марки ТГ 49/73-115 производства Псковгеокабель в качестве ДЛК для удаления жидкости из скважины.

Для спуска был использован вновь разработанный мобильный комплекс для ремонта скважин МКРС-20, состоящий:

- из инжектора, предназначенного для спуска и подъема ДЛК в скважины;
- герметизатора (двухкамерный), предназначенного для герметизации ГСПТ по внешнему диаметру в целях предупреждения выбросов и открытых фонтанов при проведении работ;
- четырехплашечного превентора, предназначенного для герметизации устья скважин;
- приемно-отдающего устройства, предназначенного для приема и упорядоченной раскладки ГСПТ (различных диаметров) на барабан, а также равномерной отдачи ГСПТ с барабана;
- комплекса специальных приспособлений для оснастки грузонесущей трубы наконечниками, технологической штанги.

Перед спуском в скважину ДЛК фонтанная елка на ранее установленной фонтанной арматуре типа АФК6-150/100-21хл от коренной задвижки была демонтирована, а выше была смонтирована новая фонтанная елка АФ6-100/50-21хл с дополнительной секцией подвешивания и герметизации длинномерной лифтовой колонны производства ООО "Нефтегаздеталь", г. Воронеж.

Подвешивание сталеполимерной трубы в трубодержателе фонтанной арматуры производится с помощью верхнего наконечника СПТ49/73. Для замера межколонного затрубного и устьевых давлений на боковых отводах фонтанной елки предусмотрены инструментальные фланцы.

Спуск длинномерной лифтовой колонны (в качестве ЦЛК) без глушения, осуществленный на скв.514 Уренгойского месторождения, произведен без осложнений. В процессе спуска были выявлены некоторые недостатки в работе оборудования и намечены пути их устранения.

После спуска ЦЛК возле устья был смонтирован технологический комплекс управления режимом работы скважины, оборудованной ДЛК производства Вымпел, входные и выходные трубопроводы комплекса были подключены к отводам фонтанной арматуры и к выкидной линии от скважины. После подключения скважина 514 была введена в эксплуатацию с подачей газа в газосборный коллектор по ЦЛК и по межколонному пространству (МКП) в ручном и автоматическом режимах.

Работы по оборудованию скважины длинномерной лифтовой колонной заняли 6 суток, из них непосредственно спуск трубы, монтаж и демонтаж оборудования - 3 суток.

После подключения скважина 514 была введена в эксплуатацию с подачей газа в газосборный коллектор по ЦЛК и по межколонному пространству (МКП). Вынос жидкости из скважины происходит по центральной лифтовой колонне за счет автоматического управления дебитом газа. Для этого осуществляется непрерывный контроль расхода газа по всей скважине и из межколонного пространства. После внедрения технологии концентрического лифта скважина 514 работает в стабильном режиме и без остановок. Технологические продувки полностью прекращены.[13]

На сегодняшний день эксплуатируется пять скважин, оборудованных концентрическими лифтовыми колоннами (КЛК), в том числе на Медвежьем НГКМ - 2 скважины, Ямбургском НГКМ - две скважины, Уренгойском НГКМ - одна скважина. 814, 722 на месторождении Медвежье эксплуатируются с

использованием КЛК с октября 2008 года. В результате реконструкции скважины более пяти лет работают с максимально возможными рабочими дебитами без продувок.

В рамках комплексных программ реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа ОАО "Газпром" предусматривается проведение мероприятий, в том числе геолого-технических (газлифт, плунжерный лифт, концентрический лифт и др.), направленных на оптимизацию режимов работы скважин при аномально низких пластовых давлениях на поздних стадиях разработки месторождений. В связи с уменьшением давлений в пласте дебиты скважин будут ограничиваться из-за скоплений жидкости. Это значительное число скважин Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского, Вынгапуровского, Комсомольского, Западно-Таркосалинского и ряда других северных месторождений, которые продолжают эксплуатироваться по лифтовым колоннам диаметром 168 мм, оборудованным пакерами на стадии строительства или извлеченным в последние годы, и скважин, лифтовые колонны которых заменены колоннами диаметром 114 мм.

Потребуется постепенное переоборудование скважин лифтовыми колоннами меньших диаметров (89 или 73 мм), извлечение пакеров. Поэтому наиболее эффективным представляется оборудование этих скважин длинномерными лифтовыми колоннами без их глушения для минимизации негативного воздействия на призабойную зону и повышения экономической и технологической эффективности реконструкции скважин.

С использованием новой технологии могут быть решены вопросы эффективного удаления песчаных пробок из скважин, оборудованных пакерами, так как длинномерная лифтовая колонна может быть спущена на требуемую глубину ниже пакера в зону перфорации. В процессе эксплуатации скважин с использованием длинномерных лифтовых колонн, возможно будет изменять глубину ее спуска, производить замену труб трубами необходимого диаметра (49 или 62 мм), проводить эксплуатацию по концентрическим

лифтовым колоннам до последнего дня работы, вывода из эксплуатации и полной ликвидации.

На Медвежьем месторождении в результате установки концентрической лифтовой колонны произошло значительное сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу. До проведения испытаний скважины самозадавливались вследствие ограничения их дебита из-за выноса песка. Продувки ствола скважин проводились:

- для скважины № 722 - 1 раз в 8 дней при среднем расходе газа на продувку 23 тыс м<sup>3</sup>;

- для скважины № 814 - 1 раз в 7 дней при среднем расходе на продувку 25 тыс м<sup>3</sup> газа.

Прогнозная оценка технико-экономической эффективности применения системы КЛК на примере месторождения Медвежье показала, что прирост добычи по одной скважина 814 до конца разработки составит около 300 млн м<sup>3</sup> газа.

Одним из наиболее традиционных методов удаления конденсационной воды из скважины является установка лифтовых колонн меньшего диаметра. Однако у этого метода имеются существенные недостатки: выполнение капитального ремонта или реконструкции скважины для замены лифтовых труб является дорогостоящим мероприятием и дает только временный результат. По мере падения пластового давления и ухудшения продуктивных характеристик дебит скважины снова станет недостаточным для выноса жидкости и опять появится потребность в замене лифтовых колонн на меньший диаметр. Устранить все вышеописанные недостатки возможно посредством технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам.

В ходе промысловых испытаний концентрические лифтовые колонны хорошо себя проявили (на Медвежьем НГКМ - скв.722, 814, Ямбургском НГКМ - скв 7136, 7193, Уренгойском НГКМ - скв.514). После внедрения технологии концентрического лифта скважины работают с максимально возможными рабочими дебитами без продувок.

На основе рассмотренных примеров можно сделать вывод, что для достижения наибольшего эффекта необходимо применять технологии концентрического лифта.



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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Фоменко Игорю Константиновичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томск. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	-30% премии; 20% надбавки; 16% накладные расходы; 30% районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика разработки: - определение трудоемкости работ; - определение структуры работ; - разработка графика Гантта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: - амортизационные отчисления; - заработная плата; - отчисления на социальные цели; - накладные расходы
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение ресурсоэффективности

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

1. Матрица SWOT 2. Диаграмма Гантта 3. Основные показатели эффективности НИ
---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.04.2022
--	------------

#### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н.		28.04.2022

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Фоменко Игорь Константинович		28.04.2022

## **Введение**

Основная цель расчетов – экономическая оценка использования химического и физико-химического метода очистки призабойной зоны пласта. Эти методы, на практике, имеют наибольшую эффективность без экономических потерь.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование применения химического и физико-химического методов очистки призабойной зоны пласта.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- 1) Оценка коммерческого потенциала разработки.
- 2) Планирование научно-исследовательской работы;
- 3) Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- 4) Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **Потенциальные потребители результатов исследования**

В данной части раздела проводится анализ выбора реагентов для очистки исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор методов и технологий очистки ПЗП является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях большого количества эксплуатируемых объектов. Реагенты должны иметь высокое качество для эффективного воздействия на пласт с целью увеличения показателей ФЭС. А её использование должно быть экономически целесообразно.

Произведем сегментирование рынка по поставщикам вышеперечисленных ингибиторов:

«ПрогрессНефтеСервис» — это многопрофильная компания. Компания оказывает своим клиентам услуги по повышению нефтеотдачи пластов, обработке призабойных зон скважин, глушению скважин и транспортные услуги. «ПрогрессНефтеСервис» обладает уникальным технологическим оборудованием для приготовления различных химических композиций и составов с возможностью проведения обработок в промышленных масштабах, в различных погодных условиях надёжный поставщик услуг по строительству и ремонту нефтяных и газовых скважин, занимающая значимое место на рынке Томской области.

БСК «ГРАНД» выполняет работы «под ключ»: обустраивает строительные площадки, монтаж и демонтаж оборудования, предоставляет гарантийно-техническое обслуживание, выполняет ремонтные работы. Производственные подразделения компании «ГРАНД» ценятся заказчиками за точность и аккуратность работ, соблюдение требований экологии, ориентацию на качество. Надёжный поставщик химических составов для проведения различных работ на скважине.

		Ингибитор гидратообразования	
		Цементно-песчаная смесь	Предполимерного уретана
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	ООО «ПрогрессНефтеСервис»
	ООО "БСК "ГРАНД"

Составим карту сегментации рынка

Рисунок 17 – Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

Исходя из карты сегментирования, можно сделать вывод о том, что поставщик «ПрогрессНефтеСервис» имеет высокую долю влияния среди крупных на рынке поставок смесей для глушения. БСК «ГРАНД» следует уделить внимание объемам поставок материала для повышения конкурентоспособности на рынке крупных компаний и дальнейшего роста.

#### 4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ помогает методом сравнения оценить сильные и слабые стороны рассматриваемых способов отчистки призабойной зоны пласта, чтобы наиболее обосновано выбрать способ для дальнейшего проектирования. Наиболее часто один вариант не может обладать сразу всеми техническими и экономическими показателями в высшей степени, поэтому данный анализ позволяет выбрать тот вариант, который в целом обладает наивысшей конкурентоспособностью. Оценочная карта представлена в таблице 3.

В качестве объектов были рассмотрены методики проведения входного и текущего контроля в таких организациях:

Вариант 1 – ООО «ПрогрессНефтеСервис»

Вариант 2 – ООО «БСК Гранд»

Вариант 3 – ПАО «Транснефть»

Таблица 3 – Оценочная карта конкурентоспособности

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1.Удобство в эксплуатации	0,1	5	3	4	0,45	0,30	0,30
2.Энергоэкономичность	0,15	4	4	5	0,1	0,1	0,1
3.Надежность	0,1	5	4	2	0,05	0,05	0,10
4.Безопасность	0,15	4	3	2	0,14	0,12	0,11
5.Функциональная мощность	0,04	5	3	4	0,12	0,12	0,11
1.Цена	0,11	4	4	2	0,5	0,45	0,4
2. Конкурентоспособность	0,05	5	4	3	0,12	0,11	0,10

продукта							
3. Финансирование научной разработки	0,05	5	3	4	0,15	0,12	0,12
4. Срок выхода на рынок	0,14	5	4	4	0,15	0,12	0,10
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>42</b>	<b>32</b>	<b>30</b>	<b>1,78</b>	<b>1,49</b>	<b>1,44</b>

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j \quad (31)$$

где  $K$  – конкурентоспособность проекта;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_j$  – балл показателя.

Как видно из таблицы 2 анализ конкурентных технических решений показал, что вариант №1 ООО «ПрогрессНефтеСервис» является наиболее подходящим и является наиболее выгодным и эффективным. Проведение контроля является важным аспектом.

#### 4.1.2 SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (табл. 4).

Таблица 4 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1. Самая низкая цена в сравнении с другими методами борьбы с выносом механических примесей; С2. Удобен в транспортировке.	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1. Трудности в эксплуатации; Сл2. Требования в подборе необходимой концентрации; Сл3. Упрощение методов с помощью новых технологий
<b>Возможности:</b> В1. Предотвращение разрушения ПЗП В2. Предотвращение выноса взвешенных частиц из пласта при резком запуске		
<b>Угрозы:</b> У1. Изобретение новых более дешевых и прочных смесей, с высокой проницаемостью. У2. Изменение законодательства РФ		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Это соответствие или несоответствие помогают выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны проекта</b>				
		C1	C2	C3
Возможности	B1	+	+	+
	B2	+	0	+
Результаты B1C1C2C3, B2C1C3				
Угрозы	У1	+	+	-
	У2	0	+	+
Результат U1C1C2C3, U2C2C3				
<b>Слабые стороны проекта</b>				
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможности	B1	-	+	-
	B2	0	+	0
Результат B1Сл2, B2Сл2				
Угрозы	У1	0	+	+
	У2	+	+	-
Результат U1Сл1Сл3, U2Сл1Сл2				

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT (табл. 6).

Таблица 6 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны проекта:</b></p> <p>С1. Самая низкая цена в сравнении с другими методами борьбы с выносом механических примесей;</p> <p>С2. Удобен в транспортировке.</p> <p>С3. Использование технологии в разных видах скважин</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b></p> <p>Сл1. Трудности в эксплуатации;</p> <p>Сл2. Требования в подборе необходимой концентрации;</p> <p>Сл3. Упрощение методов с помощью новых технологий</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Предотвращение разрушения ПЗП</p> <p>В2. Предотвращение выноса взвешенных частиц из пласта при резком запуске</p>	<p>1. Увеличение эффективного радиуса скважины.</p> <p>2. Проведение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии.</p>	<p>1. Поиск заинтересованных лиц.</p> <p>2. Проведение дополнительных исследований для изучения объекта воздействия.</p> <p>3. Упрощение методов с помощью новых технологий.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Изобретение новых более дешевых и прочных смесей, с высокой проницаемостью.</p> <p>У2. Изменение законодательства РФ</p>	<p>1. Увеличение конечной нефтеотдачи.</p> <p>2. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве.</p>	<p>1. Замена текущего оборудования и расходных материалов более дешевыми.</p> <p>2. Повышение квалификации кадров.</p>

В результате проведения SWOT-анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем технология, применяемая на предприятии. Из недостатков можно выделить высокую стоимость и негативное воздействие на окружающую среду. Достоинства заключаются в высокой эффективности и актуальности



## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Научный руководитель Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ накопленного опыта применения	Научный руководитель Инженер
	6	Подбор оптимальных параметров	Инженер
	7	Оценка прироста дебита нефти	Научный руководитель Инженер

Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Научный руководитель Инженер
Оформление комплекта документации ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости  $t_{ожі}$  определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (32)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой  $i$ -ой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (33)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожи}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой.

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (34)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Таблице 8 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	Т <sub>к</sub> , кал. дн.
	t <sub>min</sub> , чел-дн.	t <sub>max</sub> , чел-дн.	t <sub>ож</sub> , чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,4	Р	2,4	4,1
Выбор направления исследований	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Изучение нормативно-технической базы	5	8	6,2	И	3,1	4,6
Изучение закономерностей фильтрации флюидов в ПЗП	20	25	22	Р, И	22	32,5
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6

Составление пояснительной записки. Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
Социальная ответственность	10	20	14	И	14	20,1
Заключение, презентация	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
					64,5	96,7

Р – научный руководитель, И- инженер

На основании таблицы 8 строится календарный план - график. График строится в рамках инженерного проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени проектирования (таблица 9).

Таблица 9 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работы	Исполнители	T <sub>к</sub> , дней	Продолжительность выполнения работ												
			февраль		март			апрель			май				
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2			
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4	█												
Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	2	█	█											
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	18		█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2													
Изучение нормативно-технической базы	Инженер	4													
Изучение закономерностей фильтрации в ПЗП	Руководитель, Инженер	38													
Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4													
Социальная ответственность	Инженер	6													
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер	4													
Составление пояснительной записки	Инженер	18													

Руководитель	инженер
█	█

### 4.2.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- 1) материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- 2) затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- 3) основная заработная плата исполнителей темы;
- 4) дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- 5) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) накладные расходы НИР.

#### 4.2.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при получении образца, нанесенного с покрытием Zr-Y-O. Результаты расчета затрат представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Материальные затраты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Соль 7%	677,95	52 кг.	35253,4
Разрушитель геля	559,67	14 кг.	7835,38
ПАВ	490,87	429 л.	210583,23
Геллянт	524	246 л.	128904
Буфер	615	900 л.	553500
Итого:			936076,01

#### Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной

аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Реализация ГРП требует также определенных затрат на оборудование для проведения технологии. Для расчета расходов на аренду специального оборудования для реализации выбранного метода интенсификации притока потребуется нормативное время проведения операции, количество необходимого оборудования и стоимость одного часа проката оборудования.

Таблица 11 - Специальное оборудование для экспериментальных работ

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Стоимость одного часа проката, руб.	Сумма, руб.
Насос	2	3276	212284,8
Спец.арматура устья	1	3190	103356
Блок телеметрии	1	3677	119134,8
Цистерна для реагентов 75 м <sup>3</sup>	3	3652	354974,4
Блок манифольдов	1	2967	96130,8
Бункер под гравий 40т	2	4276	277084,8
Блендер	1	3456	11974,4
Кроссовер, промывочная труба	1	3286	106466,4
<b>Итого</b>			1281406,4

#### 4.2.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата  $Z_{осн}$  одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{он} \cdot T_p, \quad (35)$$

где  $Z_{\text{он}}$  – среднедневная заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 12).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\text{он}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (36)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $F_o$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня –  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней –  $M = 10,3$  месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{он}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (37)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_o) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.} \quad (38)$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_o) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.}, \quad (39)$$

где  $Z_{\text{мс}}$  – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;  $k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равен 0,3;  $k_o$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;  $k_p$  – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 12 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 13 - Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{тс}$ , руб	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$ , руб	$Z_{дн}$ , руб	$T_{р}$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	54	115954
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	94	163851,4
Итого:								279805,4

**Дополнительная заработная плата определяется по формуле:**

– для руководителя:

– для инженера:  $Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 115954 = 17393,1 \text{ руб.}$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

**Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)**

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (115954 + 17393,1) = 40167,93 \text{ руб.} \quad (40)$$



Для инженера:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}}(Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (163851 + 24577,665) = 56528,60 \text{ руб} \quad (41)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

#### 4.2.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, учебную литературу, основную и доп. заработные платы, отчисления на соц. нужды. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице 13, и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 13 – Статьи затрат

Статьи затрат	Сумма, руб.
Аренда специального оборудования	1281406,4
Материалы	936076
Заработная плата	279805,4
Доп. Заработная плата	41971,065
Страховые взносы	96696,53
Общая сумма	2635955,4

#### Определение ресурсоэффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. Электропривод асинхронный
2. Электропривод с фазным пуском

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (42)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{2635955,4}{5000000} = 0,52 \quad (43)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{5000000}{5000000} = 1 \quad (44)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{4000000}{5000000} = 0,8 \quad (45)$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР ( $I_{pi}$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 14)

Таблица 14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	Бальная оценка системы исполнения 1	Бальная оценка системы исполнения 2
1. Безопасность при использовании установки	0,2	5	5	5
2. Стабильность работы	0,2	5	5	5
3. Технические характеристики	0,3	4	5	3

4. Ремонтпригодность	0,15	4	4	3
5. Простота эксплуатации	0,15	4	4	4
Итого:	1	4,4	4,55	3,95

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,4;$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,55;$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 = 3,95$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}} \quad (46)$$

$$I_{исп1} = 5,5$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} = \frac{4,55}{5,5} = 0,83$$

Таблица 15 - Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,52	1	0,8
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,55	3,95
3	Интегральный показатель эффективности	5,5	4,55	4,25
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,71

## **Заключение**

На основании сформулированных целей раздела, делаем следующие выводы:

- 1) Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;
- 2) При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей;
- 3) Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 2635955,4 руб.

По факту оценки эффективности ИР, делаем следующий вывод:

Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,52. Данное значение является основанием для утверждения о том, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Фоменко Игорю Константиновичу

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

Тема ВКР:

<b>ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА</b>	
<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>Объект исследования: методы и технологии очистки призабойной зоны пластов – коллекторов.</p> <p>Область применения: газовые эксплуатационные скважины.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия.</p> <p>Климатическая зона: особая, IV</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: противовыбросовое оборудование, ручной инструмент, гидравлические ключи.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: монтаж и расстановка бригадного оборудования, спускоподъемные операции, опрессовки оборудования под большим давлением (до 90 Мпа), закачка агентов воздействия на объект загрязнения.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 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>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны;</li> <li>2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>3. Повышенный уровень шума;</li> <li>4. Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны в</li> </ol>

	<p>ночное время суток. Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся и вращающиеся детали и узлы оборудования;</li> <li>2. Химические реагенты;</li> </ol> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: костюм для защиты от нефтепродуктов из смешанных или из огнестойких тканей, защитная каска, обувь с жестким подноском, очки защитные, перчатки с полимерным покрытием, СИЗОД.</p>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<p>Атмосфера: выбросы газа; Гидросфера: загрязнение вод кислотами, тампонажными растворами, нефтепродуктами. Литосфера: химическое воздействие на почву, загрязнение нефтепродуктами.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b>	<p>Возможные ЧС: выброс газа, возгорание ГСМ, разливы нефтепродуктов, нарушение герметичности емкостей с буровыми растворами и химическими реагентами. Наиболее типичная ЧС: взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.04.2022
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева Ирина Леонидовна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Фоменко Игорь Константинович		

## **5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

В данном разделе более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в нефтегазовой отрасли, в частности, в сфере эксплуатации и обслуживания объектов добычи газа.

Сущностью проекта ВКР является выбор и обоснование технологий очистки призабойной зоны пласта, являющейся важнейшим элементом в системе добычи углеводородов.

Областью применения разрабатываемых решений являются газовые эксплуатационные скважины. Объектом исследования выступают методы и технологии очистки призабойной зоны пластов – коллекторов. Потенциальные потребители - компании, специализирующиеся на добыче углеводородного сырья.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: монтаж и расстановка бригадного оборудования; спускоподъемные операции; опрессовки оборудования под большим давлением (до 90 Мпа); закачка агентов воздействия на объект загрязнения.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: противовыбросовое оборудование, ручной инструмент, гидравлические ключи.

Работы выполняются круглогодично в особой климатической зоне (IV).

Технологические операции по очистке призабойной зоны выполняются в полевых условиях, на кустовой площадке вблизи скважин, на открытом воздухе.

Объекты нефтяной и газовой отрасли отличаются наличием вредных и опасных производственных факторов. По этой причине роль социальной направленности в работе крайне важна и актуальна.

### **1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

При осуществлении трудовой деятельности между работником и работодателем заключается трудовой договор, в котором прописываются обязанности сторон, ответственность, а также права работника. Документом, определяющим трудовые отношения между работником и работодателем, является трудовой кодекс.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, N 197 - ФЗ каждый работник имеет право на [14]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Работа на объектах добычи нефти и газа характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются статьёй 298 ТК РФ [15].

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

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

## **2 Производственная безопасность**

При проведении работ по очистке ПЗП скважин, работники подвержены множеству вредных и опасных производственных факторов.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы.



Классификация» [16]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ по очистке призабойной зоны пласта

Вредные и опасные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
Повышенная или пониженная температура воздуха	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Повышенный уровень общей вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
Недостаточная освещенность рабочей зоны в ночное время	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
Движущиеся и вращающиеся детали и узлы оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
Химические реагенты	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. СП 12.13130.2009 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ПОМЕЩЕНИЙ, ЗДАНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК ПО ВЗРЫВПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ.

## 5.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

### Повышенная запыленность рабочей зоны

С целью предотвращения разливов пластового флюида кустовые площадки оборудуются обваловкой. Обваловка представляет из себя песочную насыпь по периметру кустовой площадки. При сильном ветре может происходить попадание песка в носовую полость сотрудников, обслуживающих скважины на кустовой площадке. Песок, попадающий в лёгкие, будет в дальнейшем негативно сказываться на здоровье рабочего.

Согласно п.3 ГОСТ 12.1.005-88 Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих. Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. К таковым могут

относиться сигнализаторы, подающие знак о превышении предельно допустимой концентрации газов в воздухе. Данные значения представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны [17]

Наименование вещества	ПДК, мг\м <sup>3</sup> (Рабочей зоны)
Окислы азота (в перерасчете на O <sub>2</sub> )	5
Окись углерода	20
Углеводороды предельные C1-C10	300
Пентан	200
Соляная кислота	5
Метанол	5

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны подлежит систематическому контролю для предупреждения возможности превышения предельно допустимых концентраций - максимально разовых рабочей зоны (ПДК<sub>мр.рз</sub>) и среднесменных рабочей зоны (ПДК<sub>сс.рз</sub>) [17].

Чтобы минимизировать попадание вредных веществ необходимо использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания.

### **Превышение уровней шума**

На кустовой площадке, при проведении технологических операций со скважинами, могут находиться машины бригады капитального ремонта скважин (КРС), а также различные агрегаты для ОПЗ. Все эти машины и агрегаты являются источником шума. В СП 51.13330.2011 указано, что предельно допустимый уровень шума равняется 95 дБ, но при работе насосных агрегатов достигается значение в 100 дБ. В связи с этим в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты органов слуха: накладные наушники или беруши.

Вертолёт, которые доставляют рабочих на месторождения, являются источником повышенного шума. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает допустимое значение.

В результате воздействия шума снижается слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца.

Для защиты органов слуха необходимо использовать наушники или противοшумные вкладыши согласно СП 51.13330.2011 [18].

### **Повышенный уровень общей вибрации**

При действии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, вестибуловегетативная неустойчивость.

Норма уровня вибрации составляет 92 дБ при частоте 63 Гц согласно ГОСТ 12.1.012-90 [19]. Используемый при обработке забоев скважин цементировочный агрегат ЦА-320 может оказывать повышенную вибрацию на моториста. Основными мерами снижения уровня вибрации являются: виброизоляция источника от рабочего места, для этого на пути распространения вибрации устанавливают виброизоляторы из материалов с большим внутренним трением, профилактика, заключающаяся в контроле за вибрационными параметрами и проведении планового предупредительного ремонта оборудования.

### **Повышенная или пониженная температура воздуха**

Ухудшению самочувствия рабочего способствует отклонение показателей климата. Наиболее распространенные патологии, возникающие при воздействии климатических факторов: болезни органов дыхания, острые респираторные инфекции, болезни органов кровообращения, эндокринной, мочевыделительной системы, травмы (отморожения). Чаще страдают лица трудоспособного возраста, работающие на открытом воздухе в холодный период года.

Мероприятия по очистке ПЗП производят на открытом воздухе. В зимний период времени температуры варьируются в пределах от минус 25°С до

минус 50°C. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

– запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;

– при температуре наружного воздуха ниже минус 25°C работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С.

Работы приостанавливают при определенных температурах и скоростях ветра в холодное время года. Таблица 18 отражает метеорологические условия, при которых останавливают работы.

Таблица 18 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

В темное время суток рабочая зона должна быть освещена для избегания травм рабочих. Наиболее распространенные травмы – ушибы мягких тканей и переломы. Также, за счет недостаточности освещенности, происходит ухудшение остроты зрения.

Фонари и прожектора используют как осветительные приборы. Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности не ниже 10 люксов [20]. Поэтому мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

## 5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

### Химические реагенты

При проведении различных технологических операций со скважиной могут применяться химические агрессивные вещества, которые могут нанести вред здоровью рабочего персонала (табл.19). Воздействие данных химических веществ может вызвать ухудшение самочувствия, травмы слизистой, глаз и прочих органов чувств человека. Реагенты на углеводородной основе вызывают покраснение слизистых оболочек глаз, головную боль, головокружение, боли в области сердца, а реагенты на основе метанола при приеме внутрь могут привести к слепоте и смерти.

Таблица 19 – Характеристики вредных веществ, применяемых в процессе выполнения работ.

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензол	15	2
Сероводород H <sub>2</sub> S	10	2
Нефть	10	3
Серы диоксид SO <sub>2</sub>	10	3
Сероводород в смеси с углеводородами	3	3
Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	300	4
Оксид углерода CO	20	4
Сера	6	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4

В случае работ с применением хим. реагентов, работник, перед проведением операции, должен пройти специальный инструктаж по мерам безопасности при работе с ядовитыми и легковоспламеняющимися веществами. При работе с химическими реагентами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, техники безопасности, а также обязательно использовать СИЗ. Спецодежда должна противостоять химреагентам.

### Движущиеся и вращающиеся детали и узлы оборудования

Это самый распространённый вид опасности. Возможны как обычные ушибы, так и летальный исход. В процессе обработки призабойной зоны, необходимо постоянно совершать спуско – подъемные операции на скважине. При этом применяя пневматическое и гидравлическое оборудование. Наиболее

часто происходят травмы при использовании гидравлических ключей. Зачастую, причиной травматизма является несоблюдение правил безопасности.

Чтобы обезопасить работу человека применяют: предупредительные знаки, предохранительные устройства, сигнализацию, защитные кожухи и барьеры. Также обязательно применение средств индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **Защита атмосферы**

Основным источником загрязнения атмосферы являются выбросы газа и вредных веществ, получаемые при аварийных ситуациях. Причины аварий заключаются в неисправностях оборудования, некачественном строительстве или ремонте оборудования, а также несоблюдении техники безопасности.

Мероприятия по защите атмосферы: защита от коррозии оборудования; разработанный план действий при аварийной ситуации; ликвидация аварий аварийными службами.

Чистоту атмосферы можно достичь путем сокращения выбросов газа и обезвреживанием вредных веществ, выбрасываемых с основным газом.

#### **Защита гидросферы**

Разлив нефти, химических реагентов, применяемых при ОПЗ, или утилизация остатков реагентов негативно влияют на состав поверхностных вод.

При разливе нефти на воде образуется пленка, которая препятствует воздушному обмену.

Пути загрязнения природных вод:

- При некачественном цементировании скважины или ее негерметичности, могут возникнуть перетоки по затрубному пространству химических реагентов с последующим попаданием в природные воды;

- Из-за отсутствия гидроизоляции производственных площадок может произойти загрязнение грунтовых вод.

Таким образом, следует не допускать разлива нефти и химических реагентов, чтобы не допустить загрязнения поверхностных и подземных вод.

### **Защита литосферы**

Загрязнение почв нефтью или химическими реагентами приводит к экологическому ущербу, т.е. снижается продуктивность лесов и ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Поэтому следует проводить рекультивацию земель.

Рекультивацию загрязненных земель по трассам трубопроводов выполняется следующим образом:

На первом этапе происходит сбор пролитых нефтепродуктов, срез слоя почвы толщиной 0,2 – 0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ;

Второй этап рекультивации заключается в поверхностном внесении минеральных удобрений и посеве многолетних трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов достигается за счет следующих действий:

- Аварийное отключение насосных агрегатов;
- Прокладка трубопроводов, через автомобильные дороги, в кожухах;

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На производственном объекте возможны чрезвычайные ситуации (ЧС) техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. При проведении обработки ПЗП могут возникнуть следующие возможные чрезвычайные ситуации: выброс газа при негерметичности оборудования; возгорание ГСМ; разливы нефти; нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов.

Наиболее вероятной ЧС может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. Несоблюдение правил эксплуатации оборудования может привести к нарушению его герметичности. При контакте с

воздухом образуется взрывоопасная смесь, которая может воспламениться при малейшей искре.

Согласно классификации по виду горючего материала, в этом случае, класс пожара В1. Для таких случаев агрегаты оборудуются противопожарным оборудованием, включающим в себя огнетушитель и систему подвода углекислоты.

Для предотвращения данной ситуации необходимо проверять герметичность сальниковых и фланцевых соединений, запорных устройств, находящихся на кустовых площадках и в помещениях, не реже 1 раза в смену.



## **Вывод**

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы разрабатываемого объекта ВКР. Рассмотрен вопрос охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.

Согласно постановлению РФ от 31.12.2020 № 2398, объекты добычи сырой нефти и природного газа оказывают негативное воздействие на окружающую среду и относятся к объектам I категории.

Согласно приложению № 5 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 № 534, объекты добычи нефти и газа относятся к классу взрывоопасности – зона 0.

Наиболее часто возникающими ЧС, в процессе разработки объектов добычи нефти и газа, являются пожары.

Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, при проведении работ на скважине, относится к В1.

Категория помещений по электробезопасности согласно ПУЭ: II группа - «Помещения с повышенной опасностью».

Группа персонала по электробезопасности, согласно правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, не ниже II группы.

Категория тяжести труда – III.

В соответствии фактических значений потенциально возможных факторов нормативным значениям, разработаны мероприятия по уменьшению их воздействия на людей и окружающую среду.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе предложены технологии очистки призабойной зоны пласта и геолого-физические условия их применения. ПЗП является важным элементом системы «пласт-скважина». Из-за различных физико-химических процессов, происходящих в ПЗП, и нарушения механического равновесия происходит ухудшение проницаемости, что в свою очередь негативно сказывается на продуктивности скважин. Поэтому необходимо тщательно изучать геолого-физические условия применения технологий очистки и уделять должное внимание причине загрязнения ПЗП. Технологии, направлены на устранение различных причин загрязнения. Наиболее универсальной и эффективной технологией считается технология концентрического лифта. Для максимизации эффекта от применения технологии необходимо их адаптировать для конкретных условий.

Таким образом, важно поддерживать ПЗП в «чистом» состоянии, чтобы обеспечить равномерный приток флюида к забою скважины. Стоит отметить, что в призабойной зоне фильтрационные свойства изменяются с момента разбуривания скважины и в процессе всего периода эксплуатации.

Рассчитана экономическая эффективность по применению различных технологий очистки и интенсификации притока. Все рассмотренные технологии оказались экономически рентабельными. Выручка, полученная от реализации дополнительно добытого газа, в десятки раз превышает затраты на проведение технологий очистки.

Представленные меры производственной безопасности при выполнении работ по очистке ПЗП, соответствуют условиям эксплуатации опасных производственных объектов. Рекомендованы мероприятия, которые позволят снизить риск наступления ЧС.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андаева Е.А. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин / Е.А. Андаева, Л.С. Сидоров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. - №9. – С. 41-45.
2. Иванников В.И. Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. - №4. –С. 56-60.
3. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
4. Силин М.А. Технологические жидкости для решения проблем, возникающих при кислотных обработках добывающих и нагнетательных скважинах / М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.Н. Мариненко, М.Д. Пахомов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №2. – С. 26–30.
5. Назаров С.Н. Приток газа к скважине с песчаной пробкой на забое / С.Н. Назаров, О.Б. Качалов // Известия вузов, серия «Нефть и газ». - 1966. - №2. С. 24-26.
6. А. А. Андрижиевский. Механика жидкости и газа. М.:Вышэйшая школа, 2014
7. Анатолий Маслов. Динамика вязкого газа, турбулентность и струи. М.:Новосибирский государственный технический университет, 2010
8. Бабаян Э. В. Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление. Учебное пособие./Э. В. Бабаян. -М.: Инфра-Инженерия, 20
9. Мордвинов А.А., Захаров А.А., Миклина О.А., Полубоярцев Е.Л. Устьевое оборудование фонтанных и нагнетательных скважин: Методические указания.– Ухта: УГТУ, 2004.– 31 с.; ил. 17.

10. Петров И.А. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи / И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М. Дрофа // Георесурсы. – 2010. - №33. С. 7-10.
11. Гимаев Т.Ф. Устройство промывочное скользящее (УПС) // Инженерная практика. – 2017. - №8. – 104 с.
12. Р.А. Гасумов Анализ причин выноса песка при эксплуатации сеноманских газовых скважин Уренгойского ГКМ Строительство газовых и газоконденсатных скважин. - М.: ВНИИГаз, 1996. - С. 34-41.
13. Точигин А.А., Одишария Г.Э. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. Газпром ВНИИГАЗ; Ивановский государственный энергетический университет, 1998. - 400 с.
14. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021).
15. «Трудовой кодекс Российской Федерации» Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
16. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
17. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
18. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
19. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
20. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
21. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
22. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей среды.

23. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".
24. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
25. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
27. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
28. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
29. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
30. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
31. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.