

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ            ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ            РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>

УДК 622.279.51

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Рыжкова Лада Александровна		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2022 г.

**Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное критическое мышление и	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 и	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 и	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
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	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	на основе принципов образования в течение всей жизни	<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	<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 направлению профессиональной деятельности</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	на основе научно-технической идеи	

#### 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 общепрофессиональные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических,	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

	экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности

Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью
------------------------------	--	---

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

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

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



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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Рыжкова Лада Александровна

Тема работы:

Обеспечение устойчивых технологических режимов работы газовых скважин на поздней стадии разработки месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68–66/с от 09.03.2022

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Описание геолого-промысловых условий разработки газовых залежей. Геологические особенности разработки сеноманской залежи. Характеристика действующего фонда сеноманских скважин. Причины снижения производительности газовых скважин на поздней стадии разработки. Проблема самозадавливания газовых скважин. Регулирование технологического режима работы скважин на основе промысловых данных. Методы снижения обводненности газовых скважин.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ особенностей поздней стадии разработки газовых месторождений	
Современные технологические подходы к эксплуатации обводняющихся газовых скважин	
Формирование модели вертикальной газовой скважины для X нефтегазоконденсатного месторождения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Рыжкова Лада Александровна		10.03.2022

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВГК** – водогазовый контакт;
- ВД** – воронка депрессии;
- ВИР** – водоизоляционные работы;
- ГДИС** – гидродинамические исследования скважин;
- ГДМ** – гидродинамическая модель;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- ГКМ** – газоконденсатное месторождение;
- ГКС** – газовая компрессорная станция;
- ГСС** – газосборная сеть;
- ДКС** – дожимная компрессорная станция;
- КИГ** – коэффициент извлечения газа;
- КРС** – капитальный ремонт скважины;
- ЛК** – лифтовая колонна;
- МКП** – межколонное пространство;
- МФП** – многофазный поток;
- НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;
- НКТ** – насосно-компрессорная труба;
- НУП** – низкие устьевые параметры;
- ОЛК** – основная лифтовая колонна;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- УВ** – углеводороды;
- УК** – устьевой комплекс;
- УКПГ** – установка комплексной подготовки газа;
- ФА** – фонтанная арматура;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ЦЛК** – центральная лифтовая колонна.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 137 страниц, в том числе 46 рисунков, 34 таблицы. Список литературы включает 45 источников.

Ключевые слова: газовые скважины, сеноманская залежь, обводненность, самозадавливание скважин, поздняя стадия разработки.

Объектом исследования являются месторождения природного газа, находящиеся на поздней стадии разработки.

Цель исследования – комплексный подход к эффективной эксплуатации газовых скважин в условиях снижения производительности на поздней стадии разработки месторождений для обеспечения более высокой конечной углеводородоотдачи продуктивных пластов.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы особенности поздней стадии разработки месторождений, причины снижения производительности газовых скважин на данной стадии, а также наиболее эффективные методы и технологии эксплуатации обводняющихся скважин, способствующие обеспечению устойчивого режима работы действующего фонда скважин.

Область применения: газовые месторождения, добывающие скважины.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	17
1 АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	19
1.1 Описание геолого-промысловых условий разработки газовых залежей .....	22
1.2 Геологические особенности разработки сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.....	29
1.3 Характеристика действующего фонда сеноманских скважин.....	29
1.4 Причины снижения производительности газовых скважин.....	29
1.5 Самозадавливание газовых скважин.....	35
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	40
2.1 Проблема самозадавливания сеноманских газовых скважин.....	40
2.2 Регулирование технологического режима обводняющихся скважин на основе промысловых исследований.....	43
2.3 Методы снижения обводненности газовых скважин.....	48
2.3.1 Методы, уменьшающие поступление воды.....	48
2.3.2 Газодинамические методы.....	51
2.3.3 Физико-химические методы.....	56
2.3.4 Механизированные методы.....	58
3 ФОРМИРОВАНИЕ МОДЕЛИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	69
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75

4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	75
4.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования .....	75
4.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	76
4.1.3	Оценка при помощи технологии QuaD .....	78
4.1.4	SWOT-анализ.....	80
4.2	Планирование научно-исследовательских работ.....	84
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	84
4.2.2	Определение трудоёмкости выполнения работ и разработка графика проведения .....	86
4.3	Бюджет научно-технического исследования .....	90
4.3.1	Расчет материальных затрат научно-технического исследования	90
4.3.2	Расчет затрат на амортизационные отчисления .....	91
4.3.3	Основная заработная плата исполнителей .....	92
4.3.5	Накладные расходы .....	94
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	96
4.4	ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ .....	98
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	101
5.1	Правовые и организационные вопросы.....	101
5.2	Производственная безопасность .....	102
5.2.1	Анализ источников вредных производственных факторов .....	104
5.2.2	Анализ источников опасных производственных факторов.....	107
5.3	Экологическая безопасность .....	111
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	114

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	122



## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наблюдается активное развитие мирового газового рынка – значительный рост темпов добычи и объемов потребления природного газа. Обладая крупнейшими в мире запасами газа и развитой газодобывающей промышленностью, Россия занимает лидирующую позицию в мировой добыче углеводородов (УВ): согласно оценке British Petroleum за 2020 год, доля нашей страны составила более 16% в мировом производстве газа [1]. По актуальной сводке Министерства энергетики в 2021 году в России было добыто 762,8 млрд кубометров газа, что на 10% превосходит показатель годичной давности [2].

Значительный вклад в добычу газа вносят уникальные месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, которые на сегодняшний день находятся на завершающей стадии добычи ценного УВ сырья. Данный период разработки месторождений характеризуется значительным снижением пластовых и устьевых давлений, высокой обводненностью и, как следствие, падающими показателями добычи и низкой эффективностью извлечения природного газа из залежей. Особенно остро стоит проблема «самозадавливания» газовых скважин, вызванная скоплением жидкости на забое. Это осложнение заставляет промысловых инженеров совершенствовать технологию эксплуатации скважин для максимизации добычи газа: приоритетной задачей стала необходимость внедрения новых технических решений для повышения эффективности и экономической рентабельности процесса добычи.

Актуальность данной работы: востребованность извлечения низконапорного газа месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, путем регулирования технологического режима работы обводненных газовых скважин, а также с помощью использования новейших научно-технических достижений для улучшения технико-экономических показателей разработки, создания условий для долговременной эксплуатации скважин и оборудования в целях достижения проектной газоотдачи.

Цель: комплексный подход к эффективной эксплуатации газовых скважин в условиях снижения производительности на поздней стадии разработки месторождений для обеспечения более высокой конечной углеводородоотдачи продуктивных пластов.

Задачи:

– Проанализировать особенности поздней стадии разработки газовых месторождений.

– Проанализировать современное состояние существующих технических и технологических решений по предупреждению самозадавливания скважин.

– Произвести моделирование вертикальной газовой скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения в программном комплексе PIPESIM на основе актуальных промысловых данных.

## **1 АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Газовое месторождение представляет собой совокупность промышленных, т.е. рентабельных для разработки, залежей природного газа, приуроченных к единой геологической структуре. На территории России история разведки и разработки месторождений природного газа началась с первой половины XX века. Одним из первых газовых месторождений стало Седьелское, расположенное на севере европейской части России, к юго-востоку от города Ухта [3]. Месторождение было открыто 4 июня 1935 года группой ухтинских геологов под руководством их руководителя Андрея Яковлевича Кремса, промышленная разработка взяла начало в 1942 году: первоначальный дебит скважинной продукции составлял 1 млн м<sup>3</sup> в сутки [4]. Данное открытие имело большое значение: на территории страны широко развернулись геологоразведочные работы на залежи УВ сырья.

Последующие десятилетия охарактеризовались стремительным развитием газовой промышленности России, в частности территории Западной Сибири (рисунок 1).

Благодаря огромному объему работ, выполненному в прошлом столетии, были открыты месторождения-гиганты, такие как Медвежье, Уренгойское и Ямбургское НГКМ, которые по официальной классификации [5] относятся к уникальным по величине начальных извлекаемых запасов газа (>300 млрд м<sup>3</sup>).

Введенные в эксплуатацию в 60-80х годах XX века, данные месторождения пережили последовательно сменяющие друг друга стадии интенсивного роста и стабилизации объемов добычи газа и на сегодняшний день находятся на стадии падающей добычи.

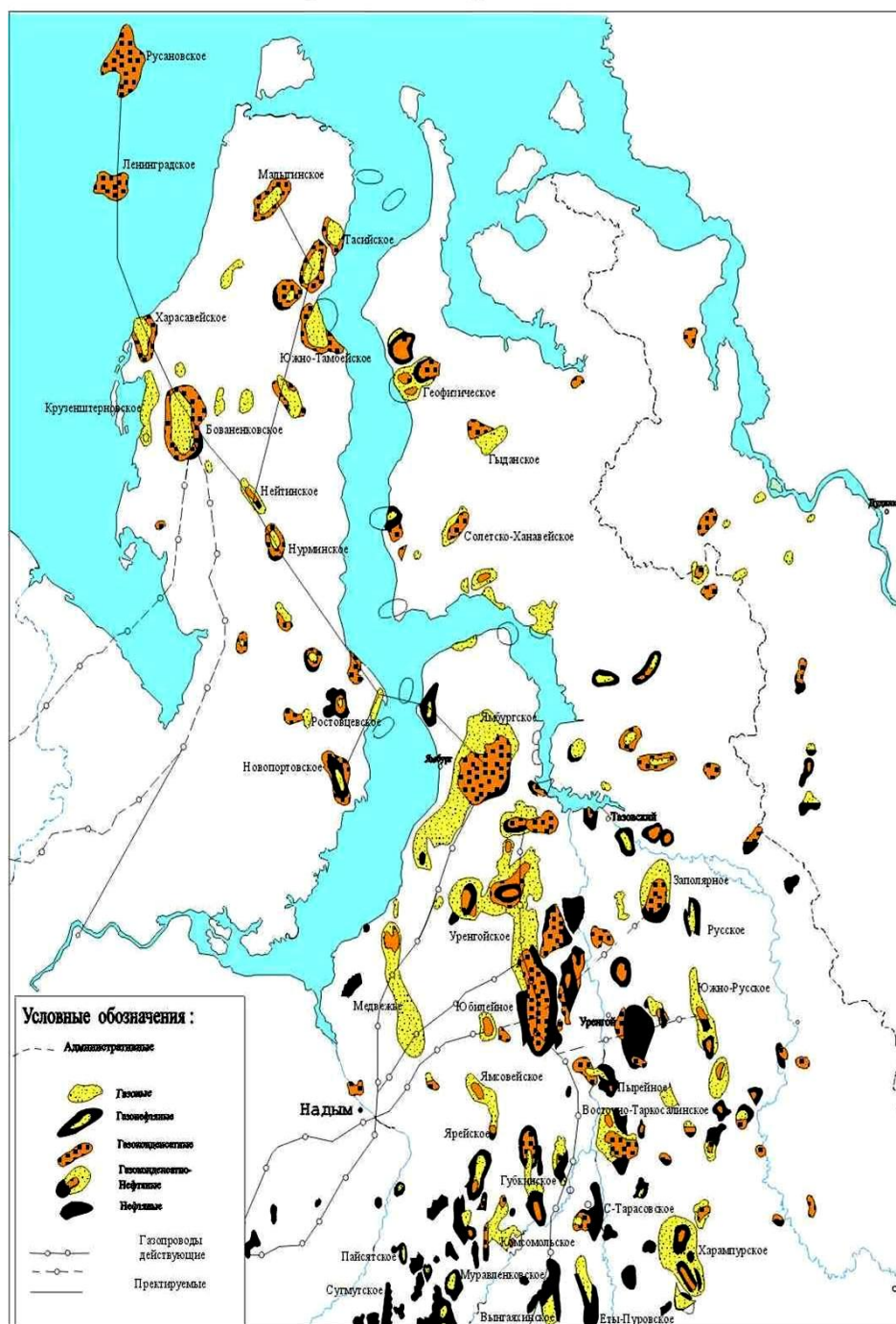


Рисунок 1 – Обзорная карта нефтегазоносности севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Период падающей добычи является достаточно емким понятием и означает стадию разработки, характеризующуюся определенными изменениями технологических и технико-экономических факторов:

1. Текущая (среднегодовая), общая (накопленная) добыча газа, средневзвешенное пластовое и забойное давления существенно снижаются (рисунок 2).

2. Подтягивание положения водогазового контакта (ВГК) к интервалам перфорации.

3. Снижение коэффициента извлечения газа (КИГ).

4. Уменьшение числа добывающих скважин эксплуатационного фонда, перевод скважин в бездействующий фонд.

5. Уменьшение себестоимости продукции, сопровождаемое ростом капитальных вложений и эксплуатационных расходов.

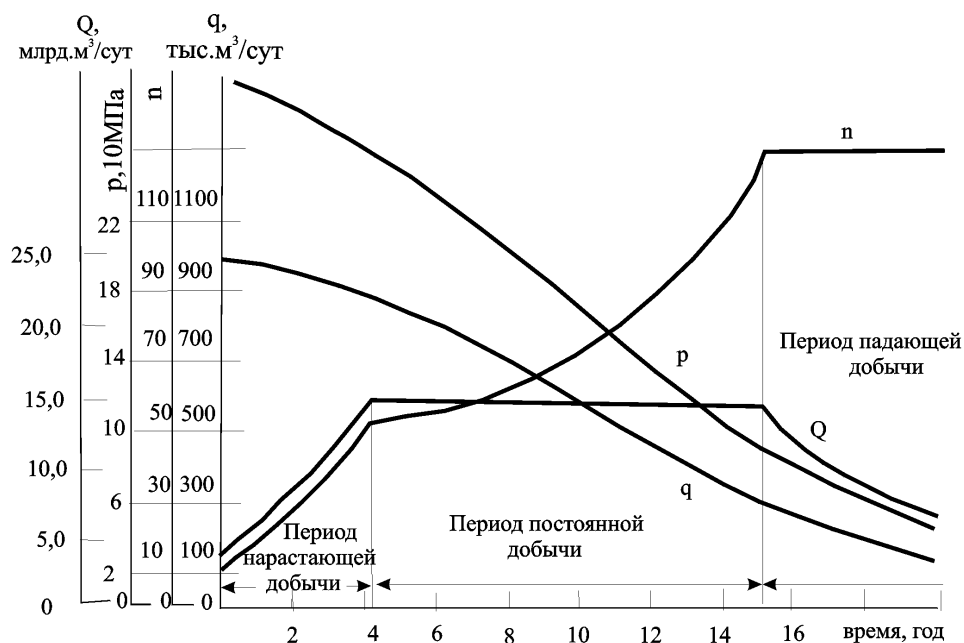


Рисунок 2 – Изменение во времени показателей разработки залежи природного газа: Q – добыча газа; p – средневзвешенное пластовое давление; q – дебит скважин [6]

В данный период применяется обновленная система разработки месторождения с учетом новых геолого-промысловых условий и осложняющих факторов. В технологическом значении этого понятия – это комплекс технических мероприятий по управлению процессом движения газа в продуктивном пласте к забоям добывающих скважин посредством размещения, установления числа, последовательности ввода скважин в эксплуатацию, а также

установления и поддержания устойчивого технологического режима эксплуатации скважин.

### **1.1 Описание геолого-промысловых условий разработки газовых залежей**

Геолого-промысловые характеристики продуктивных пластов и условия залегания в них насыщающих флюидов – основа для проектирования системы разработки газовых и газоконденсатных месторождений. В процессе геолого-промыслового анализа определяются геолого-физические характеристики газовой залежи, такие как тип, размер, форма, структурные особенности и режим работы залежи, литолого-фациальная неоднородность продуктивного пласта. На основе этих данных осуществляется оценка запасов УВ, расчет коэффициента извлечения газа, продолжительность периода разработки, что позволяет подобрать наиболее эффективную систему разработки объекта.

Тем не менее, при длительной разработке газового месторождения в существующую систему разработки вносятся корректировки для повышения технологических показателей. Например, путем регулирования процесса эксплуатации скважин газового месторождения [7].

Газовая залежь – естественное локальное скопление природных газов в свободном состоянии в поровом, кавернозном и трещиноватом пространстве горных пород, образующих вместе с окружающими непроницаемыми породами УВ ловушки. В газах газоконденсатных месторождений содержание метана достигает 75–95 %.

Метан – простейший элемент ряда метановых углеводородов. Молекула метана состоит из одного атома углеводорода и четырех атомов водорода –  $\text{CH}_4$  (рисунок 3 б). Согласно современным представлениям, пространственная формула молекулы метана изображается в виде тетраэдра, в центре которого располагается атом углерода. Четыре валентности направлены к четырем углам тетраэдра, где помещается по одному атому водорода. Угол между любой парой связи равен  $109^{\circ}28'$  (рисунок 3 в).

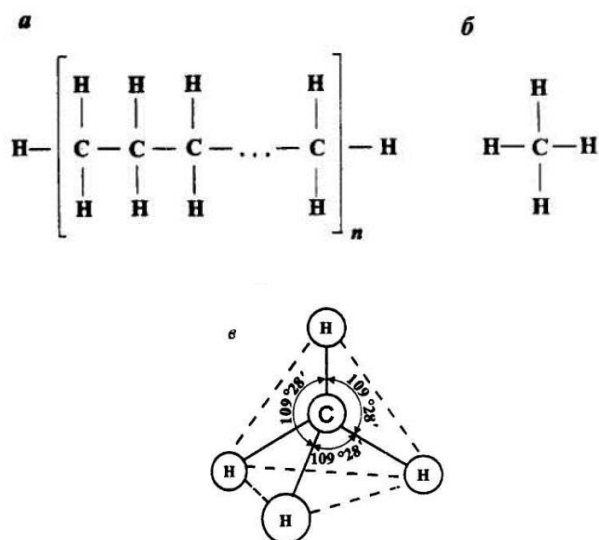


Рисунок 3 – Структурные формулы предельных углеводородов:

а –общая формула предельных углеводородов  $C_nH_{2n+2}$ ;

б, в –метан  $CH_4$

Различают три группы залежей природного газа:

- пластовые (сводовые и экранированные ловушки);
- массивные;
- литологически ограниченные.

Группа массивных залежей связана с массивными природными резервуарами, ограниченными непроницаемой крышкой только сверху. Отличительная черта массивных залежей – гидродинамическая связь всех частей залежи, несмотря на различие фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и присутствие разделов. Встречаются массивные резервуары литологически относительно однородные и неоднородные, последние распространены значительно шире, примером является сеноманская залежь природного газа.

Основными элементами газовой залежи (рисунок 4) являются: поверхность водогазового раздела (подошва газовой залежи или водогазовый контакт); внешний контур газоносности – линия пересечения ВГК с кровлей пласта; внутренний контур газоносности – линия пересечения ВГК с подошвой пласта.

Все горизонтальные геометрические размеры залежи УВ определяются из ее проекции на горизонтальную плоскость. Высота газовой залежи находится как расстояние по вертикали от ВГК до наивысшей точки. Характер поверхности ВГК определяется в основном капиллярными силами. Чем меньше диаметр поровых каналов, тем выше высота капиллярного поднятия воды, и чем выше неоднородность переходной зоны по размерам, тем больше толщина этой зоны, и наоборот.

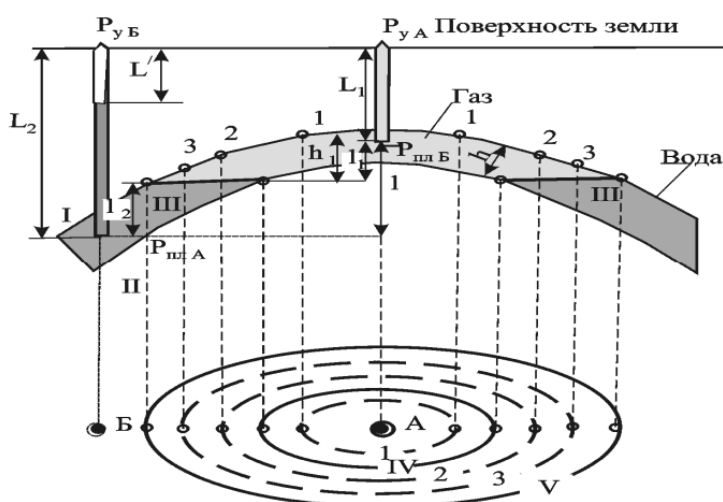


Рисунок 4 – Схема пластово-сводовой залежи с контурной водой:

(I – кровля пласта; II – подошва пласта; III – ВГК;  $h$  – толщина пласта;  $h_1$  – этаж газоносности; IV – внутренний контур газоносности; V – внешний контур газоносности; 1, 2, 3 – изогипсы; А – газовая скважина глубиной  $L_1$ ; Б – водяная скважина глубиной  $L_2$ ;  $h_1$  – расстояние от забоя скважины А до контакта газ-вода;  $h_2$  – расстояние от забоя скважины Б до ВГК;  $l$  – расстояние по вертикали между забоями скважин А и Б)

Пластовое давление, определяющее энергетическое состояние газовой залежи, снижается в процессе ее разработки. Величина начального пластового давления в залежи и за ее пределами характеризуется особенностями природной водонапорной системы, к которой приурочено расположение данной залежи.

При фильтрации газа к забоям добывающих скважин наблюдается следующая картина (рисунок 5). При пуске скважины создается перепад между



забойным и устьевым давлением, под действием которого в скважине движется вертикальный газовый поток:

$$\Delta P_{\text{скв}} = P_z - P_y \quad (1)$$

где  $P_y$  – устьевое давление, МПа,  $P_z$  – забойное давление, МПа.

Образуется перепад между пластовым и забойным давлением – депрессия, под действием которой газ поступает из пласта:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_z \quad (2)$$

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа.

В процессе отбора газа из продуктивного пласта происходит уменьшение величины запасов газа в области дренирования скважины. Этот период, характеризующийся истощением в области, на которую распространяется падение давления вокруг скважины, называют первой фазой истощения пласта [8]. Кривую распределения давления в пласте вокруг действующей скважины называют воронкой депрессии (ВД), а радиус, на котором давление в пласте остается постоянным, называют радиусом контура питания скважины  $R_k$ . Затраты энергии на преодоление фильтрационного сопротивления пласта приводят к потерям давления на пути от  $R_k$  до забоя скважины. Со временем ВД соседних скважин соединяются и постепенно доходят до границы пласта, после чего отбор газа из скважины осуществляется за счет уменьшения запасов газа и падения давления в сформировавшейся воронке депрессии. Этот период времени называют второй фазой истощения пласта [8].

В стволе скважины на пути от забоя до устья в результате затрат энергии на движение снижаются давление и температура. В результате изменений давления и температур из газа в пласте и скважине может выделяться жидкая фаза – конденсационная вода. На забое возможен вынос потоком газа твердых частиц (разрушение пласта) и жидкости, что подробно рассмотрено в пункте 1.4. Нормальную эксплуатацию скважины обеспечивают правильным назначением технологического режима ее эксплуатации.

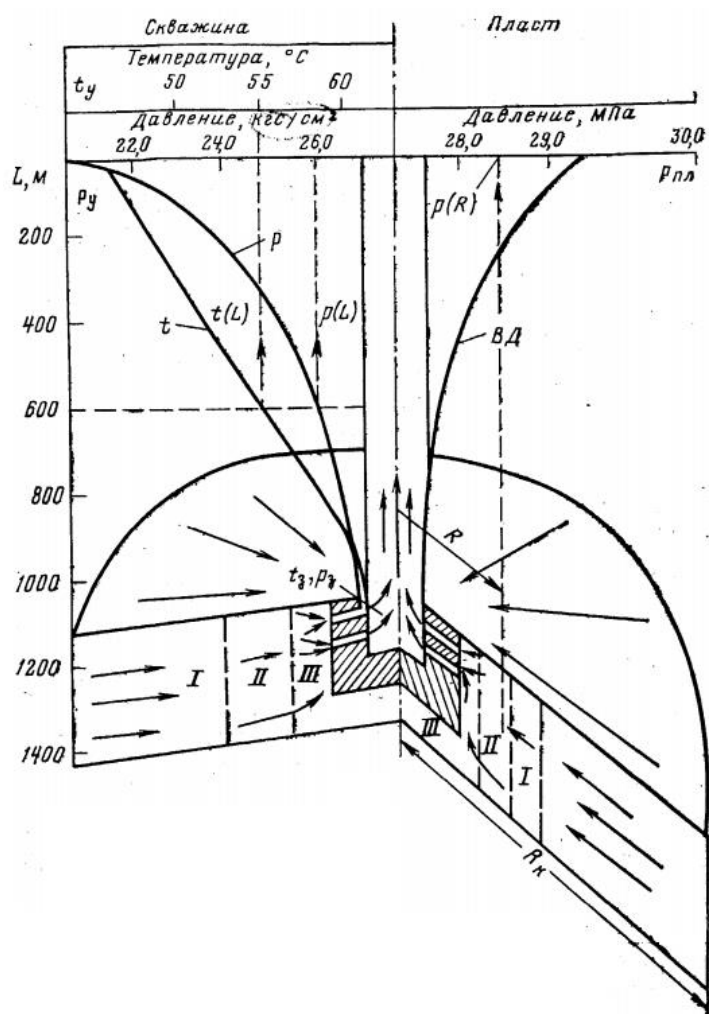


Рисунок 5 – Схема движения газа в системе пласт – скважина

Поток: I – плоскорадиальный; II – двумерный; III – трехмерный; ВД – воронка депрессии;  $R_k$  – радиус контура питания  $L$  – глубина скважины;  $p_{пл}$ ,  $p_z$ ,  $p_y$  – давление в пласте, на забое, на устье скважины соответственно;  $t_z$ ,  $t_y$  – температуры на забое и на устье скважины, соответственно [9]

Многочисленными исследованиями установлено, что движение газа в пласте осуществляется по нелинейному закону фильтрации, связывающему скорость фильтрации с приложенным градиентом давления. Нелинейность обусловлена дополнительными потерями, связанными со свойствами пористой среды – в основном с извилистостью поровых каналов. Отклонение от линейного закона фильтрации приводит к тому, что зависимость разницы квадратов давлений (пластового и забойного) от дебита газа является нелинейной [8].

При фильтрации газа по двучленному закону между градиентом давления и скоростью фильтрации существует следующая связь (в полярных координатах), предложенная Е.М. Минским и И.А. Чарным:

$$-\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} w + \frac{\rho}{l^*} w^2, \quad (3)$$

где  $w$  – скорость фильтрации газа в пласте;  $\rho$ ,  $\mu$  – плотность и вязкость газа в пластовых условиях;  $k$  – проницаемость,  $l^*$  – коэффициент макрошероховатости пор (более удачное название – коэффициент, учитывающий геометрию пористой среды);  $r$  – полярная координата.

Первое слагаемое в правой части данного уравнения представляет собой потери давления на преодоление сил вязкостного трения, а второе – инерционные потери давления.

Зависимость плотности газа от давления возьмем в виде уравнения состояния Клайперона – Менделеева:

$$\rho = \rho_{ст} \frac{P \cdot T_{ст}}{z(p) \cdot T_{ст} \cdot P_{ст}}, \quad (4)$$

где  $\rho_{ст}$  – плотность газа в стандартных условиях,  $T_{ст}=293$  К,  $P_{ст}=0,101325$  МПа;  $z(p)$  – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Умножим обе части (2) на  $\rho$ :

$$-\rho \frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} \rho w + \frac{1}{l^*} \rho w^2 \quad (5)$$

Поскольку при установившейся фильтрации массовый дебит газа постоянен в любой точке пласта, массовую скорость фильтрации  $\rho w$  можно записать так:

$$\rho w = \frac{-M}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h}, \quad (6)$$

где  $M$  – массовый дебит скважины (при отборе дебиту принято приписывать минус);  $2 \cdot \pi \cdot r \cdot h$  – площадь фильтрации, представляющая боковую поверхность цилиндра радиуса  $r$  и высоты  $h$ , где  $h$  – толщина пласта.

Подставляя (2) и (4) в (1), получим:

$$\rho_{ст} \frac{P \cdot T_{ст}}{z(p) \cdot T_{ст} \cdot P_{ст}} \frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \cdot k} M + \frac{1}{4 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot l^* \cdot r^2} M^2 \quad (7)$$

Учитывая, что  $M/\rho_{ст}$  представляет собой объемный дебит скважины в стандартных условиях, перепишем (7) в виде:

$$pdP = \frac{\mu \cdot z(p)}{2 \cdot \pi \cdot \beta \cdot h \cdot k} Q \frac{dr}{r} + \frac{z(p) \cdot \rho_{ст}}{4 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot l^* \cdot r^2} Q^2 \frac{dr}{r^2}, \quad (8)$$

где  $\beta = T_{ст}/(T_{пл} \cdot P_{ст})$ .

Учитывая состояние реального газа, вводя добавочные фильтрационные сопротивления  $C_1, C_2, C_3, C_4$ , проинтегрировав уравнение (8) (левую часть от  $P_c$  до  $P_k$ , правую – от  $r_c$  до  $R_k$ ), получаем уравнение притока газа:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (9)$$

где  $Q$  – дебит газа, приведенный к нормальным условиям,  $m^3/сут$ ,  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, зависящие от фильтрационно-емкостных свойств пласта, несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, свойств газа:

$$a = \frac{\mu(P,T) \cdot Z(P,T) \cdot T_{пл} \cdot P_{ст}}{\pi \cdot k(P) \cdot h \cdot T_{ст}} \cdot \left( \ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right), \quad (10)$$

$$b = \frac{Z(P,T) \cdot \rho_{ст} \cdot T_{пл} \cdot P_{ст}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot l^* \cdot T_{ст}} \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right), \quad (11)$$

где  $C_1, C_3$  – коэффициенты совершенства скважины по степени вскрытия пласта, доли ед. и  $1/m$ , соответственно;  $C_2, C_4$  – коэффициенты совершенства скважины по характеру вскрытия пласта, безразмерный и  $1/m$  соответственно;  $R_k, R_c$  – радиусы контура питания и скважины соответственно,  $m$  [8].

К основным из факторов, накладывающих ограничение на величину дебита добывающей скважины, относят характер выноса частиц пород, слагаемых коллектор; подтягивание конуса и языков воды; возможность образования гидратов, вероятность смятия обсадной колонны и т. д. Таким образом, для обводняющейся газовой скважины возникает необходимость в определении минимальных, или критических, величин дебита и скорости газа, при которых не наблюдается начала скопления конденсационной и пластовой жидкости на забое с образованием жидкостной пробки.

## **1.2 Геологические особенности разработки сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения**

Страницы данного раздела удалены в связи содержанием на них сведений, относящихся к коммерческой тайне.

## **1.3 Характеристика действующего фонда сеноманских скважин**

Страницы данного раздела удалены в связи содержанием на них сведений, относящихся к коммерческой тайне.

## **1.4 Причины снижения производительности газовых скважин**

В течение нескольких десятилетий разработки газовых залежей Надым-Пур-Тазовского района проблем, обусловленных разрушением пород продуктивного пласта и накопления жидкости на забое добывающих скважин, не возникало. Избыточные энергетические возможности и достаточное количество резервных скважин позволяли добывать запланированные объемы газа за счет использования традиционных технологий эксплуатации скважин. Однако, с начала 1990-х годов ситуация резко изменилась: разработка сеноманских залежей вступила в период падающей добычи. Был достигнут 80-процентный порог добычи начальных извлекаемых запасов (НИЗ) природного газа и, как следствие, существенно истощился энергетический потенциал залежей (рисунок 2) [14]. Начальные условия эксплуатации газовых скважин на данной стадии дополнились определенным комплексом факторов, связанных с образованием жидкостных и песчаных пробок на забое добывающих скважин, а также выносом механических частиц из призабойной зоны пласта (ПЗП), что значительно осложнило разработку газовых месторождений.

В связи со значительным выносом пластового песка и жидкости из скважин, в технологическом режиме работы газовых скважин северных месторождений были определены ограничения по устьевым давлениям (депрессиям). Так, анализируя данные ООО «Газпром добыча Уренгой», с 1993 года наблюдался рост числа скважин, эксплуатирующихся с ограничениями по

дебиту, и уже к 1999 году общее количество составило более 450 единиц, т.е. увеличилось в 9,5 раз (рисунок 14) [15].

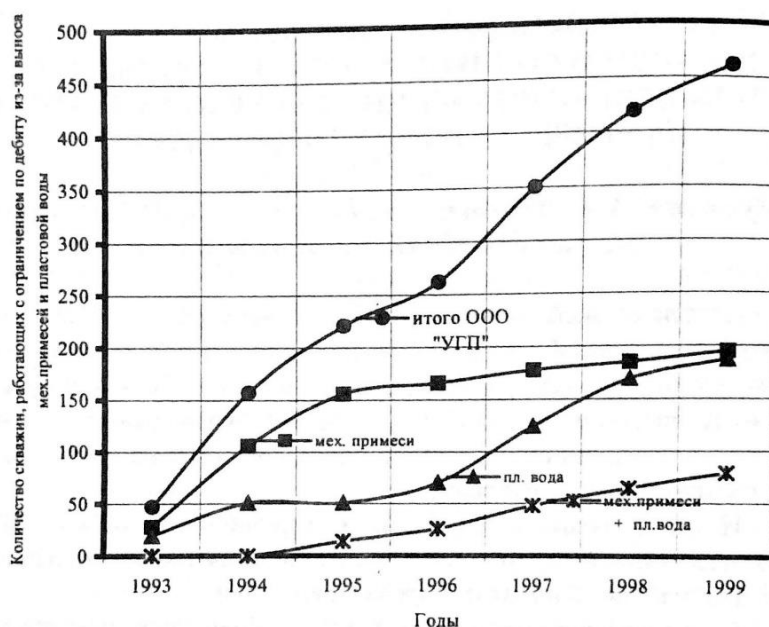


Рисунок 14 – Динамика роста количества сеноманских скважин, работающих с ограничением по дебиту из-за выноса механических примесей и пластовой воды (1994-1999)

В процессе разработки по мере снижения давления в пласте эффективное горное давление, а также напряжения в пристволенной зоне продуктивного пласта увеличиваются. Соответственно, наблюдается значительное изменение порометрических характеристик и механических свойств горных пород, слагающих пласт. Этот процесс является причиной необратимой деформации коллектора, его значительного разрушения, и движения пластового песка к интервалу перфорации.

Однако, стабилизация слабосцементированных пластов может наблюдаться вследствие формирования песчаного свода (рисунок 15) вокруг перфорированного отверстия. Стабилизация достигается, если песок гидрофилен, а в пласте фильтруется газ. Формированию и стабилизации песчаных сводов способствуют капиллярные силы [15].

На рисунке 16 проиллюстрирован процесс образования песчаных сводов и стабилизации пласта. Песчаные своды остаются в стабильном состоянии под действием капиллярных сил и сил трения (рисунок 16, Б) и разрушаются при превосходстве возникающих в них напряжений над силами, удерживающими их в стабильном состоянии (рисунок 16, В). Например, при превышении максимально допустимого дебита для определенной скважины, происходит обваливание зоны, прилегающей к этому своду, ввиду чего механические примеси выносятся потоком газа в скважину [15].

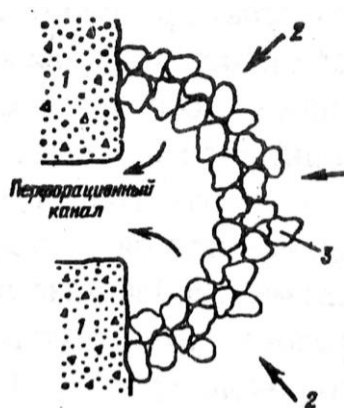


Рисунок 15 – Устойчивый свод, образованный действием напряжений, прижимающих зерна пластового песка друг к другу:

1 – цементный камень; 2 – направление притока из пласта; 3 – зерна пластового песка, находящиеся под действием трехосных сжимающих напряжений

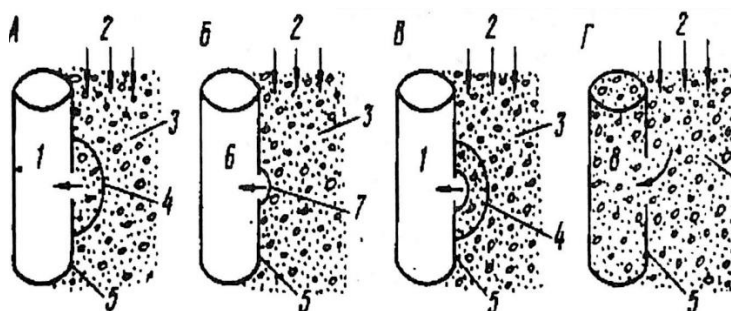


Рисунок 16 – Вынос пластового песка из нецементированных и слабощементированных песков:

А – образование пустот у перфорационных отверстий; Б, В – образование и разрушение песчаных сводов; Г – вынос песка; 1 – добываемый

газ и песка; 2 – горное давление; 3 – пластовый песок; 4 – зона обваливания пластового песка; 5 – обсадная колонна; 6 – добываемый газ без пластового песка; 7 – песчаный свод; 8 – массивное перемещение пластового песка

Явление образования песчаной пробки выражается в том, что нижняя часть скважины до некоторой высоты заполняется песком. Со временем уменьшается дебит добывающей скважины, и наступает вероятность отсутствия подачи газа на устье, т.к. забита песком и частицами пород.

Кроме того, главной причиной пескопроявления газовых скважин является постепенное их обводнение как подошвенной, так и конденсационной водой, поскольку эксплуатация ЯНГКМ ведется в условиях упруговодонапорного режима. Следствием притока воды в скважину становится уменьшение капиллярного эффекта, в результате чего возникают предпосылки к разрушению свода – выпадение всего лишь одного зерна с поверхности свода может привести к обваливанию [15].

Геолог В. П. Савченко в своей работе по определению оптимального эксплуатационного режима газовых месторождений и скважин приводит конкретный пример образования песчано-глинистых пробок (ПГП) на забое скважин Приазовского газового месторождения близ Мелитополя. При резком снижении величины давления поток газа приобретает критически высокую скорость, что создает условия разрушения рабочего забоя и формирования ПГП при попадании воды в скважину [16]. Наличие жидкости на забое приводит к разрушению пласта-коллектора, когда вода сначала размывает глинистый цемент, вымывает связующие глинистые частицы горной породы, а затем выносит несцементированный песок, образуя отдельные каналы повышенной проводимости в газонасыщенных интервалах. Образование и накопление ПГП приводит к значительному снижению коэффициента продуктивности действующей скважины: постепенно накапливаясь, пробки перекрывают интервал перфорации и уменьшают вскрываемую эффективную толщину пласта, что существенно влияет на снижение дебита газа.



Повышение содержания механических примесей в потоке газа негативно сказывается на состоянии наземного оборудования. Ввиду его износа есть вероятность возникновения внештатной ситуации. Например, выход из строя штуцера, задвижки, и другого промышленного оборудования.

Обводнение газовых скважин, которое становится все более и более интенсивным по мере разработки месторождения является основным фактором, осложняющим его стабильную эксплуатацию. Уже на раннем периоде разработки возможны случаи появления в продукции скважин пластовой вод как по техногенным, так и по естественным причинам.

К техногенным причинам относится вынос остатков буровых растворов и технологических растворах, применяемых при проведении ремонтных работ, а также поступление вод из других выше- и нижележащих водоносных горизонтов, либо за счет перетоков по некачественно зацементированному заколонному пространству, либо в результате негерметичности эксплуатационной колонны. Остаточные жидкости от применяемых в скважинах технологических растворов имеют существенные различия в ионно-солевом составе и минерализации с пластовыми водами. Дебиты таких жидкостей, как правило, невелики и сравнительно быстро затухают во времени.

Наиболее распространенной природной причиной является поступление в скважину реликтовой воды, как правило, рыхлосвязанной. Наличие целиков таких вод внутри газоносного пласта в период разведочных работ не всегда удается установить из-за редкой сетки скважин. Остаточные воды залежей по своей минерализации и ионно-солевому составу, как правило, от краевых и подошвенных вод существенно не отличаются. Дебиты воды из целиков на начальной стадии сопоставимы с дебитами пластовых вод из верхних горизонтов, но относительно быстро затухают. Вынос рыхлосвязанных вод из пласта на начальном этапе эксплуатации скважин благоприятно сказывается на дальнейшей работе последних, т.к. при этом происходит осушение коллекторов и улучшение их ФЕС.

Поступление в скважину вод из других выше- и нижележащих горизонтов характеризуется либо устойчивостью дебита, либо его возрастанием во времени. Для снижения негативного влияния на процесс эксплуатации скважин должно быть уделено особое внимание качеству цементажа эксплуатационных колонн и герметичности их резьбовых соединений в процессе строительства скважин. При выявлении источника поступления в скважину пластовой воды необходимо проведение работ по его изоляции.

На позднем этапе разработки месторождения можно выделить несколько основных причин обводнения фонда добывающих газовых скважин.

1. Подъем ВГК и, как следствие, внедрение подошвенных и краевых вод залежи. В случае, если скважина эксплуатируется с чрезмерным процентом отбора газа, то создаются условия для образования конусов воды (рисунок 17).

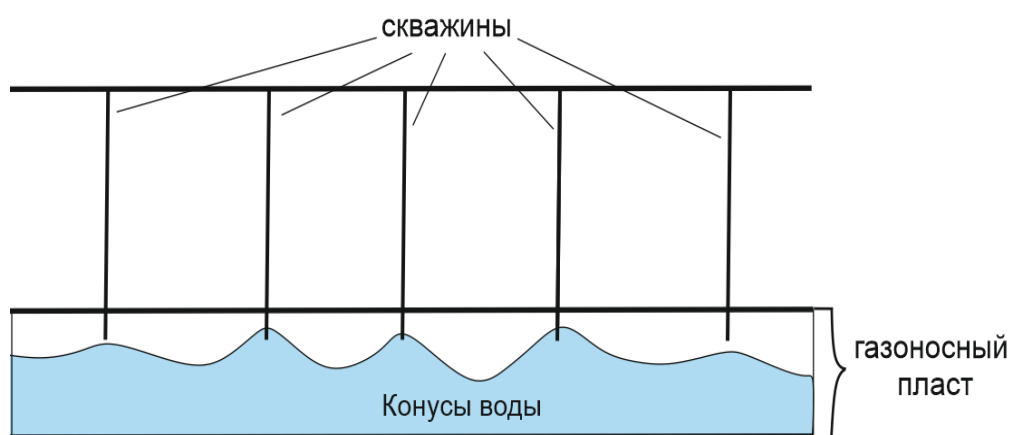
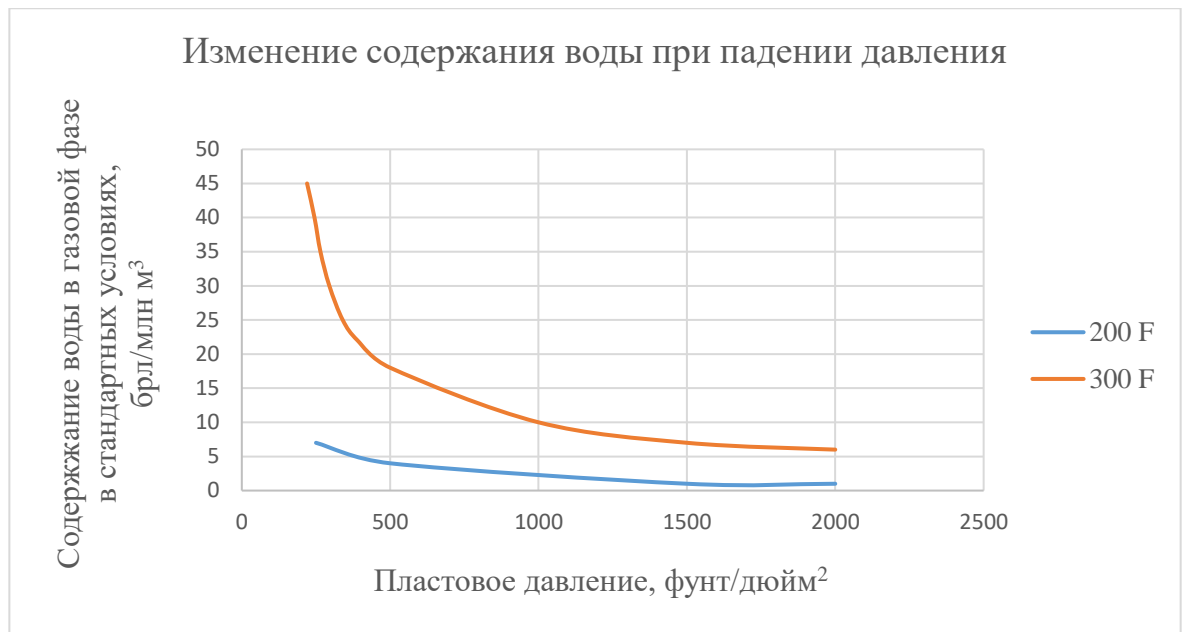


Рисунок 17 – Подтягивание конусов воды к забоям добывающих скважин

2. Конденсация воды, поступающей в ствол скважины в виде паровой фазы вместе с газом, и ее стекание по стенкам лифтовой колонны (ЛК) при термобарических условиях системы в области ниже точки росы.



**Рисунок 18 – Растворимость воды в природном газе**

Количество конденсационной жидкости прямо пропорционально влагосодержанию газа и увеличивается с падением пластового давления (рисунок 18). При достижении скорости газожидкостного потока в ЛК значения ниже критического, при котором еще обеспечивается вынос жидкости, конденсат будет накапливаться на забое скважины.

3. Вынос из пласта вместе с газом на забой несвязанной пластовой воды.

4. Подтягивание вод из водоносных зон, залегающих ниже или выше продуктивного пласта, в том числе по причине негерметичности заколонного цементного камня.

### **1.5 Самозадавливание газовых скважин**

Прежде чем определить методы предотвращения самозадавливания скважин необходимо рассмотреть причины скопления конденсационной жидкости на забое и ввести понятие критической скорости течения газа.

Режимы течения газожидкостного потока, определяемого скоростями газообразной и жидкой фаз, постоянно сменяют друг друга в течение всего периода работы газовой скважины (рисунок 19) [17].



Рисунок 19 – Режимы вертикального многофазного течения

На рисунке 20 проиллюстрирована изменчивость характера течения потока в стволе вертикальной газовой скважины. Кольцевой режим течения с диспергированными капельками жидкости, наблюдаемый на начальной стадии, сменяется четотным, или снарядным, по мере снижения дебита скважины и уменьшения скорости течения газа ниже критической. Этот переход часто сопровождается характерным ускорением падения добычи. Со временем четочный режим течения стабилизируется, обеспечивая довольно устойчивый дебит [17]. При дальнейшем снижении скорости восходящего потока газа, в скважине доминирует пузырьковый режим многофазного потока (МФП) – в этом случае ЛК почти полностью заполнена жидкостью, а свободный газ присутствует в виде дисперсной фазы. Наблюдается накопление столба жидкости в нижней части скважины, увеличивается его гидростатическое давление на забой, препятствующее потоку газа, что приводит к «захлебыванию» низа насосно-компрессорной трубы (НКТ) и самопроизвольной остановке скважины по причине так называемому «самозадавливанию».

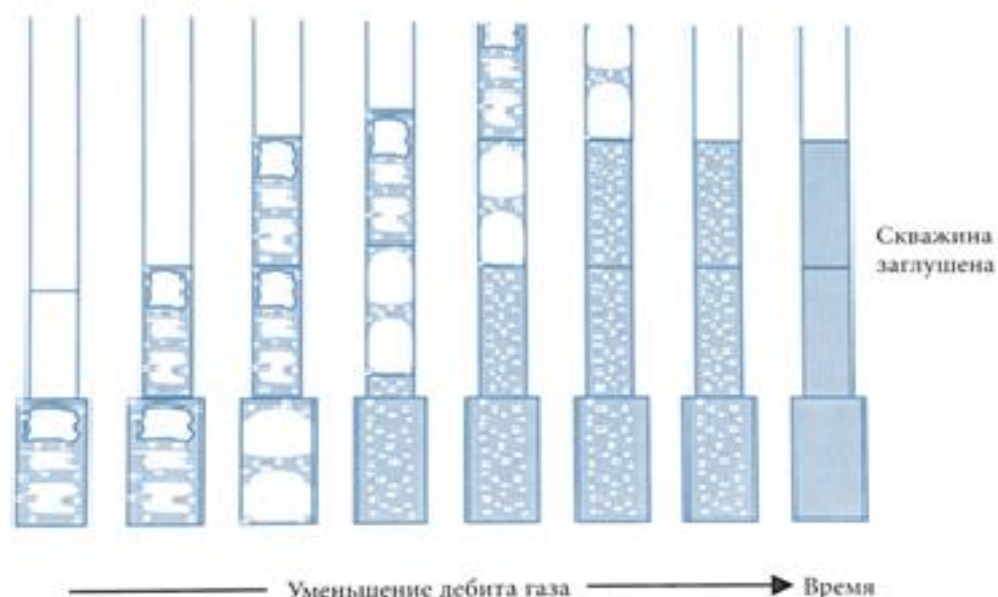


Рисунок 20 – Изменение режимов течения газа со временем

Термин «критическая скорость газа» означает минимальную скорость газа в ЛК, обеспечивающую вынос диспергированной капельной жидкости на устье газовых скважин. В отечественной и зарубежной нефтегазовой литературе приведены аналитические зависимости для определения данного параметра. Американский исследователь Тернер, используя большой объем экспериментальных данных, нашел зависимость, которую можно использовать для прогнозируя возникновения критической скорости течения газа. Согласно капельной модели Тернера скорость газа становится критической, когда сила восходящего потока газа равна силе тяжести (рисунок 21). При скорости ниже критической капельная жидкость движется вниз.

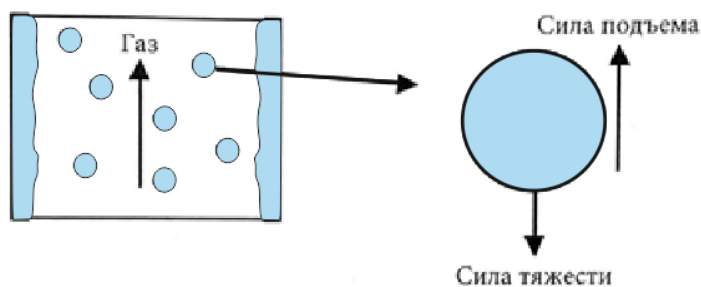


Рисунок 21 – Капельная модель Тернера

Полученное Тернером теоретическое уравнение для критической скорости необходимой для подъема жидкости имеет следующий вид:

$$W_{г.в.min} = \frac{4,43 \cdot (67 - 0,00279 \cdot P/z)^{0,25}}{\sqrt{0,00279 \cdot P/z}}, \quad (12)$$

где  $P$  – давление, фунт/дюйм<sup>2</sup> [17].

Однако, Тернер разработал данную корреляцию для скважин с высоким устьевым давлением, соответственно, для скважин с устьевым давлением ниже 1000 фунт/дюйм<sup>2</sup> или 6,895 МПа, данные корреляции могут быть недостоверными.

Для скважин, вскрывающих сеноманскую залежь и эксплуатируемых с более низкими устьевыми параметрами, минимально необходимый дебит, при котором происходит непрерывный вынос жидкости, может быть рассчитан по эмпирической формуле Точигина:

$$Q_{min} = \frac{W_{г.мин} * 3,14 * d_{вн}^2 * T_0 * P * 86,4}{4 * T * P_0 * z}, \quad (13)$$

где  $W_{г.мин}$  – минимально необходимая скорость газа, м/с;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр НКТ, м;  $P$  – рабочее давление, МПа;  $T$  – рабочая температура, °С;  $T_0$  – температура при стандартных условиях, °С;  $P_0$  – давление при стандартных условиях, МПа;  $z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при  $P$  и  $T$ .

Минимальная скорость газовой скважины, при которой не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывают по формуле:

$$W_{г.мин} = 3,3 \cdot \left( \frac{g \cdot p_{ж}^2 \cdot \sigma}{p_{г}^2 \cdot (p_{ж} - p_{г})} \right)^{0,25}, \quad (14)$$

где  $\sigma$  - коэффициент поверхностного натяжения для воды при  $P$  и  $T$ , Н/м;  $p_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $p_{г}$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

По результатам расчётов для сеноманских газовых скважин Ямбургского месторождения были получены зависимости величины  $Q_{min}$  от величины забойного давления и диаметра НКТ рассматриваемой скважины (рисунок 22).

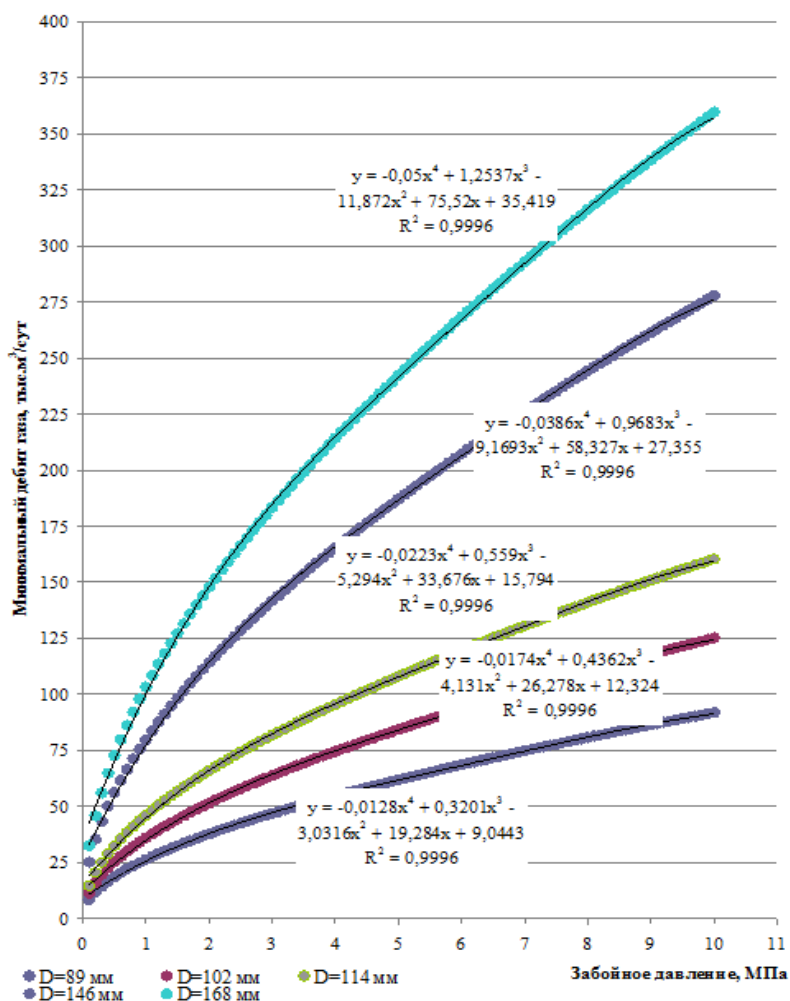


Рисунок 22 – Зависимость критического дебита от забойного давления и диаметра подъемника

Расчет технологических режимов работы скважин с учетом минимально необходимых дебитов и скоростей фильтрации газа позволяет предотвратить самозадавливание скважин, а также повысить их продуктивность.

## 2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

### 2.1 Проблема самозадавливания сеноманских газовых скважин

Рост числа самозадавливающихся скважин присущ для большинства месторождений севера Тюменской области, и характер возникновения данной проблемы идентичен для сеноманских скважин Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского НГКМ. Одна из основных технологических причин – это конфигурация НКТ, обуславливающая недостаточную скорость потока газа для эффективного выноса жидкости с забоя.

При проектировании разработки северных месторождений диаметр НКТ определялся в зависимости от ожидаемого максимального рабочего дебита, максимально допустимой рабочей депрессии в стволе скважины и соответствующих скоростей, обеспечивающих вынос твердых и жидких примесей с забоя на поверхность [18]. Однако по мере истощения энергетического потенциала залежи, определенная для этого сечения скорость газа становится недостаточной для эффективного выноса жидкости.

На сегодняшний день большинство эксплуатационных скважин Медвежьего НГКМ оборудовано колоннами НКТ диаметром 168 и 127 мм, что в условиях низких дебитов газа обуславливает низкие значения скорости потока в стволе скважины. На рисунке 23 представлена зависимость количества самозадавливающихся скважин от диаметра НКТ.

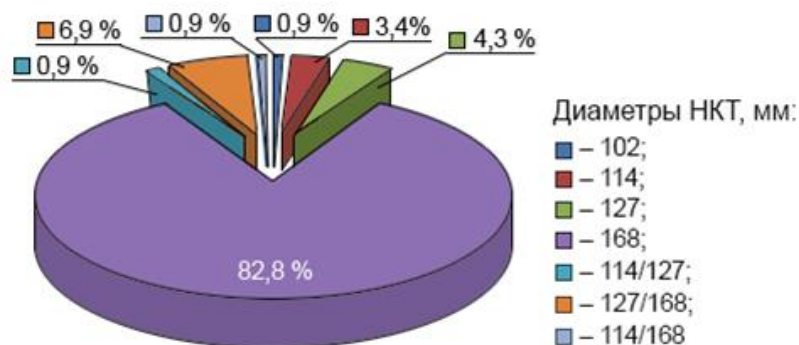


Рисунок 23 – Диаграмма распределения самозадавливающихся скважин Медвежьего месторождения по диаметрам лифтовых колонн



На основании результатов анализа гидродинамических и геофизических исследований скважин Ямбургского месторождения были выявлены факторы, обуславливающие самозадавливание эксплуатационных скважин, которые можно подразделить на две основные группы:

– скважины, обводняющиеся по причине подъема ВГК, в том числе из нижележащих обводнённых интервалов через негерметичность цементного камня за эксплуатационной колонной (рисунок 24);

– скважины, самозадавливающиеся за счет выделения из газового потока конденсационной воды, при недостаточной скорости в ЛК для выноса ее на поверхность (рисунок 25).



Рисунок 24 – Распределение скважин по расстоянию от ВГК

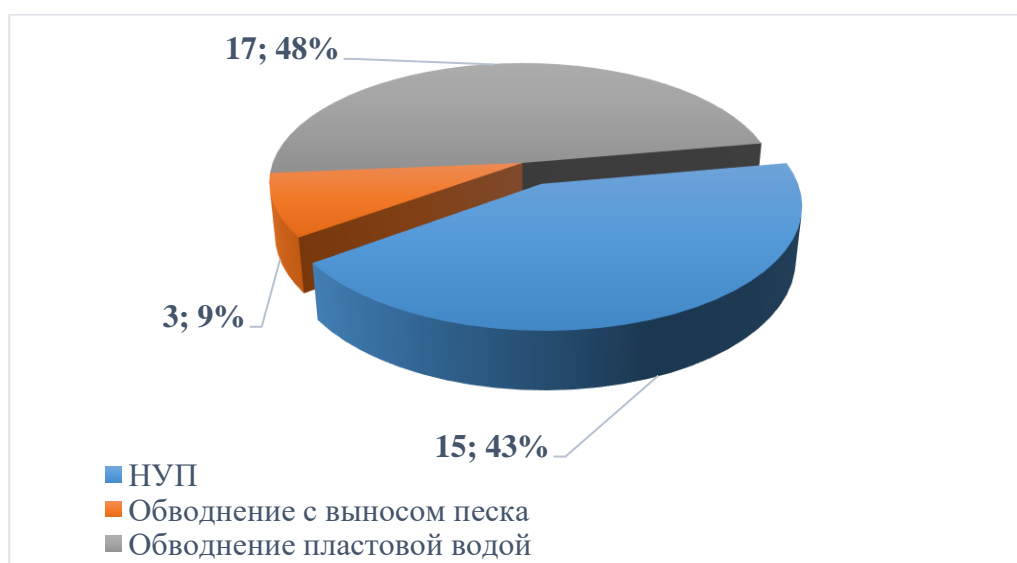


Рисунок 25 – Причины нахождения скважин в бездействующем фонде

Недостаточная скорость газожидкостного потока в ЛК (менее 5 м/с) не обеспечивает вынос конденсационной жидкости с забоя скважин, оборудованных НКТ диаметром 168 мм и 146 мм, что приводит к дальнейшим остановкам по причине отказов (рисунок 26).

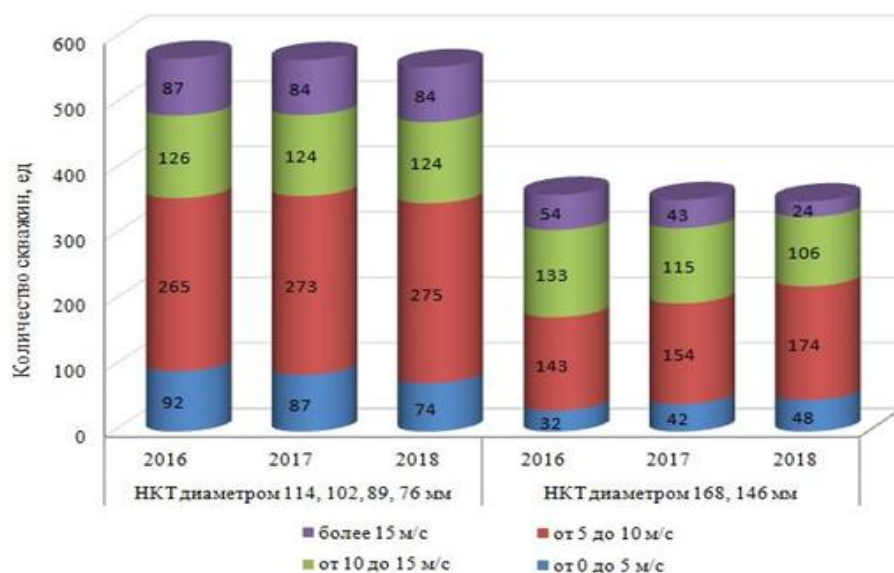


Рисунок 26 – Анализ эффективности работы лифтовых подъемников с 2016 по 2018 гг

Частые остановки скважин по причине самозадавливания приводят к их дифференциации по продуктивности, следствием которой является подавление малопродуктивных, т.е. низкодебитных, скважин в системе коллекторно-кустовой сети сбора газа. Из-за этого в настоящее время скважины, имеющие низкие рабочие параметры в массовом порядке переходят в простаивающий фонд. Многие скважины по этой причине до сих пор находятся в простое или подвергаются частым продувкам на факел, приводя тем самым к потерям ценного УВ сырья и снижению производственной мощности объекта [19].

Отслеживание продуктивности скважины позволяет определить необходимость проведения в ней ремонтов и операций по интенсификации притока, корректировать разработку месторождения и ГДМ, применять различные методы для поддержания длительности работы скважин, в частности, применять различные технологии для увеличения количества выносимой с забоя жидкости: применение поверхностно-активных веществ (ПАВ),

концентрических лифтовых колонн (КЛК), замена НКТ меньшего диаметра и другие [20].

Основные методы эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин представлены на рисунке 27.

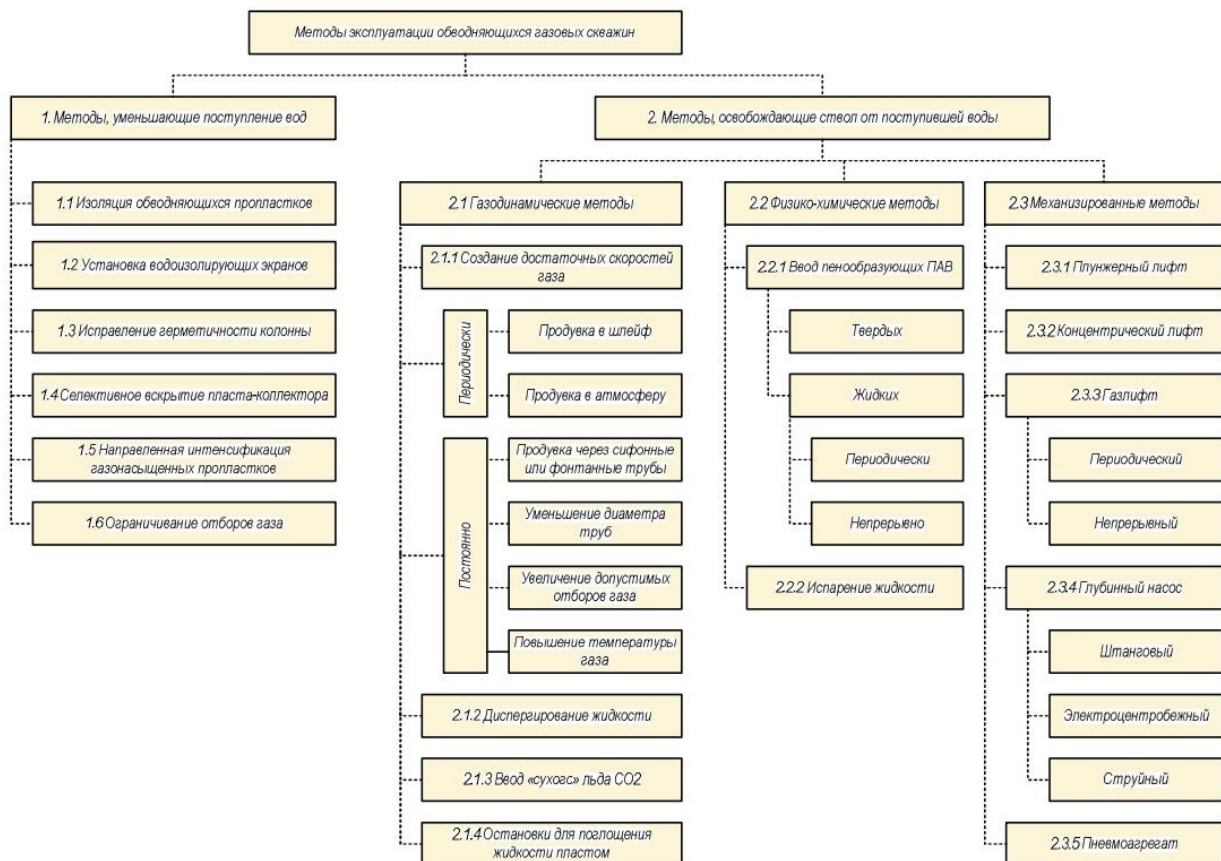


Рисунок 27 – Методы эксплуатации самозадавливающихся газовых скважин

## 2.2 Регулирование технологического режима обводняющихся скважин на основе промысловых исследований

В предыдущей главе была рассмотрена концепция расчета минимальной (критической) скорости газа, при которой будет обеспечен вынос жидкости с забоя скважин. Как было отмечено, данный критерий является основополагающим при обосновании технологического режима работы обводняющейся скважины. Для установления оптимального режима работы особенное распространение получило экспериментальное воспроизведение условий самозадавливания скважин при газогидродинамических исследованиях.

Проведение газогидродинамических исследований на скважине-кандидате на установившихся режимах фильтрации позволяет:

- установить зависимость между депрессией на пласт и дебитом, что используется при обосновании технологического режима скважины;
- получить зависимость между параметрами технологического режима (депрессия на пласт, дебит газа, устьевое давление) и количеством жидких и твердых примесей в продукции скважин при различных;
- установить зависимость между дебитом, забойным и устьевым давлением для оценки потерь давления по стволу скважины;
- определить коэффициенты фильтрационного сопротивления.

На основе полученной информации и оценке текущих продуктивных характеристик скважины-кандидата принимаются решения об оптимизации режима и способа эксплуатации скважины.

Технология экспериментального исследования заключается в последовательном изменении технологического режима работы скважины и воспроизведении условий самодавливания путем смены диаметра шайбы с отработкой скважины на горизонтальную факельную установку (ГФУ) для выноса скопившейся пластовой жидкости. По окончании исследования скважину включают в промысловый коллектор с параметрами утвержденного технологического режима [8].

Таблица 7 – Рекомендуемая периодичность текущих исследований на стадии падающей добычи

	Задачи			
	Оценка коэффициентов фильтрационных сопротивлений	Измерение забойного давления	Измерение пластового давления	
	Добывающие скважины		Пьезометрические скважины	Контрольные скважины
Охват, %	15	100	100	100
Частота	1 раз в год	1 раз в год	1 раз в год	10 раз в год или непрерывно

По результатам проведенных исследований на установившихся режимах с полным выносом жидкости путем последующей интерпретации данных и построения индикаторной диаграммы (ИД), определяются значения фильтрационных сопротивлений А и В. По завершению исследований скважина останавливается и глубинными приборами фиксируются кривые восстановления давления с целью определения пластового давления [8].

Для учета нелинейной зависимости дебита от депрессии на сеноманской скважине № X месторождения X было проведено 4 режима исследования для метода ИД. В таблице 8 представлена исходная информация по скважине, на которой было проведено исследование.

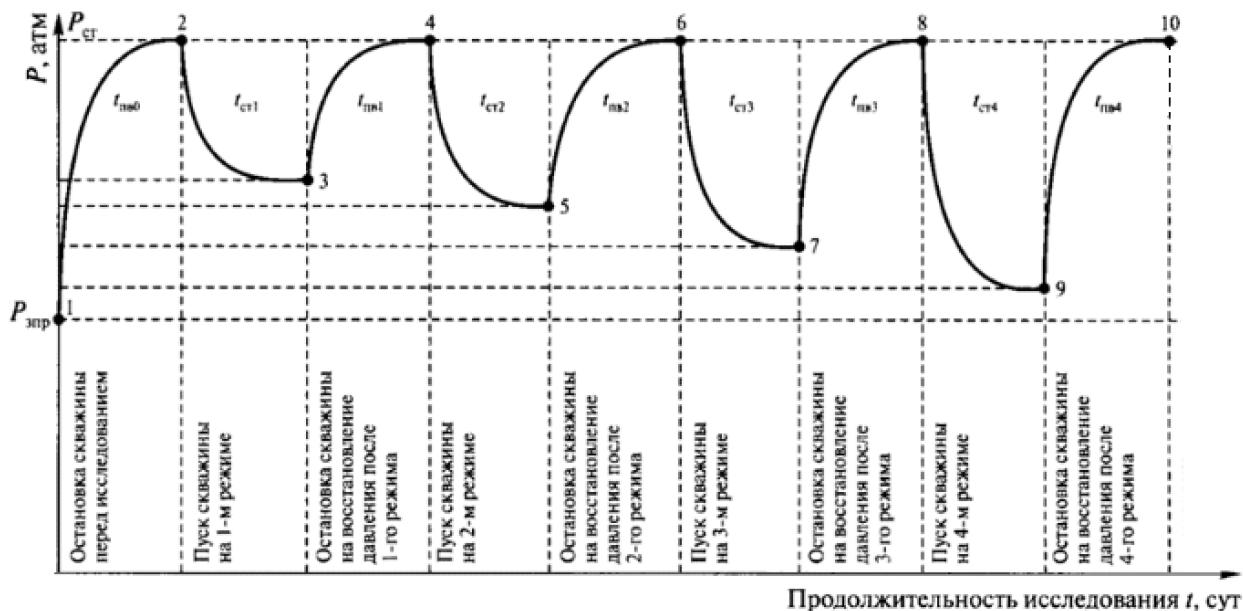


Рисунок 28 – Последовательность операций при исследовании скважины на установившихся режимах фильтрации: 1-10 точки (моменты времени) замеров давления, температуры и дебита скважин

Таблица 8 – Исходная информация по скважине № X

Дата исследования	16.04.2022
Вид исследования	Специсследование
Горизонт эксплуатации	сеноман
Альтитуда скважины	68,6
Диаметр и длина эксплуатационной колонны	168 - 1245
Диаметр и длина НКТ	114 - 1160.7
Глубина установки пакера	986,8
Середина интервала перфорации	1194

Перед проведением исследований производится замер рабочих параметров текущего технологического режима (устьевое давление и температура), пластовое давление (таблица 9).

Таблица 9 – Данные промысловых исследований

<b>Рабочее давление на устье скважины:</b>	<b>6.4 атм</b>
Рабочая температура на устье скважины:	9.5 С
Статическое давление на устье :	10 атм за 1 час
Пластовое давление на середине интервала перфорации:	10.8 атм
Фильтрационный коэффициент А:	0,40206
Фильтрационный коэффициент В:	0,00252
Выпуск газа в атмосферу:	8 тыс.м <sup>3</sup>

Таблица 10 – Результаты исследования

№ режима	Время на режимах	D шайбы	P <sub>уст</sub>	T <sub>уст</sub>	P <sub>заб</sub>	P <sub>пл</sub>	dP	P <sub>пл</sub> <sup>2</sup> -P <sub>з</sub> <sup>2</sup>	Q <sub>пл. газа</sub>	V <sub>заб</sub>	потери газа	Вынос воды
1	40	23	7,6	8	9,2	10,8	1,6	32,2	58,6	4,5	1,6	-
2	40	28	6,5	9,5	8,6		2,2	42,8	73	6	2	+
3	40	33	5,5	11	8,1		2,7	50,9	83,3	7,3	2,3	+
4	40	28	6,5	9,5	8,6		2,2	42,8	73	6	2	+

Для скважины № X, исходя из полученных данных, можно считать, что условия начала скопления жидкости на забое отмечаются в диапазоне между режимами работы скважины на шайбах диаметром 23 и 28 мм. При режиме работы №1 наблюдается фактически полное прекращение выноса жидкости с забоя. Соответственно, оптимальным режимом работы можно считать эксплуатацию данной скважины с дебитом выше 73 тыс.м<sup>3</sup>/сут (критический дебит).

Необходимо отметить, что согласно Газпром 086-2010, значение минимально необходимой скорости для выноса жидкости – 4 м/с. Однако, по

результатам исследований при фактической скорости газа на забое, равной 4,5 м/с вынос жидкости не обеспечивается. По полученной информации определяется минимальный дебит и скорость газа, обеспечивающие вынос пластовой жидкости. Результаты будут использованы при формировании обновленного технологического режима работы данной скважины.

Для определения фильтрационных коэффициентов А и В была построена зависимость между  $P_{пл}^2 - P_3^2$  и Q, называемая индикаторной диаграммой, которая согласно уравнению притока должна проходить через начало координат. Перестроение данных в координатах  $P_{пл}^2 - P_3^2 / Q$  от Q позволяет определить коэффициент А как отрезок, отсекаемый на оси ординат, а коэффициент В как тангенс угла наклона прямой, проведенной по полученным точкам (рисунок 29).

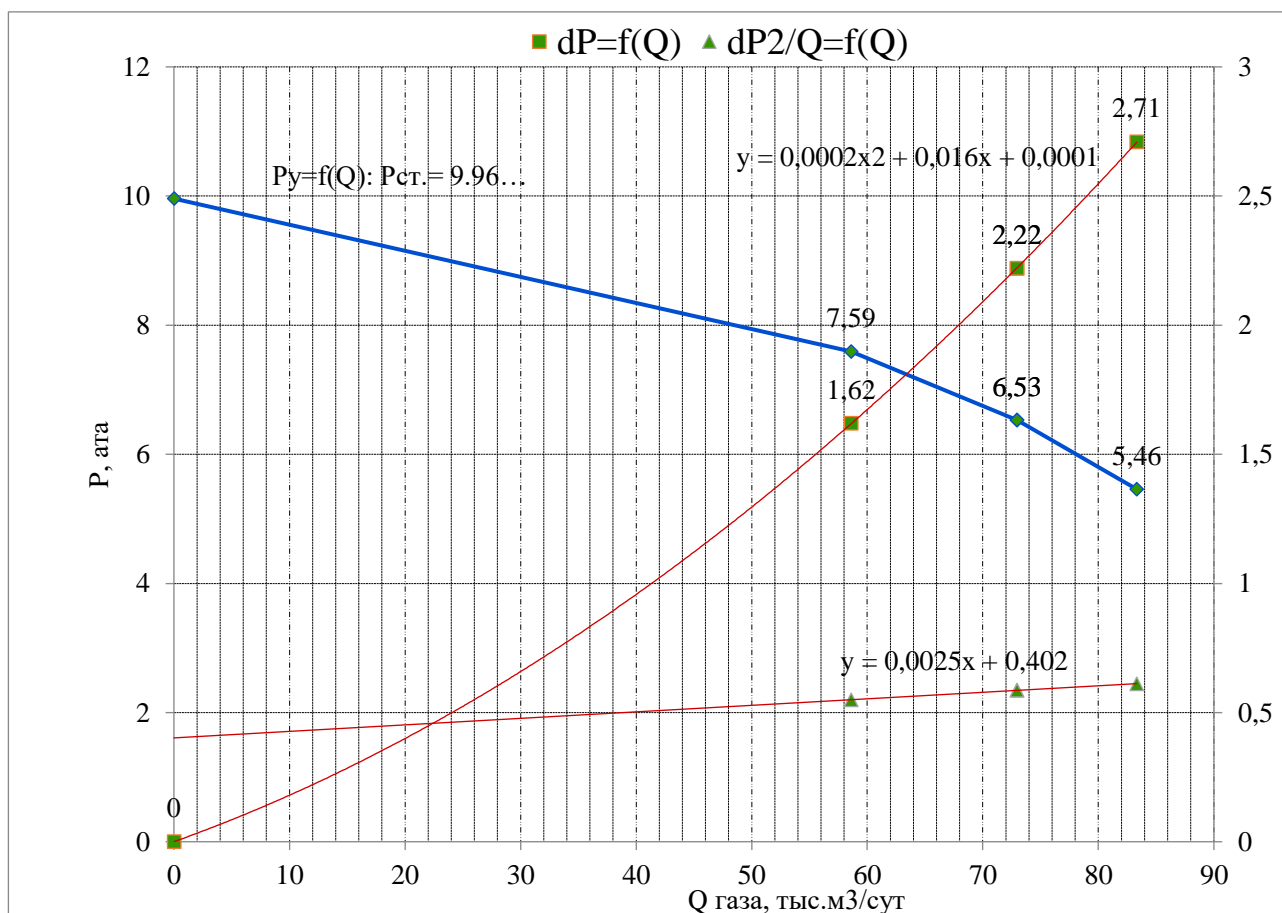


Рисунок 29 – Графическая интерпретация результатов исследования

## 2.3 Методы снижения обводненности газовых скважин

### 2.3.1 Методы, уменьшающие поступление воды

Возможный путь решения проблемы самозадавливания скважин – проведение капитального ремонта скважин (КРС) методом крепления ПЗП и установления водоизолирующего экрана для ограничения притока подошвенной воды с целью снижения пескопроявлений и выноса жидкостных пробок на поверхность.

Технология изоляции подошвенных вод в газовых скважинах северных месторождений состоит из нескольких этапов.

В начале проведения КРС по креплению ПЗП применяется технология песчаной отсыпки забоя для предотвращения поглощения фиброцемента обводненным интервалом. Крепление коллектора фиброцементом в качестве первого этапа водоизоляционных работ (ВИР) способствует сохранению фильтрационно-емкостных свойств продуктивного коллектора: фиброцемент используется для создания непроницаемой корки, препятствующей проникновению изоляционных материалов в продуктивную часть коллектора при закачивании их в нижерасположенный обводненный участок пласта.

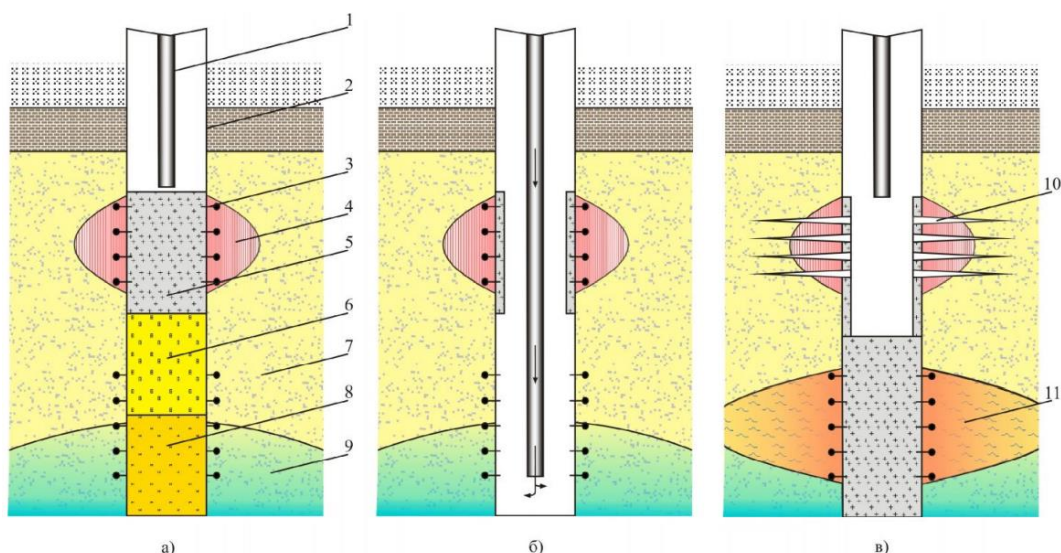


Рисунок 30 – Проведение работ по изоляции ПЗП:

- а) отсыпка забоя песком, крепление ПЗП, установка цементного моста в интервале крепления ПЗП; б) разбуривание цементного моста и промывка песчаной пробки; в) закачивание водоизоляционной композиции, установка



отсекающего цементного моста, дополнительная перфорация. 1 – НКТ; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – интервал перфорации; 4 – состав для крепления ПЗП; 5 – цементный мост; 6 – отсыпанная песчаная пробка; 7 – продуктивный пласт; 8 – естественная песчаная пробка; 9 – обводненная часть продуктивного пласта; 10 – дополнительная перфорация; 11 – водоизоляционная композиция

Создание водоизоляционного экрана выполнялось ранее с применением только тампонажного портландцемента. На сегодняшний день на северных месторождениях применяется технология двухэтапной водоизоляции.

Первый этап – создание изоляционного экрана на основе порошкообразных силикатных реагентов «Монасил» (сухой гидросиликат натрия – сухое жидкое натриевое стекло) с отвердителями (лимонная кислота или раствор хлористого кальция), применение которого по сравнению с водными растворами имеет ряд преимуществ при работе в условиях отрицательных температур. В таблице 11 приведены результаты лабораторных испытаний реагента «Монасил».

Альтернативой применению изоляционного состава на основе реагента «Монасил» является кремнеорганический реагент «Акрон-РК». В результате экономической и технологической оценки ремонтно-изоляционных работ, выполненных на скважинах Уренгойского и Ямбургского месторождений составами на основе полиакриламида, «Акрон-РК», НМН-400, жидкого стекла, установлено, что реагент «Акрон-РК» является наиболее эффективным из всех представленных.

Состав «Акрон-РК» применяется при различных видах обводнения: пропластковом, подошвенном, по пласту, заколонных перетоках, а также при различных их комбинациях.

Основные преимущества состава «Акрон-РК» и его технологические ограничения заключаются в следующем:

- селективность отверждения под действием воды и селективность проникновения в обводненный интервал пласта;
- вязкость водного раствора «Акрон-РК» близка к вязкости воды, что

обеспечивает селективность проникновения их в обводненный участок пласта и отверждение под действием воды любого типа минерализации;

– полнообъемное отверждение (полное перекрытие пор) и высокая химическая адгезия к породе обеспечивают высокий изолирующий эффект и способность выдерживать высокие депрессии на пласт (более 10 МПа);

– широкий температурный диапазон применения: от отрицательных температур до 150°C и более (для паронагнетательных скважин).

Отвержденный продукт устойчив к сероводородной агрессии и к солевым растворам. Устойчив также к действию кислот, что не будет служить ограничением при необходимости проведения в дальнейшем работ по интенсификации.

Второй этап – последующее докрепление данного интервала портландцементным раствором. Устанавливается изоляционный цементный мост цементным раствором с добавками, которые позволяют увеличить прочность цементного камня (ПВС-18/11, СП-1ВП, полипропиленовое волокно).

Таблица 11 – Результаты лабораторных испытаний реагента «Монасил»

Состав, масс. %	рН состава	Нач. условная вязкость, с	Время гелеобразования, ч	Фракция песка, мм	Проницаемость керна по воде, м <sup>2</sup>	Градиент давления начала фильтрации и воды, МПа/м
Монасил – 3,3 НТФ - 10	3,5	16	12	0,14- 0,25	$6,7 \cdot 10^{-12}$	4,0
Монасил – 3,3 Винная кислота - 10	3,0	16	12	0,14- 0,25	$6,6 \cdot 10^{-12}$	3,0
Монасил – 2,7 Лимонная кислота – 10	3,8	16	12	0,14- 0,25	$6,65 \cdot 10^{-12}$	4,2
Измерения проводили через 12 часов.						

Высокая эффективность изоляционных работ, выполненных по технологии, достигается за счет использования изоляционных материалов, обладающих различной функциональной способностью по закупориванию водопрводящих каналов. В то время как крупные трещины заполняются

цементным раствором, каналы и микротрещины тампонируются гелеобразующим составом на основе реагента «Монасил», обладающим высокой проникающей способностью.

В 2010 г. по данной технологии выполнено девять КРС на месторождениях ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», в 2011 г. – 25 ремонтов на месторождениях ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой» Успешность применения рецептуры и технологии предложенной ОАО «СевКавНИПИГаз» в 2010 г. на скважинах ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и ООО «Газпром добыча Надым» составила 91 %. В 2011 г. успешность данной технологии составила 92 % (на скважинах ООО «Газпром добыча Ноябрьск» – 100 %, ООО «Газпром добыча Надым» – 100%, ООО «Газпром добыча Уренгой» – 100%, ООО «Газпром добыча Ямбург» – 71,4%). Таким образом, данная технология достаточна успешна и может быть рекомендована к дальнейшему применению на месторождениях для водоизоляции.

### **2.3.2 Газодинамические методы**

В основе газодинамических методов предотвращения самозадавливания скважин лежит увеличение фактической скорости течения газа на забое и в лифтовой колонне и достижения величины, достаточной для полного выноса конденсационной и пластовой жидкости. Один из методов – это периодическая продувка ствола скважины в атмосферу.

Продувка ствола (рисунок 31) является наиболее простым способом предотвращения самозадавливания скважины с точки зрения минимизации временных затрат, используемых оборудования, техники и материалов. При этом периодическое удаление газожидкостной смеси через факельное устройство приводит к снижению негативного влияния воды на выкидную линию и газосборный коллектор, то есть наблюдается уменьшение влияния коррозионного воздействия и вероятности возникновения гидратно-ледяных пробок.

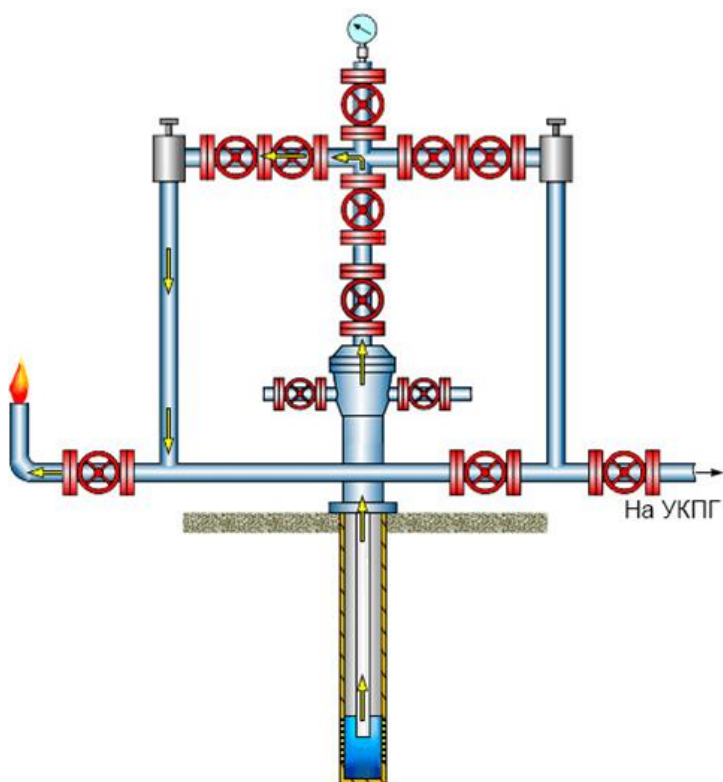


Рисунок 31 – Схема продувки скважины

В результате продувки скважины значительно возрастает величина депрессии, что ведет к снижению противодавления на устье и увеличению фактической скорости газа, что обеспечивает вынос скопившегося столба жидкости. С увеличенным дебитом скважина должна работать минимум 30-50 минут, при этом зачастую для эффективной продувки скважины необходимо несколько часов.

Продувки скважин, как правило, проводятся по мере необходимости, то есть накопления влаги. Признаками скопления пластовой и конденсационной жидкости в скважине следует считать:

- наличие скачков давления, регистрируемых устьевой системой телеметрического контроля;
- неравномерная добыча и увеличение темпа снижения добычи;
- падение давления в НКТ при росте давления в затрубном пространстве;
- резкое изменение градиента давления по стволу скважины.

Примеры признаков накопления столба жидкости на забое представлены на рисунках 32, 33. Согласно рисунку 32, скважина работала в стабильном

режиме в период с апреля 2015 года. Через календарный год, с апреля 2016, значения добычи газа не соответствовали установившемуся тренду по накопленной добыче, при этом в период с апреля по август 2016 года наблюдалась разница между давлением в НКТ и в затрубном пространстве (рисунок 33), что сигнализирует о начале самозадавливания по причине скопления жидкости в нижней части скважины. Правильный анализ показателей работы скважины позволяет диагностировать «симптомы» самозадавливания еще на ранней стадии и устранить причины обводнения скважины.

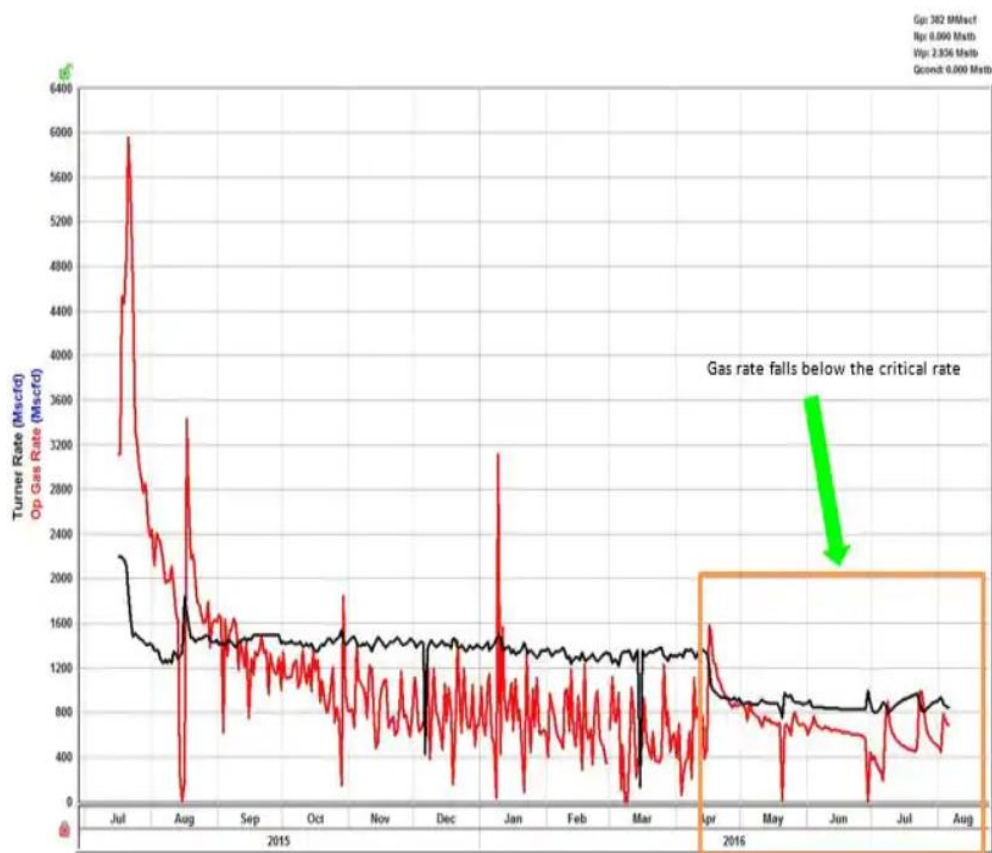


Рисунок 32 – Отклонения в показателях добычи обводняющейся скважины [21]

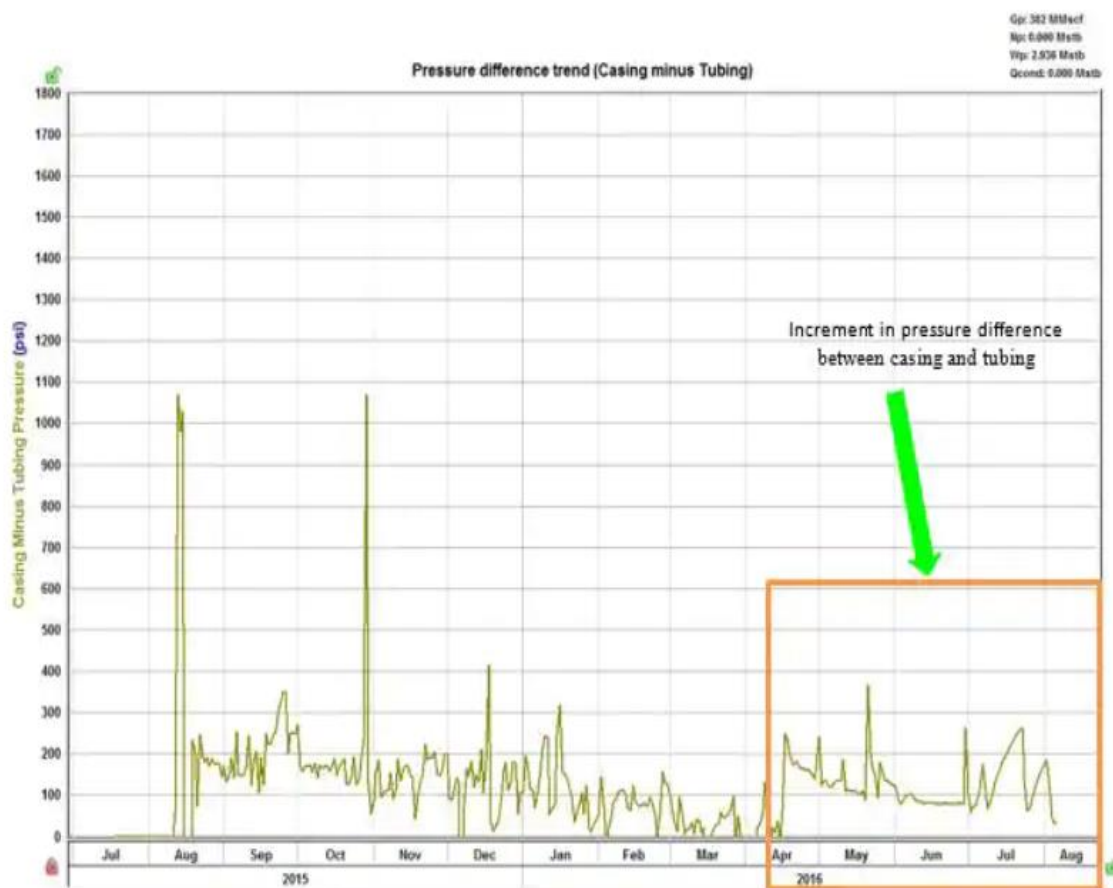


Рисунок 33 – Разница в давлении в НКТ и затрубном пространстве во времени [21]

К недостаткам продувки следует отнести следующее:

- безвозвратные потери добываемого углеводородного сырья;
- отсутствие продолжительного эффекта и, как следствие, необходимость проведения повторных работ с регулярной периодичностью;
- разрушение ПЗП из-за увеличения депрессии при продувках;
- накопление ППП и абразивный износ элементов устьевого оборудования вследствие интенсивного выноса механических примесей.

На Медвежьем месторождении более трети фонда действующих скважин подвергаются продувкам с периодичностью от двух раз в неделю до одного раза в месяц. При этом технологические потери газа в ближайшее время могут достигнуть 20 млн м<sup>3</sup> в год. Продувки скважин применяются и на других месторождениях Западной Сибири.

Другим вариантом эксплуатации задавливающейся скважины может быть уменьшение диаметра лифтовой колонны. Замена НКТ способствует увеличению фактической скорости потока газа и снижению критической скорости течения. Этот вариант не требует дополнительных эксплуатационных затрат или расхода энергии, поскольку добыча газа осуществляется за счет упругой энергии пластового газа.

Однако, уменьшение диаметра лифтовой колонны всегда сопровождается снижением дебита как текущего рабочего, так и минимального, из-за увеличения гидравлических потерь на трение. Частично компенсировать снижение текущего рабочего дебита в этом случае возможно, применив технологию «концентрический лифт».

На рисунке 34 представлена ситуация на забое после замены лифтовой колонны диаметром 168 мм (кривая оттока 1) НКТ диаметром 114 мм (кривая оттока 3).

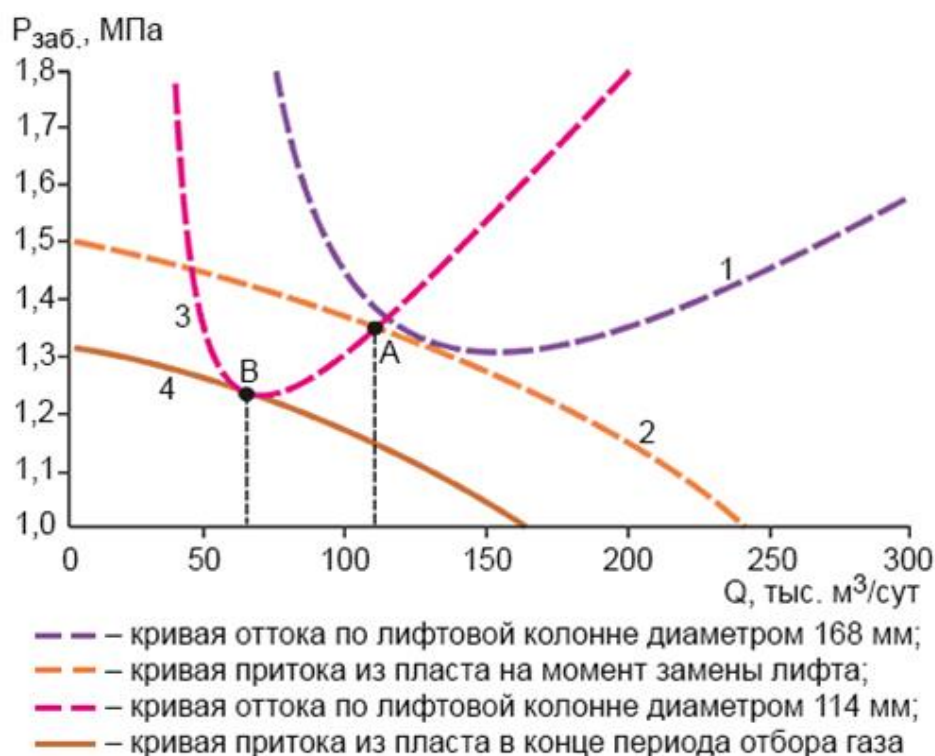


Рисунок 34 – График режима работы скважины при разных диаметрах лифтовой колонны

Согласно графику, после замены НКТ дебит скважины установится на уровне 109 тыс. м<sup>3</sup>/сут (рабочая точка В на кривой оттока 3) и будет работать с постепенным снижением пластового давления до 1,32 МПа и дебита до 65 тыс. м<sup>3</sup>/сут (точка В на кривой оттока 3).

Первое время после замены трубы скважина будет работать в стабильном режиме, однако по достижении системы «пласт – скважина» точки В начнется процесс самозадавливания скважины, который потребует принятия решений по технологии ее дальнейшей эксплуатации.

### **2.3.3 Физико-химические методы**

Один из методов создания условий, при которых не будет наблюдаться накопление жидкостной пробки – это доставка на забой скважин вспенивающих поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Сущность метода обработки скважины ПАВ заключается в том, что при закачке пенообразующего ПАВ в скважину, растворении его в пластовой жидкости и прохождении газа через столб раствора образуется пенная структура, состоящая из пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости. При этом плотность пены значительно меньше плотности пластовой жидкости.

Для геолого-технических условий Ямбургского НГКМ были разработаны составы ПАВ для вспенивания конденсационной воды на забое скважины и выноса ее на устье. Разработанные составы (состав «Ясень», из расчета концентрации 5 кг/м<sup>3</sup> удаляемой конденсационной воды и состав «Ясень+», из расчета концентрации 10 кг/м<sup>3</sup> удаляемой конденсационной воды с примесью пластовой) позволяют удалить конденсационную жидкость, в том числе с примесью пластовой, с забоя скважин, при этом не оказав негативного влияния на газосборную сеть, дожимной комплекс, установки осушки газа и регенерации ДЭГ.



Расчет необходимого количества пенообразователя для удаления жидкостной и песчано-глинистой составляющей проводится по формуле:

$$M_{\text{но}} = m_{\text{уд}} \cdot \pi R^2 \cdot \left[ L + \frac{P_{\text{пл}} + [\Delta P]_{\Gamma} \cdot P_{\text{у}}}{\cos \alpha \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g} \right], \quad (15)$$

где  $M_{\text{но}}$  – количество пенообразователя, необходимое для вспенивания всей жидкости, накопленной в скважине, кг;  $m_{\text{уд}}$  – количество пенообразователя, необходимое для вспенивания 1 м<sup>3</sup> жидких примесей в скважине, кг/м<sup>3</sup>;  $R$  – внутренний радиус эксплуатационной колонны скважины, м;  $L$  – длина скважины от нижнего края лифтовой колонны до текущего забоя, м;  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, приведенное к нижнему краю лифтовой колонны, Па;  $[\Delta P]_{\Gamma}$  – перепад давления, обусловленный весом столба газа в скважине, Па;  $P_{\text{у}}$  – давление из устья скважины, Па;  $\alpha$  – угол отклонения ствола скважины от вертикали, °град;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/сек<sup>2</sup>.

Исследованиями Игнатенко Ю.К., Бузинова С.Н., Ахметова Б.Г., Казакова Б.О. и др. установлено, что содержание активного вспенивающего вещества должно составлять 1,5–3,0 % от веса скопившейся жидкости, которую требуется удалить. Если концентрация ПАВ в жидкости превышает 3%, то эффективность применения ПАВ значительно уменьшится за счет увеличения вязкости жидкости и соответственно гидравлических потерь на трение. То же происходит с концентрациями ПАВ меньше 0,5 – 1,5 % за счет стекания жидкости по стенкам труб к низу лифтовой колонны. Наряду со сложностью с определением количества ПАВ, спускаемого в скважину, существует еще ограничение по скорости потока, при которой может существовать пена – до 1–2 м/с [22].

Подача жидких ПАВ может осуществляться как периодически, так и непрерывно. Для постоянной подачи пенообразующего вещества на забой, на устье скважины монтируют автоматизированная систему для подачи реагента (рисунок 35) [23].

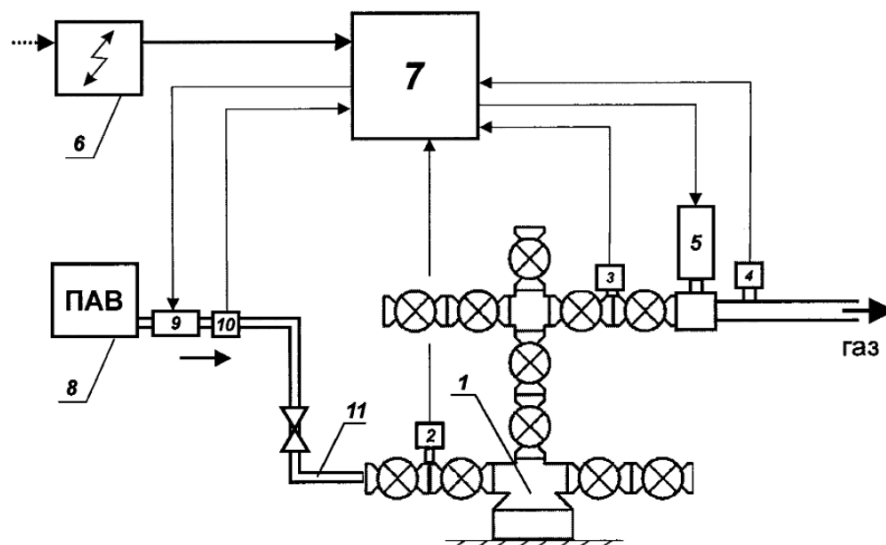


Рисунок 35 – Автоматизированная система для подачи жидких ПАВ  
 (1 – фонтанная арматура (ФА), 2 – датчик давления в затрубном пространстве, 3,4 – датчики давления и температуры, 5 – дистанционный регулятор дебита газа, 6 – источник электроэнергии, 7 - промышленный контроллер, 8 – емкость ПАВ, 9 – насос, 10 – расходомер, 11 – линия подачи ПАВ)

Технический результат оснащения скважины данной системой заключается в минимизации либо отсутствии безвозвратных потерь газа для «продувки» скважины на факельную линию с целью ее очистки от жидкости; минимизации потерь давления при движении газа от забоя на устье; минимизации количества подаваемых пенообразующих агентов; максимизации результирующего дебита скважины по газу, либо накопленного отбора газа за определенный период времени; минимизации времени, затрачиваемого на достижение целевого режима работы скважины; минимизации количества подаваемого на забой ингибитора гидратообразования; максимизации межремонтного периода работы скважины.

### 2.3.4 Механизированные методы

Увеличению скорости потока газа выше критической способствуют механизированные методы, снижающие противодавление на устье.

Одно из альтернативных мероприятий для обеспечения стабильной работы низкодебитных скважин – закачка в межтрубное пространство газа, подаваемого с выхода ДКС. В результате возрастает скорость потока в лифтовых трубах и обеспечивается вынос жидкости из ствола скважины.

Технология заключается в следующем: газ высокого давления с выхода ДКС через промысловый шлейф поступает в затрубное пространство скважины. В результате суммарный расход газа, поступающего на забой скважины из пласта и через затрубное пространство с устья, становится выше критического и происходит вынос жидкости из скважины. Продукция скважины подается в ГСС. Расход газа, поступающего в затрубное пространство скважины (дебит закачки) регулируется с помощью углового штуцера.

Испытания данной технологии проводились в 2009 году на скважинах №№ 928, 1022 и 1028 месторождения Медвежье и в целом показали положительные результаты. Перед началом испытаний скважины работали в режиме самозадавливания с периодическими продувками.

Работы по испытанию режимов эксплуатации скважин при закачке сухого газа в затрубное пространство на кусте скважин №№ 928, 1022, 1028 выполнялись в период с 21 июня по 15 октября 2009 г. На первом этапе испытаний закачка газа осуществлялась постоянно, на втором – в циклическом режиме (рисунок 36).

Из-за низких продуктивных характеристик скважин и высокого давления в шлейфе потребовалась большая величина дебита закачки, который превышал расход газа, поступающего из пласта. При постоянной закачке газа в затрубье средняя величина отношения дебита газа, поступающего из пласта, к дебиту закачки составила примерно 0,75.

Эффективность предлагаемой технологии существенно выше, если закачку газа в межтрубное пространство производить не постоянно, а периодически (по мере необходимости), что уменьшит количество закачиваемого газа [24].



Рисунок 36 – Параметры работы скважин №№ 928, 1022, 1028 при закачке газа в затрубное пространство

Как показали проведенные испытания при циклической закачке средняя величина отношения дебита газа, поступающего из пласта, к дебиту закачки составляет 1,13, то есть выше по сравнению с постоянной закачкой.

Однако следует отметить, что для поддержания оптимального режима циклической закачки требуется автоматическая регулировка и контроль величины расхода газа закачки, а также контроль параметров работы скважины.

К преимуществам применения данной технологии относится прекращение продувок скважин, а также увеличение дебитов скважин и скоростей газа в шлейфе до величин, обеспечивающих вынос жидкости. Однако, применение метода закачки газа в затрубное пространство невозможно без значительных дополнительных затрат на скважинах, оборудованных только одним шлейфом, кроме того, необходимы большие затраты на осушку и компримирование газа, подаваемого в затрубное пространство.

Для работы в зимнее время необходимо установить дополнительное оборудование – устьевого подогреватель газа, закачиваемого в затрубье. Установка устьевого подогревателя даст и положительный эффект – увеличение устьевой температуры и уменьшение количества остановок скважин из-за образования ледяных пробок в элементах ФА, ГСС.

Улучшить условия выноса жидкости с забоя газовых скважин может внедрение технологии эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК). Метод представляет собой процесс, при котором газ, поступающий из продуктивного пласта, на забое разделяется на два потока.

Технология реализует задачу оптимизации режима эксплуатации обводняющихся скважин посредством автоматического поддержания в центральной лифтовой колонне (ЦЛК) значения дебита газа, превышающего на 10–20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости с забоя по ЦЛК. Поддержание заданного значения дебита (для текущего пластового давления) осуществляется путем непрерывного контроля дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из основной лифтовой колонны (ОЛК) при изменении давления на устье скважины (рисунок 38).



Рисунок 37 – Фонтанная арматура, оборудованная концентрической лифтовой колонной

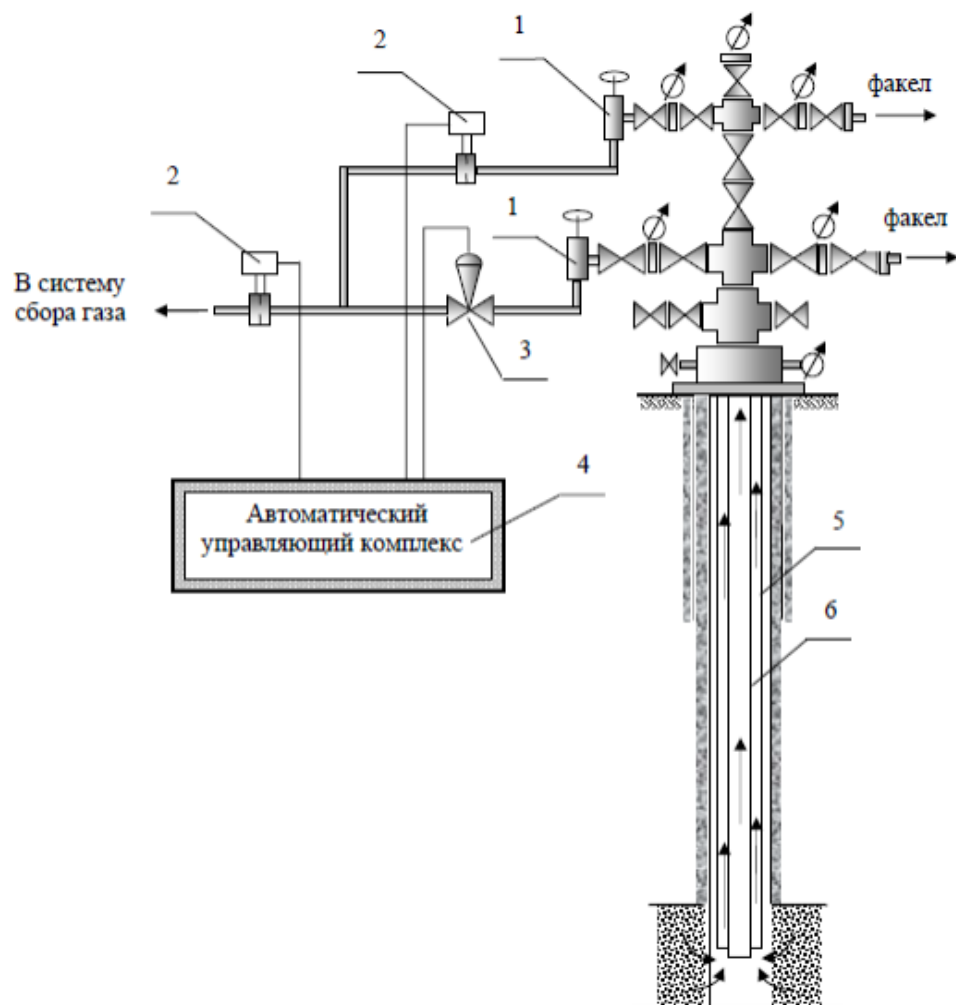


Рисунок 38 – Схема работы скважины с концентрическими лифтовыми колоннами:

1 – регулируемое дроссельное устройство; 2 – расходомерное устройство; 3 – регулирующий клапан; 4 – управляющий комплекс «Вымпел»; 5 – основная лифтовая колонна; 6 – центральная лифтовая колонна

Управление технологическими параметрами работы скважины по обоим каналам осуществляется с помощью автоматизированного устьевого комплекса (УК) производства компании нефтегазопромыслового оборудования «Вымпел» установленного на устье скважины, показанного на рисунке 39. Это связано со значительными колебаниями давления газа в шлейфе в течение суток.



Рисунок 39 – Автоматизированный комплекс НПО «Вымпел»

На линии соединительного трубопровода из межколонного пространства (МКП) устанавливают управляющий клапан. При скорости потока газа ниже критической управляющий клапан автоматически частично перекрывает поток газа из МКП таким образом, чтобы поток газа по ЦЛК двигался со скоростью выше критической и обеспечивал вынос жидкости. Автоматика поддерживает оптимальный режим.

Диаметр ЦЛК подбирают таким образом, чтобы жидкость удалялась быстро и большую часть времени скважина работала по двум каналам с высоким дебитом. Эксплуатация скважин по КЛК возможна в скважинах с эксплуатационной колонной из труб диаметром 168 и 219 мм, лифтовой колонной из труб диаметром 168, 146, 127 и 114 мм.

Технология эксплуатации скважин по КЛК имеет следующую характерную особенность. В связи с использованием в качестве ЦЛК труб малого диаметра значительно возрастают потери давления в стволе скважины. При исследовании газожидкостного потока при движении по КЛК выясняется, что при полном открытии потока по МКП и ЦЛК дебит газа по ЦЛК практически равен нулю. Таким образом, при определении технологического режима работы скважин по КЛК во избежание разрушения ПЗП необходимо поддерживать давление на забое, не превышающее критических значений.

В 2011–2012 гг. такая технология была реализована на Медвежьем и Ямбургском, а в ноябре 2013 г. – на Уренгойском месторождениях.

На данный момент, технология успешно внедрена и реализуется на Ямбургском НГКМ. Больше 46 скважин оборудованы КЛК.

Внедрение технологии позволило полностью исключить продувку скважин с выпуском газа в атмосферу. До внедрения технологии продувки ствола скважин проводились:

- одной скважины – один раз в 8 дней при среднем расходе 23 тыс. м<sup>3</sup>;
- другой скважины – один раз в 7 дней при среднем расходе 25 тыс. м<sup>3</sup>.

Кроме того, эксплуатация по КЛК с течением времени позволяет значительно улучшить продуктивную характеристику скважин, уменьшить количество выносимой жидкости и механических примесей с забоя скважины.

К недостаткам технологии эксплуатации скважин по КЛК следует отнести:

– большой объем работ по обслуживанию на начальном этапе, связанный с настройкой автоматизированного комплекса, частым забиванием противопесочных фильтров. С течением времени работ по обслуживанию становится меньше;

– снижение дебита скважины при частичном перекрытии МКП для обеспечения выноса жидкости по ЦЛК.

На скважинах № 722 и № 814 Медвежьего НГКМ проводились испытания технологии и оборудования для эксплуатации скважин по КЛК.

Согласно схеме компоновки КЛК, в ОЛК диаметром 168 мм была спущена ЦЛК меньшего диаметра – 60,3 мм. При этом был проведен КРС по спуску ЦЛК с глушением скважины, в ходе которого была произведена замена ФА и доработана устьевая обвязка скважин.

Средний дебит скважины № 722 между продувками за 15 суток составил 105,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут при интервале между продувками в 8 дней.



Скважина № 814 работала с ограничением давления на устье (перепад между буфером и шлейфом составлял более 0,5 МПа) из-за опасности абразивного износа устьевого оборудования вследствие выноса механических примесей при дебитах, превышающих 180 тыс. м<sup>3</sup>/сут, и депрессии на пласт более 0,55 МПа.

Средний дебит скважины № 814 при периодичности продувок 4 раза в месяц составлял 145 тыс. м<sup>3</sup>/сут, при среднем расходе газа на продувку 25 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В обеих скважинах по результатам ГДИС отмечалось присутствие на забое песчано-жидкостных пробок.

На момент внедрения данной технологии наиболее часто выполняемой операцией была замена противопесочных фильтров (рисунок 40), установленных в системе УК «Вымпел» и предназначенных для предохранения ФА и управляющих клапанов от абразивного износа (рисунок 41).

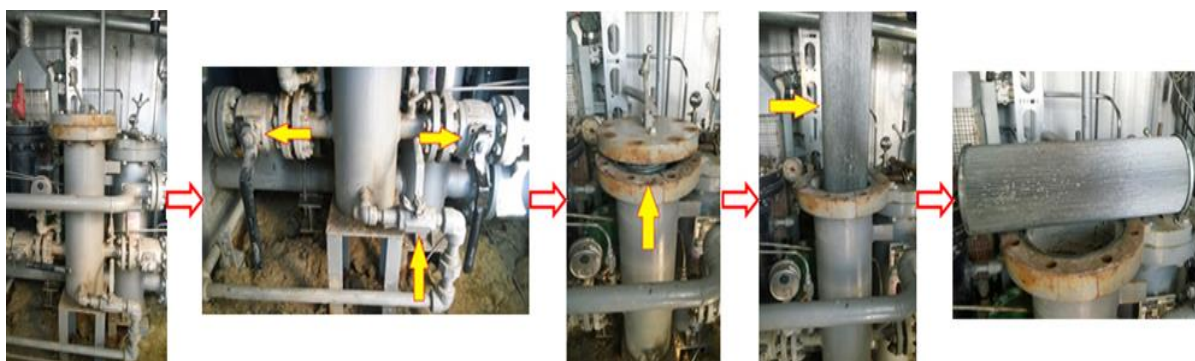


Рисунок 40 – Схема замены противопесочных фильтров



Рисунок 41 – Элементы фонтанной арматуры в результате абразивного износа

В процессе эксплуатации скважины № 722 по КЛК на забое образовалась песчаная пробка, перекрывающая более 25 % интервала перфорации. Об этом свидетельствует геофизическое исследование скважины. Песчано-жидкостная пробка значительно снизила продуктивность скважины.

В результате промывки песчаной пробки и продувки скважины для удаления жидкости скважина № 722 заработала в шлейф через УК НПО «Вымпел» со средним дебитом 82 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

После двухмесячного перерыва – остановки промысла в связи с производственной необходимостью, скважина № 722 заработала в шлейф без продувки со средним дебитом 99 тыс. м<sup>3</sup>/сут. После промывки песчаной пробки в июне 2009 г. скважина № 722 работает стабильно, признаков образования пробки на забое не зафиксировано.

На скважине № 814 за период исследований (с 26.10.2008 г. до 20.03.2011 г.) особых осложнений не возникло. Давление в шлейфе изменялось в диапазоне от 1,6 до 1,72 МПа, а дебит газа поддерживался автоматически на уровне 110 тыс. м<sup>3</sup>/сут. При этом дебит газа не опускался ниже установленного значения и не поднимался выше него. В сентябре 2009 г. давление в шлейфе увеличилось с 1,49 до 1,64 МПа, дебит газа уменьшился до 92,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Снижение дебита связано с наполнением фильтра, расположенного на линии ЦЛК, механическими примесями, при этом разница давлений на фильтре увеличилась до 0,1 МПа. При повышении давления в шлейфе, УК продолжал поддерживать заданный режим работы скважины и не допускал перехода скважины в режим самозадавливания.

В процессе исследований вынос песка из скважин контролировался по изменению разности давления на противопесочных фильтрах. Фильтры очищались от песка периодически по мере необходимости. После установки нового фильтра дебиты скважин резко увеличивались за счет уменьшения давления на устье скважины. При этом замечено, что в 2010 г. на скважине № 722 фильтр приходилось очищать от механических примесей в 3 раза реже, чем в 2009 г. На скважине № 814 фильтр забивался еще реже.

По результатам ГИС, на скважине № 814 (спустя 6 месяцев с начала испытаний), песчаная пробка отсутствовала. На скважине № 722 после промывки песчаной пробки, образования новой также не наблюдалось.

На основании результатов эксплуатации скважин № 722 и 814 по КЛК можно отметить следующее:

- модифицированный алгоритм пуска УК при изменении режима работы ДКС позволил существенно снизить остроту проблемы засорения фильтра ЦЛК;

- комплексы работают стабильно, средний дебит скважины № 722 составляет 105 тыс. м<sup>3</sup>/сут, скважины № 814 – 110 тыс. м<sup>3</sup>/сут;

- по результатам ГДИС не отмечено ухудшения состояния ПЗП.

Имевшие место проблемы интенсивного выноса механических примесей, наблюдавшиеся на момент внедрения технологии эксплуатации скважин по КЛК, возможно связаны с недостаточной отработкой и выходом на режим скважины после проведения КРС. В настоящее время содержание механических примесей не превышает значений, допустимых технологическим режимом.

Внедрение технологии эксплуатации скважин по КЛК позволяет не только выносить конденсационную жидкость с забоя скважин, что способствует сохранению продуктивности и предотвращает разрушение призабойной зоны коллектора, но и значительно продлевает срок безаварийной эксплуатации скважин в условиях завершающей стадии разработки месторождения.

Следует также отметить, что при использовании в качестве ЦЛК труб малого диаметра значительно возрастают гидравлические потери давления в стволе скважины. Это обстоятельство также обуславливает большую разницу устьевых давлений между ЦЛК и МПК.

На основании опыта эксплуатации скважин № 722 и № 814 ЯНГКМ по КЛК определена методика подбора скважин-кандидатов для внедрения этой технологии, согласно которой:

– эксплуатация скважин по КЛК возможна при диаметре эксплуатационной колонны 168 и 219 мм и диаметре лифтовой колонны 168, 146, 127 и 114 мм;

– в скважинах с лифтовыми колоннами диаметром 146 и 168 мм в качестве ЦЛК возможно использовать НКТ диаметром 73 мм, а в скважинах с лифтовыми колоннами диаметром 114, 127 мм – ЦЛК диаметром 60,3 мм. В тех случаях, когда скважины оснащены комбинированными НКТ (например, 168/127 мм или 168/114 мм) при выборе диаметра ЦЛК определяющим параметром является длина колонны НКТ;

– технологию эксплуатации скважин по КЛК целесообразно внедрять на скважинах до начала процесса самозадавливания, когда добыча газа еще не осложнена интенсивным выносом механических примесей на рабочих режимах;

– внедрение технологии возможно на скважинах со значительным выносом песка в режиме ограничения рабочего дебита на заданном максимальном уровне;

– в связи со значительной стоимостью технологического оборудования и работ по реконструкции скважин для внедрения технологии эксплуатации скважин по КЛК, при подборе скважин-кандидатов необходимо провести анализ технико-экономической целесообразности применения данной технологии.

### 3 ФОРМИРОВАНИЕ МОДЕЛИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На основе данных специальных исследований (представленных в пункте 2.2), проведенных на скважине №X месторождения X была построена модель вертикальной газовой скважины для расчета режимов работы скважины с НКТ различного диаметра.

В ходе работы в программном комплексе PIPESIM компании Schlumberger было рассмотрено решение основной задачи разработки газовых залежей – определение технологического режима эксплуатации скважины, которое обеспечивает устойчивую работу без скопления на забое пластовой и конденсационной жидкости.

Скважина, вскрывающая сеноманскую залежь, была пробурена на участке, где давление в пласте составляет 10,8 атм, а температура равна 25 °С. Для данной скважины № X было проведено качественное исследование, представленное в пункте 2.2. Введя параметры данного исследования, была получена модель притока, т.е. кривая притока (рисунок 42).

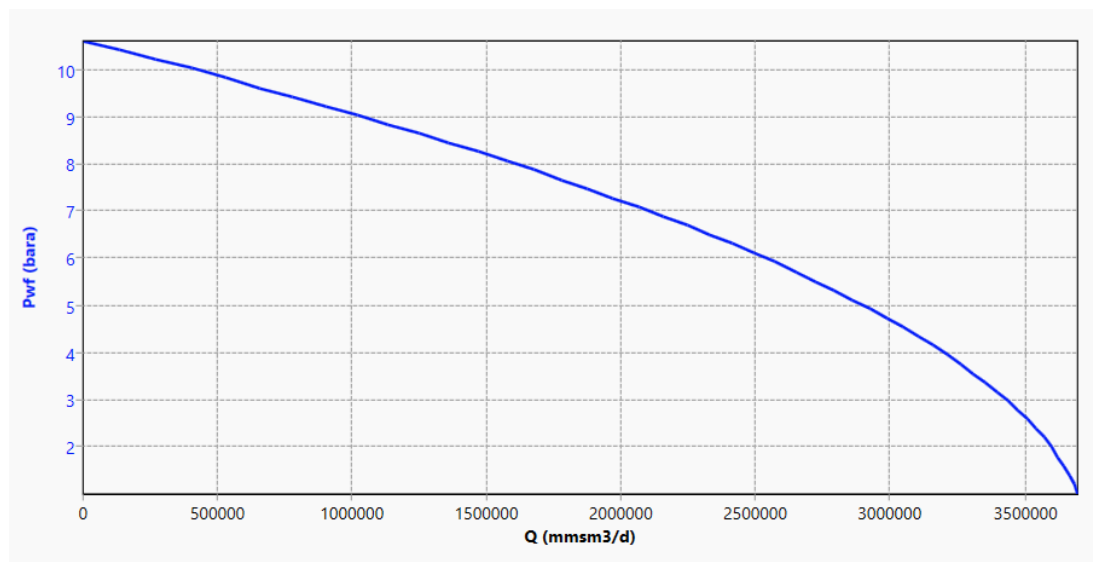


Рисунок 42 – Кривая притока потока газа

Соответственно, модель была построена на основании следующих данных: скважина вертикальная, башмак НКТ диаметром 114 мм спущен на

глубину 1160,7 м, глубина середины интервала перфорации 1194 м. Обсадная колонна спущена на глубину 1245 м, ее диаметр составляет 168 мм. Пакер установлен на отметке 987 м.

В качестве корреляции вертикального многофазного потока использована методика No Slip Assumption. Анализ расчетов с учетом результатов фактических замеров давления по стволу газовых скважин показал, что корреляция No Slip Assumption для вертикального потока наиболее корректна для условий газовых месторождений.

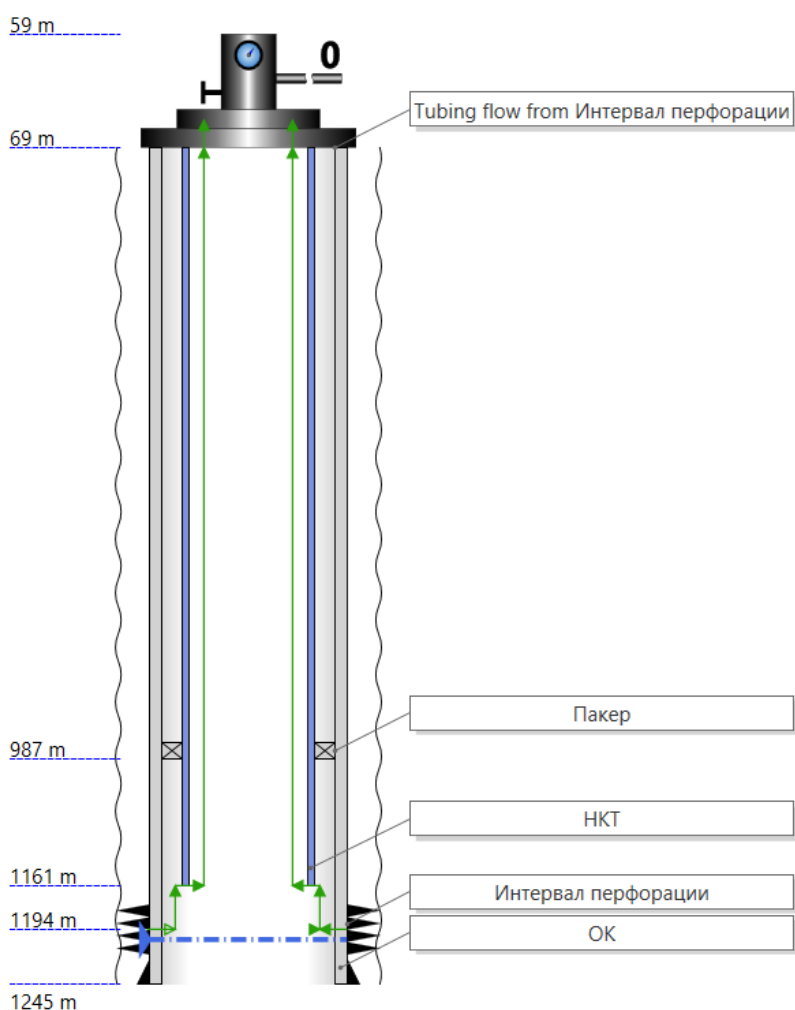


Рисунок 43 – Модель вертикальной газовой скважины, оборудованной пакером

Поскольку в газе содержится пластовая и конденсационная вода, необходимо контролировать скорости газа на забое и в НКТ. Так как, по мере подъема газа по НКТ, скорость его движения возрастает, на практике исходят из

условного значения минимально допустимых скоростей газа для нижнего сечения НКТ.

В PIPESIM для анализа критической скорости потока газа в данной скважине был рассмотрен параметр – коэффициент скорости разгрузки жидкости (Liquid gas velocity ratio), то есть отношение минимальной скорости газа для поднятия жидкости к фактической скорости газа:

$$LGVR = \frac{v_{\text{крит}}}{v_{\text{факт}}}, \quad (16)$$

где  $v_{\text{крит}}$  – критическая скорость газа, м/с,  $v_{\text{факт}}$  – фактическая скорость газа, м/с.

При  $LGVR \geq 1$ , происходит скопление жидкости на забое скважины.

Данная проблема была проанализирована графически (рисунок 44). Из графика зависимости коэффициента скорости разгрузки жидкости от длины подъемника видно, что для скважины, оборудованной ЛК диаметром 114 мм, свойственна проблема, связанная с выносом жидкости: значение коэффициента на забое больше 1. Соответственно, для решения данной проблемы необходимо увеличить величину фактической скорости многофазного потока.

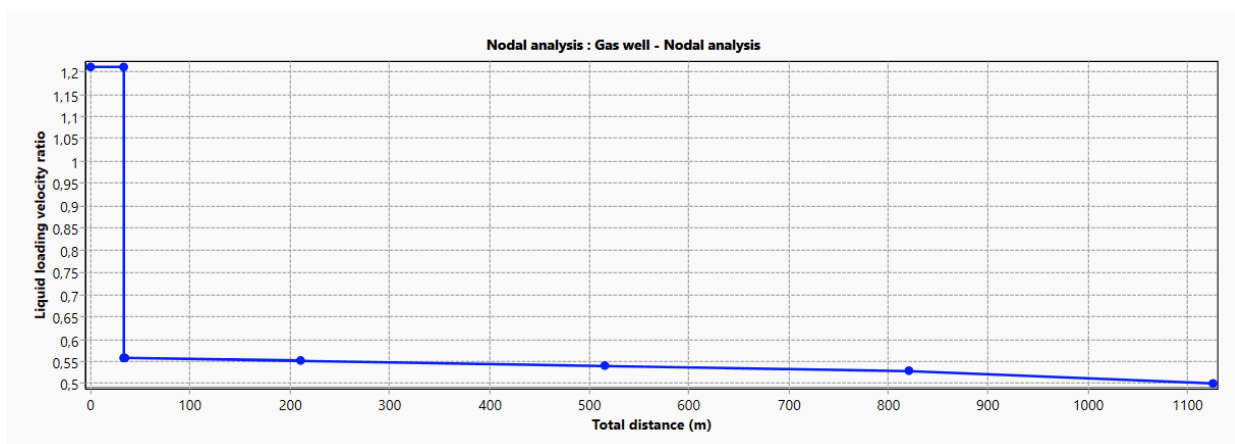


Рисунок 44 – Зависимость коэффициента скорости разгрузки жидкости от длины подъемника

Увеличение фактической скорости газа в лифтовых колоннах скважин, оборудованных штуцером, может быть достигнуто за счет увеличения его проходного сечения, что естественно отобразится на величине депрессии и рабочего дебита. Однако, на поздней стадии разработки месторождения в устьевом оборудовании устройство, регулирующее дебит сеноманских скважин,

отсутствует. Соответственно, увеличить скорости потока становится возможным за счет изменения конфигурации НКТ, а именно ее внутреннего диаметра.

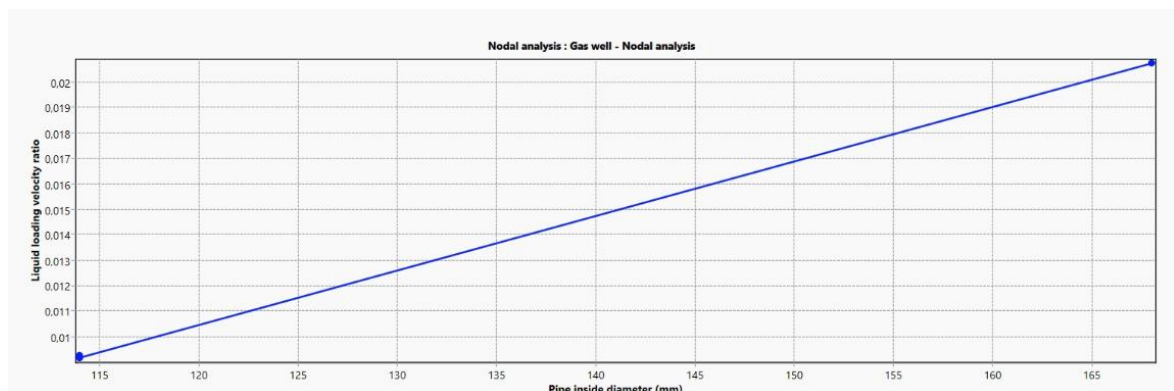


Рисунок 45 – Зависимость коэффициента скорости разгрузки жидкости от диаметра подъемника

В результате графического анализа была установлена определенная закономерность между коэффициентом скорости разгрузки жидкости и внутренним диаметром НКТ: при уменьшении внутреннего диаметра подъемника величина коэффициента скорости разгрузки жидкости снижается. Таким образом, замена НКТ действительно способствует более эффективному выносу диспергированной жидкости.

На основе проведенного анализа данных по использованию КЛК на сеноманских залежах, была подобрана методика подбора скважин-кандидатов для внедрения технологии эксплуатации скважин по КЛК.

На рисунке 46 представлена схема методики подбора скважин-кандидатов для внедрения технологии эксплуатации скважин по КЛК на сеноманских газовых залежах.



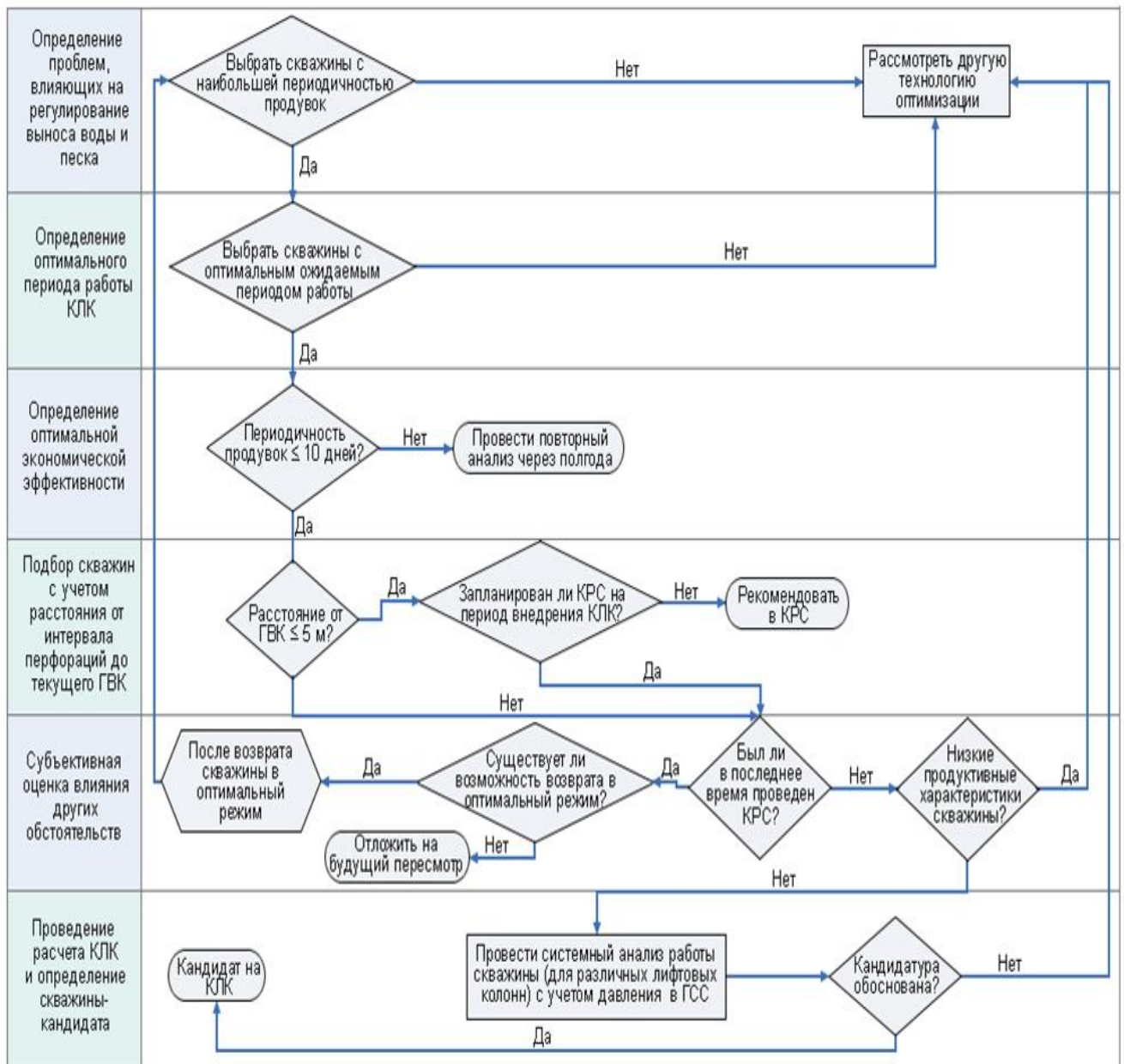


Рисунок 46 – Блок-схема методики подбора скважин-кандидатов для внедрения технологии эксплуатации скважин по КЛК на сеноманских газовых залежах

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

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8Г		Рыжковой Ладе Александровне	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
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 выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30,2%

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

1. Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

**Перечень графического материала**

1. Оценка конкурентоспособности ИП
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Рыжкова Лада Александровна		

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

В данной выпускной квалификационной работе проводится анализ существующего опыта применения технологии концентрических лифтовых колонн при эксплуатации газовых скважин, вскрывающих сеноманскую залежь. Однако применение данной технологии должно быть обосновано и подкреплено научными исследованиями, подтверждающими её эффективность для конкретных геолого-технических условий.

Данная глава посвящена обоснованию конкурентоспособности и финансовой эффективности научного исследования, включающего в себя сбор, анализ промысловой информации и результатов моделирования, на основании которого составляется проект технического перевооружения скважины.

Данный раздел предусматривает рассмотрение следующих задач:

- оценка коммерческого потенциала разработки;
- планирование научно-исследовательской работы;
- расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

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

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

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. В качестве критериев сегментирования стоит использовать следующие мероприятия по предотвращению самозадавливания газовых скважин: оснащение концентрическими лифтовыми колоннами, замена насосно-компрессорную трубу на трубу меньшего диаметра, применение твердых поверхностно-активных веществ (таблица 12).

Таблица 12 – Карта сегментирования рынка услуг по предотвращению самозадавливания скважин

Доходность компании	Мероприятие по предотвращению самозадавливания		
	Вертикальный профиль ствола скважины	Наклонно-направленный профиль ствола скважины	Горизонтальный профиль ствола скважины
Высокая	КЛК Замена НКТ тПАВ	КЛК Замена НКТ	КЛК Замена НКТ
Средняя	Замена НКТ тПАВ	Замена НКТ	Замена НКТ
Низкая	тПАВ	-	-

Из данных по результату сегментирования, что следует использовать сегментами данного рынка компании с высокой доходностью. Следовательно, наиболее перспективным сегментом для формирования спроса является эксплуатация скважин по КЛК.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в интенсивной динамике. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 14). Для этого необходимо отобрать не менее трех мероприятий по снижению обводненности, нумерация проведена по таблице 13.

Таблица 13 – Виды мероприятий

Номер варианта	Мероприятие
1	Применение КЛК
2	Замена НКТ
3	Применение тПАВ

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в таблице 14, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Таблица 14 – Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>1</sub>	Б <sub>2</sub>	Б <sub>3</sub>	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	К <sub>3</sub>
1	2	3	4	5	7	8	9
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
2. Надежность	0,2	5	3	2	1	0,6	0,4
3. Безопасность	0,3	4	4	3	1,2	1,2	0,9
4. Простота эксплуатации	0,05	4	4	2	0,2	0,2	0,1
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность	0,1	5	4	2	0,5	0,4	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
3. Цена	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	3	1	0,5	0,3	0,1
5. Затраты на обслуживание и ремонт	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
<b>Итого</b>	1	41	36	31	4,5	3,55	2,75

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (17)$$

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

По данным оценочной карты наиболее привлекательным вариантом является эксплуатация скважин по КЛК, и возьмем его для дальнейшего анализа при рассмотрении различных методик оценок данного сегмента.

К преимуществам эксплуатации скважин по КЛК можно отнести то, что данный метод нашел широкое распространение при техническом перевооружении скважин как с вертикальным, наклонно-направленным, так и горизонтальным профилем, так как имеет высокую эффективность при выносе конденсационной жидкости на поверхность, и легко осуществим с использованием колтюбинговых установок.

Уязвимость остальных вариантов в первую очередь выражается в следующем. Большом объеме работ по обслуживанию требуют скважины при спуске твердых ПАВ на забой. Замена НКТ на более меньший диаметр является успешной мерой увеличения количества выносимой жидкости из ствола скважин, однако уменьшение диаметра НКТ снижает производительность скважины, к тому же осложняется выход на устойчивый режим работы скважины после проведения ее глушения.

#### **4.1.3 Оценка при помощи технологии QuaD**

**Технология QuaD** (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой технологии и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение

целесообразности вложения денежных средств в проект. По своему содержанию данный инструмент близок к методике оценки конкурентных технических решений, описанных в разделе 4.1.2.

Для упрощения процедуры проведения QuaD рекомендуется оценку проводить в табличной формы (таблица 15).

Таблица 15 – Оценка по технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Балл	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
<b>Показатели оценки и качества разработки</b>					
1. Эффективность	0,2	90	100	0,9	0,18
2. Надежность	0,2	85	100	0,85	0,17
3. Долговечность	0,2	95	100	0,95	0,19
4. Простота в обслуживании	0,05	90	100	0,9	0,045
5. Безопасность	0,1	90	100	0,9	0,09
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	100	100	1	0,1
2. Перспективность	0,05	100	100	1	0,05
3. Цена	0,05	65	100	0,65	0,0325
4. Финансовая эффективность	0,05	90	100	0,9	0,045
<b>Итого</b>	1				0,9025

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i \quad (18)$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;  $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение показателя  $P_{cp}$  является 90,25%, что позволяет говорить о перспективах данной технологии.

В дальнейшем для направления усовершенствования можно рассмотреть пути уменьшения затрат при оснащении скважин КЛК.

#### **4.1.4 SWOT-анализ**

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то, что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет – зависит в том числе и от принятых действий и решений.

Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 16.

Следующий шаг – построение интерактивной матрицы проекта сильных сторон и возможностей (таблица 17). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».



Таблица 16 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны технологий:</b></p> <p>С1. Энергоэффективность технологии.</p> <p>С2. Экологичность технологии (сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу).</p> <p>С3. Работающая технология с высокой эффективностью</p> <p>С4.Повышение технологической эффективности реконструкции скважин</p> <p>С5. Увеличение дебита в долгосрочной перспективе</p>	<p><b>Слабые стороны технологий:</b></p> <p>Сл1. Большой объем работ по обслуживанию</p> <p>Сл2. Высокая стоимость технологии</p> <p>Сл3. Технология на ранней стадии серийного производства</p> <p>Сл4. Уменьшение дебита в краткосрочной перспективе</p> <p>Сл5. Большой срок ожидания эффекта, от поставки до установки на промысле (невозможность достичь эффекта «здесь и сейчас»)</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Более эффективное удаление песчаных пробок</p> <p>В2. Минимизация негативного воздействия на призабойную зону</p> <p>В3. Увеличение спроса на технологию</p> <p>В4. Рост цен на добываемое сырье</p>		
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1.Отсутствие рентабельности</p> <p>У2. Схлопывание рынка углеводородов</p> <p>У3.Санкционные ограничения на импорт отдельных узлов</p> <p>У4.Появление более эффективной технологии для борьбы с самодавлением скважин</p> <p>У5.Низкий уровень капитальных вложений</p>		

Таблица 17 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	B1	+	-	-	-	+
	B2	-	+	-	+	+
	B3	-	-	+	-	+
	B4	-	+	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 17, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: B2B4C2C4C5, B1C5, B3C3C5.

Таблица 18 – Интерактивная матрица слабых сторон и возможностей проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	-	-	-	-	-
	B2	-	-	-	-	+
	B3	-	-	+	-	+
	B4	-	+	-	+	-

Корреляции: B2Сл5, B3Сл3Сл5, B4Сл2Сл4.

Таблица 19 – Интерактивная матрица сильных сторон и угроз проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	У1	-	-	-	+	-
	У2	-	-	-	-	-
	У3	-	-	+	-	-
	У4	-	-	-	+	+

Корреляции: У1С4, У3С3, У4С4С5.

Таблица 20 – Интерактивная матрица слабых сторон и угроз проекта

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	-	-	-	-	-
	У2	-	-	+	-	-
	У3	-	-	-	-	-
	У4	-	-	-	-	-

Корреляции: У2Сл3.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая учитывает сочетание возможностей с сочетанием (корреляцией) сильных сторон.

Таблица 21 – Результаты SWOT анализа

	<p><b>Сильные стороны технологии:</b>  С1. Энергоэффективность технологии.  С2. Экологичность технологии (сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу).  С3. Работающая технология с высокой эффективностью  С4. Повышение технологической эффективности реконструкции скважин  С5. Увеличение дебита в долгосрочной перспективе</p>	<p><b>Слабые стороны технологии:</b>  Сл1. Большой объем работ по обслуживанию  Сл2. Высокая стоимость технологии  Сл3. Технология на ранней стадии серийного производства  Сл4. Уменьшение дебита в краткосрочной перспективе  Сл5. Большой срок ожидания эффекта, от поставки до установки на промысле (невозможность достичь эффекта «здесь и сейчас»)</p>
<p><b>Возможности:</b>  В1. Более эффективное удаление песчаных пробок  В2. Минимизация негативного воздействия на призабойную зону  В3. Увеличение спроса на технологию  В4. Рост цен на добываемое сырье</p>	<p><b>Направления развития:</b>  В1С5. Применение технологии, будет способствовать лучшему выносу песка из скважины, а также облегчит устранение песчаных пробок, что снизит частоту промывок и приведет к увеличению дебита скважин  В2В4С2С4С5. Технология позволит снизить объёмы метана, выбрасываемые в атмосферу, за счет снижения частоты продувок, что благотворно скажется на экологии. Так же повысится технологичность операций, проводимых в стволе скважины, за счет конструкции технологии. Рост цен на добываемое сырье вкूपе с увеличением дебита, позволит получить сверхприбыль от добычи углеводородов  В3С3С5 Спрос на технологию будет расти, снижая ее себестоимость, что позволит использовать ее намного шире. Это приведет к увеличению дебита компании в долгосрочной перспективе и соответственно прибыли</p>	<p><b>Сдерживающие факторы:</b>  В2Сл5. За счет минимизации негативного воздействия на призабойную зону, косвенно повысится эффективность других операций в скважине (промывка, солянокислотная обработка и т.д.) что даст дополнительный экономический эффект, и позволит быстрее окупить технологию  В3Сл3Сл5. Увеличение спроса позволит быстрее перейти на серийный выпуск изделий, так же за счёт налаживания всех экономических цепочек и увеличения объёмов выпуска изделий, уменьшатся сроки поставок и время сооружения технологии  В4Сл2Сл4. Несмотря на высокую стоимость внедрения технологии и уменьшению дебита в краткосрочной перспективе, рост цен добываемого сырья на мировом рынке позволит легко окупить эти издержки</p>

Продолжение таблицы 21

<b>Угрозы:</b>	<b>Угрозы развития:</b>	<b>Уязвимости:</b>
<p>У1. Отсутствие рентабельности</p> <p>У2. Санкционные ограничения на импорт отдельных узлов</p> <p>У3. Появление более эффективной технологии для борьбы с самозадавливанием скважин</p> <p>У4. Низкий уровень капитальных вложений</p>	<p>У1У4С4. Несмотря на отсутствие рентабельности, применение технологии позволит эксплуатировать скважины, ранее задавленные жидкостью, дебит которых стремится к нулю. Технология позволит выйти на пограничный уровень рентабельности</p> <p>У3С3. Несмотря на риски возникновения новой технологии, рассматриваемая технология уже функционирует, готова к использованию, конкуренции на рынке на данный момент не предвидится.</p> <p>У4С5. Даже несмотря на низкие капитальные вложения в реконструкцию скважин, ожидаемый рост цен углеводородов и повышение спроса на мировом рынке, даст возможность получать сверх прибыли компаниям. Это сделает рассматриваемую технологию более привлекательной и даст возможность вкладывать больше средств, в реконструкцию</p>	<p>У2Сл3. Так как технология только вводится в серию, то замена цепочек поставок некоторых узлов, отдельных устройств (оборудование управления) будет проще с точки зрения гибкости и устойчивости технологии</p>

В результате SWOT-анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно-исследовательской разработке.

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и инженер. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта.

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень этапов работ при проектировании

<b>Основные этапы</b>	<b>№ раб</b>	<b>Содержание работ</b>	<b>Должность исполнителя</b>
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	5	Анализ литературных источников	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Анализ данных ГДИС, ГИС, ГКИ, компонентного состава продукции скважины, данных измерения давлений устьевыми, линейными и глубинными манометрами, другой промысловой информации	Инженер
	7	Расчёт основных характеристик и расхода материалов трубы, методом моделирования	Инженер
	8	Проверка на износостойкость, методом моделирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	10	Определение целесообразности проведения технического перевооружения	Руководитель, инженер

Продолжение таблицы 22

Оформление отчета и составление проектной документации	11	Оформление расчетов и пояснительной записки	Инженер
	12	Публикация результатов исследования	Инженер
	13	Составление эксплуатационно-технической документации по проекту	Руководитель, инженер

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

Основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{\min_i} + 2 \cdot t_{\max_i}}{5}; \quad (19)$$

где  $t_{ож_i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;  $T_{\min_i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;  $t_{\max_i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоёмкости определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями, по следующей формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож_i}}{Ч_i}, \quad (20)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, рабочие дни;  $t_{ож_i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу, чел.

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (21)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  $k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (22)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;  $T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;  $T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Коэффициент календарности на 2022 год:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Рассчитанные значения длительности работы в календарных днях по каждой работе округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 23.

На основании таблицы 23 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе таблицы 24 с разбивкой по месяцам, декадам (10 дней).

Таблица 23 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожг}$ , чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Составление и утверждение технического задания	2	3	4	5	6	7	8	9
Разработка общей методики проведения исследований	1	-	2	-	1,4	-	1,4	2
Выбор направления исследований	4	-	6	-	4,8	-	4,8	7
Календарное планирование работ	4	4	7	7	5,2	5,2	5,2	8
Анализ литературных источников	1	-	2	-	1,4	-	1,4	2
Анализ данных ГДИС, ГИС, ГКИ, компонентного состава продукции скважины, данных измерения давлений устьевыми, линейными и глубинными манометрами, другой промысловой информации	3	5	5	7	3,8	5,8	4,8	7
Расчёт основных характеристик и расхода материалов трубы, методом моделирования	-	6	-	8	-	6,8	6,8	10
Проверка на износостойкость, методом моделирования	-	3	-	6	-	4,2	4,2	6
Оценка эффективности полученных результатов	-	2	-	4	-	2,8	2,8	4
Определение целесообразности проведения технического перевооружения	5	7	8	10	6,2	8,2	7,2	11
Оформление расчетов и пояснительной записки	5	7	8	10	6,2	8,2	7,2	11
Публикация результатов исследования	-	2	-	3	-	2,4	2,4	4
Составление эксплуатационно-технической документации по проекту	-	2	-	3	-	2,4	2,4	4
<b>Итого:</b>	25	41	41	62	31,4	49,4	53,5	80

Примечание: Исполнитель 1 – научный руководитель, Исполнитель 2 – инженер.



Таблица 24 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Название работы	Ткi, кал.д н	Продолжительность работ											
			Май			Июнь			Июль					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания	9	■											
2	Разработка общей методики проведения исследований	2	■	■										
3	Выбор направления исследований	7		■	■									
4	Календарное планирование работ	8			■									
5	Анализ литературных источников	2			■	■								
6	Анализ данных ГДИС, ГИС, ГКИ, компонентного состава продукции скважины, данных измерения давлений устьевыми, линейными и глубинными манометрами, другой промысловой информации	7				■	■	■						
7	Расчёт основных характеристик и расхода материалов трубы, методом моделирования	10					■	■						
8	Проверка на износостойкость, методом моделирования	6						■	■					
9	Оценка эффективности полученных результатов	14							■	■				
10	Определение целесообразности проведения технического перевооружения	11								■	■			
11	Оформление расчетов и пояснительной записки	11										■		
12	Публикация результатов исследования	4											■	
13	Составление эксплуатационно-технической документации по проекту	4											■	■

Примечание: ■ – Исп. 1 (научный руководитель), ■ – Исп. 2 (инженер).

### 4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы [25].

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

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

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (23)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;  $N_{\text{расх}i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);  $\Pi_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);  $k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются 15% от стоимости материалов.

Так как наше исследование связано с теоретическими разработками, то в качестве материала берем предметы, представленные в таблице 25.

Таблица 25 – Материальные затраты для проведения эксперимента

Наименование	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей	8	1500	12000
С учетом транспортировки			12500

#### 4.3.2 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (24)$$

где  $n$  – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m \quad (25)$$

где И– итоговая сумма, тыс. руб; т – время использования, мес.

В соответствии со сроками проведения исследования, а именно необходимо 2,7 месяца, поэтому время пользования ПО составит 2,7 месяца.

Таблица 26 – Расчет амортизационных отчислений при проведении эксперимента

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, ед	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес	Н <sub>А</sub> , %	Цена оборудования, руб	Амортизация
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Программное обеспечение PipeSim	1	5	2,7	20	900000	40500
2	Программное обеспечение MS Office	1	5	2,7	20	31928	1437
<b>Итого:</b>		41937 рублей					

#### 4.3.3 Основная заработная плата исполнителей

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:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (26)$$

где  $Z_{дн}$  – средняя заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, раб.дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (27)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;  $M$  – количество месяцев без отпуска: при отпуске в 28 раб. дня  $M = 11,2$  месяца.

Для пятидневной рабочей недели руководителя:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{50000 \cdot 11,2}{215} = 2605 \text{ руб}$$

Для пятидневной рабочей недели инженера:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{40000 \cdot 11,2}{214} = 2093 \text{ руб}$$

Должностной оклад работника за месяц:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{нр}} + k_{\text{д}})k_{\text{р}} \quad (28)$$

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

Для руководителя:

$$Z_{\text{м}} = 25641 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 50000 \text{ руб}$$

Для инженера:

$$Z_{\text{м}} = 20513 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 40000 \text{ руб}$$

Таблица 27 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	104/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	30/2	30/3
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	215	214

Таблица 28 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{\text{мс}}, \text{руб}$	$k_{\text{нр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}, \text{руб}$	$Z_{\text{дн}}, \text{руб}$	$T_{\text{р}}, \text{раб.дн.}$	$Z_{\text{осн}}, \text{руб}$
Руководитель	25641	0,3	0,2	1,3	50000	2605	31,4	81709
Инженер	20513	0,3	0,2	1,3	40000	2093	49,4	103394
<b>Итого:</b>								185103

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующие в проекте, составили 185103 рубля.

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (29)$$

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

Для руководителя:

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot 81709 = 12256 \text{ руб}$$

Для инженера:

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot 103394 = 15509 \text{ руб}$$

#### 4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование).

– для руководителя:

$$Z_{внеб} = 0,32 \cdot (81709 + 12256) = 30069 \text{ руб}$$

– для инженера:

$$Z_{внеб} = 0,32 \cdot (103394 + 15509) = 38049 \text{ руб}$$

Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30,2 %.

#### 4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей 1 – 4}) \cdot k_{нр}, \quad (30)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, в расчетах равен 0,2.

Таблица 29 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3		4	5
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
41937	12500	185103	27765	68118	335423

$$Z_{\text{накл}} = 335423 \cdot 0,2 = 67085 \text{ руб}$$

#### 4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Расчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по выбранному варианту приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Расчёт бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Материальные затраты НИР	12500	Пункт 4.2.3.1
Амортизационные отчисления	41937	Пункт 4.2.3.2
Затраты по основной заработной плате исполнителей	185103	Пункт 4.2.3.3
Затраты по дополнительной заработной плате	27765	Пункт 4.2.3.3
Расчёт затрат на отчисления во внебюджетные фонды	68118	Пункт 4.2.3.4
Расчёт накладных расходов	67085	Пункт 4.2.3.5
Бюджет затрат НТИ	402507,6	Сумма пунктов 4.2.3.1-4.2.3.5

#### 4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности. *Интегральный показатель финансовой эффективности* научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения [25].

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

1. Замена НКТ на меньший диаметр.
2. Использование тПАВ.

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (31)$$

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

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 2 (вариант с КЛК), считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности по сравнению с заменой НКТ.

*Интегральный показатель ресурсоэффективности* вариантов выполнения НИР ( $I_p$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 31).



Таблица 31 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании	0,2	4	4	3
2. Эффективность	0,25	5	4	2
3. Материалоемкость	0,2	4	4	3
4. Стабильность	0,35	5	3	2
ИТОГО	1	4,6	3,65	2,4

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}}, \quad (32)$$

$$I_{исп.тек} = \frac{4,6}{0,8} = 5,75, \quad I_{исп.2} = \frac{3,65}{1} = 3,65, \quad I_{исп.3} = \frac{2,4}{0,5} = 4,8$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 32).

Таблица 32 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,8	1	0,5
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3,65	2,4

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентами.

#### 4.4 Выводы по разделу

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования.

Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор эксплуатации скважин по КЛК как наиболее подходящего и оптимального способа предотвращения самодавливания скважин.

Общая максимальная длительность выполнения работы составила 80 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 402507,6 тысяч рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на ПО. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить как денежные, так и временные затраты.

Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы: значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,8, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с заменой НКТ, но финансово дороже, чем использование тПАВ; значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,6, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8Г	Рыжковой Ладе Александровне

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

Тема ВКР:

<b>Обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений</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 эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования: применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) для наиболее эффективной эксплуатации обводненных газовых скважин.</p> <p>Область применения: газовая промышленность, добывающие газовые скважины.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия на кустовых площадках газовых скважин.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). Глава 34. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда;</li> <li>2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;</li> <li>3. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем;</li> <li>4. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности;</li> <li>5. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин;</li> <li>6. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p>Анализ источников вредных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: низкие температуры воздуха при работе в холодный период года;</li> <li>2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</li> <li>3. Повышенный уровень вибрации;</li> </ol>

	<p>4. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;</p> <p>5. Производственные факторы, связанные с повышенной загазованностью воздуха в рабочей зоне.</p> <p>Анализ источников опасных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека;</li> <li>2. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>3. Производственные факторы, связанные с электрическим током.</li> </ol>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<p>Воздействие на атмосферу: выброс газа и химических веществ в атмосферу.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение природных водоемов, подземных грунтовых вод химическими веществами.</p> <p>Воздействие на литосферу: разрушение поверхностного слоя земли и загрязнение почвы химическими реагентами.</p> <p>Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Природного характера (разливы рек, сильные морозы, сильный ветер);</p> <p>Техногенного характера (крупномасштабные пожары, сильные взрывы скопившегося, выброс в окружающую среду опасных веществ, нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением);</p> <p>Военно-политического характера.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разрыв элементов, находящихся под давлением.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Рыжкова Лада Александровна		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Газовые промыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Добыча природного газа – это трудоемкий, сложный и опасный процесс, требующий строгого соблюдения техники безопасности.

Соответственно, газодобывающие предприятия признают приоритет жизни и здоровья сотрудников, уделяя большое внимание промышленной безопасности и охране труда (ПБ и ОТ). Поэтому необходимо обоснование требований и мер безопасности при выполнении различных видов работ. В частности, в данном разделе речь пойдет о работах, связанных с доставкой ПАВ на забой добывающих скважин.

В связи с этим необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы**

Правовые и организационные вопросы по добыче газа, связанные с работой вахтовым методом, решаются согласно 47 главе Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ [26].

Рабочие смены оператора по добыче нефти и газа делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим бесперебойный контроль за состоянием скважин. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Перед началом работы каждый работник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работы на газовых промыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и

компенсации в случае получения ими физического ущерба. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с промышленным оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям надежности согласно ГОСТ Р ИСО 14738–2007 [27].

С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Технологические мероприятия, проводимые специалистами по добыче нефти и газа (ДНГ), в основном производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ [28]. Основными элементами технологического оборудования, с которыми сталкиваются специалисты ДНГ, являются задвижки, дроссели, краны различного исполнения, работа с которыми должна производиться согласно определенным рекомендациям и требованиям согласно ГОСТ 21753–76 [29]

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385–2016 [30].

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

## **5.2 Производственная безопасность**

При добыче газа на людей, окружающую среду и инженерно-технический комплекс предприятия оказывает негативное воздействие большое количество факторов.

Негативные факторы по происхождению делятся на две группы:

- естественные;
- антропогенные.

Рассмотрим подробнее негативные факторы, которые могут действовать на человека при добыче газа (таблица 33).

Таблица 33 – Опасные и вредные факторы при выполнении закачки поверхностно-активных веществ в скважину

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление материалов	Эксплуатация	
1) Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	-	-	+	ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [31]; ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [32];
2) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [33]; ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности [34];
3) Повышенный уровень вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [35]; СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [36];
4) Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [37];
5) Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;	+	+	+	ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания [38];

Продолжение таблицы 33

6) Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека;	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [39];
7) Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [40]; Правила устройства электроустановок. Общие правила. Седьмое издание [41];
8) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [42]; ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [43];
9) Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [44]. ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения [45].

### 5.2.1 Анализ источников вредных производственных факторов

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

Большинство технологических операций оператора по добыче на газодобывающем промысле ведется на открытом воздухе, что обуславливает риск воздействия на организм рабочего неблагоприятных метеорологических факторов. Неблагоприятными метеорологическими факторами в условиях работы на Крайнем Севере являются пониженная температура, высокая скорость ветра. Данные условия осложняют ведение производственного процесса и стать причиной несчастного случая.

Во время сильных морозов, ветров, дождей многие работы на открытом воздухе запрещаются. При определенных значениях низких температур воздуха и скорости ветра рабочий персонал приостанавливает работы на открытом воздухе до улучшения метеорологических условий (таблица 34).



Таблица 34 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

Предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих средствами индивидуальной защиты (СИЗ), а именно спецодеждой и спецобувью. Эта мера защиты снижает риск переохлаждения организма рабочего вследствие низких температур окружающей среды. В цехах и помещениях особое внимание уделяется вентиляции. Воздух должен постоянно проветриваться и должна соблюдаться оптимальная его температура для нормальной работы людей. В целях поддержания расчетных температур в помещениях, а также экономии тепла и электроэнергии системы отопления и вентиляции оборудуются приборами контроля и управления.

Благоприятные условия на производстве являются важнейшим фактором высокопроизводительного труда и профилактики заболеваний. Так в помещениях с регистрирующей аппаратурой температура поддерживается в пределах от 20 до 24 °С, относительная влажность воздуха 30 %.

### **Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума**

Шум – комплекс распространяемых в воздухе беспорядочных звуковых колебаний различной физической природы, выходящий за пределы звукового комфорта. При постоянном воздействии шума с уровнем звукового давления 70 дБА происходят изменения в нервной системе, а также изменения слуха, зрения, состава крови. Шум с уровнем давления более 90 дБА приводит к болезням нервнопсихического стресса и ухудшению слуха вплоть до полной глухоты

(свыше 110 дБА). В зонах с октавными уровнями давления выше 135 дБА запрещается даже кратковременное пребывание.

Согласно ГОСТ 12.01.003–83, уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБА [34]. Уровень шума на всех объектах должны быть сведены к минимуму для того, чтобы снизить риск повреждения органов слуха в рабочих зонах; обеспечить слышимость сигналов тревоги и возможность передачи речи, телефонной и радиосвязи.

Для снижения негативного воздействия шума на человеческий организм на предприятиях по добыче газа проводят следующие мероприятия:

- все агрегаты размещаются в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- помещения отделяются звукопоглощающими материалами;
- для уменьшения механического шума предусматривается своевременно

проводить ремонт оборудования, шире применять принудительное смазывание трущихся поверхностей.

### **Повышенный уровень вибрации**

Вибрация, также как и шум, является загрязнителем окружающей среды. Вибрация представляет собой процесс распространения механических колебаний в твердом теле. На газодобывающих предприятиях воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, в цехе регенерации, первичной сепарации и осушки, вибрация передвижной дизельной станции.

Органами здравоохранения систематически устанавливались ограничения на работах, связанных с вибрацией. В настоящее время предельно допустимые величины общей вибрации на рабочих местах регулируются санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [36]. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 технологическая норма вибрации составляет 92 дБ [35].

Вибрация оказывает вредное воздействие на организм человека, может вызвать заболевание суставов и мышц, нарушить двигательные рефлексy организма. Постоянная вибрация повышенного плана, кроме того, вызывает у

работающих раздражительность и другие неприятные ощущения. Длительное воздействие вибрации ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни. От вибрации защищаются путем совершенствования техники и оборудования, поиском лучших поглощающих вибрацию материалов. Для личной защиты от вибрации используют резиновые перчатки и обувь.

#### **Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения**

С позиции безопасности труда организация правильного освещения, зрительная способность и зрительный комфорт чрезвычайно важны.

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [37]. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством фонарей и прожекторов.

#### **5.2.2 Анализ источников опасных производственных факторов**

##### **Факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека**

Из химических негативных факторов можно выделить воздействие вредных веществ, такие как ингибитор гидратообразования, диэтиленгликоль и поверхностно-активные вещества) на организм человека через его органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки. Отравление природным газом и ингибиторами случается вследствие не герметичности труб, емкостей для хранения ядовитых веществ. Установлено, что токсичность веществ в определенном температурном диапазоне является наименьшей, усиливаясь как при повышении, так и понижении температуры воздуха.

Повышенная влажность воздуха увеличивает опасность отравления раздражающими газами. Причиной этого служит усиление процессов гидролиза, повышение задержки ядов на поверхности слизистых оболочек, изменение агрегатного состояния ядов. Изменение атмосферного давления также влияет на токсический эффект.

В качестве мер индивидуальной защиты при работе с токсическими веществами применяют спецодежду, особые костюмы, головные уборы, перчатки, респираторы, противогазы, глаза защищают предохранительными очками. Перед началом работ обязательно проверяют исправность вентиляции, оборудования, наличие и состояние средств индивидуальной защиты. Обслуживающий персонал должен пройти специальный инструктаж. Складские помещения для токсических веществ располагают на определённом отдалении от рабочих помещений с учётом “розы ветров”, при этом планировочная отметка склада не превышает планировочной отметки рабочих помещений.

Кроме средств и устройств сигнализации, которые связаны непосредственно с самими технологическими процессами, имеются также приборы и устройства, сигнализирующие о появлении ядовитых веществ в атмосфере рабочего места и др.

### **Производственные факторы, связанные с повышенной загазованностью воздуха в рабочей зоне**

Загрязнение воздушной среды происходит в результате поступления в него: продуктов сгорания природного газа на факелах, а также утечек природного газа через неплотности фланцевых соединений фонтанной арматуры, сепараторов и ёмкостей, дыхательных клапанов резервуаров. Во избежание попадания токсичных веществ в организм человека через дыхательные пути, применяются такие средства индивидуальной защиты как противогазы типа ПШ-1, ПШ-2, кислородно-изолирующие противогазы ИП-4, применяющиеся при высоких концентрациях сероводорода, а также применяются респираторы. Для контроля за воздушной средой (попадание в

воздушную среду природного и углекислого газа) на газовых промыслах применяются газоанализаторы.

### **Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования**

Осмотр и испытание установок, механизмов, оборудования - одно из основных мероприятий по технике безопасности, так как даже самое безопасное оборудование может привести к несчастному случаю, если оно неисправно. Не маловажную роль здесь играет и качественная радиосвязь, как с диспетчером, так и с другими работниками.

Все опасные узлы оборудования и механизмов, согласно требованиям правил безопасности, ограждены. Оградительное устройство выполняется прочным, надёжным, простым по конструкции и компактным. При ремонте или регулировании механизма оно быстро и удобно разбирается.

При поступлении нового оборудования обслуживающий персонал инструктируют, а затем проверяют готовность рабочих обслуживать данное оборудование. Постоянно проводятся мероприятия по оптимизации работы оборудования с целью обеспечения оптимального режима эксплуатации. Это повышает долговечность деталей и снижает вероятность возникновения аварийного режима работы. Трущиеся поверхности вовремя смазываются, причём смазкой, соответствующей инструкции данного механизма.

Некоторые машины требуют определённого теплового режима, поэтому предусмотрены системы охлаждения или подогрева.

### **Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) помещения по степени поражения электрическим током делятся на три типа [41]:

- без повышенной опасности
- с повышенной опасностью
- особо опасные.

В помещениях без повышенной опасности (бытовые, административные здания) отсутствуют признаки зданий с повышенной опасностью и особо опасных помещений.

Для помещений с повышенной опасностью это: влажность воздуха выше 75%; температура окружающей среды превышает 35°C; наличие токопроводящей пыли; токопроводящих полов; возможности одновременного касания проводящих конструкций здания, аппарата, механизма соединенных с землей и проводящих частей электрооборудования [41].

Для особо опасных помещений: наличие двух условий из перечня для повышенной опасности; влажность воздуха в районе 100%; наличие химической или биологической среды.

Опасность отдельных факторов заключается в следующем. Высокая влажность воздуха наполняет помещений конденсатом, каплями, которые накапливаясь, могут проникать в электроустановки и замыкать проводящие части. В том числе влажность снижает сопротивление человека электрическому току.

Токопроводящая пыль создает пути для перекрытия проводов, происходит разрушение изоляции. Установлено, что человек с пыльными руками лучше проводит электрический ток, чем с чистыми сухими руками.

Жаркие помещения вызывают высыхание изоляции, ее разрушение. У человека происходит потоотделение и повышается опасность поражения электрическим током.

Особое место занимают производства, где в воздух попадает взрывоопасная пыль, которая, достигая определенной концентрации, может вызвать взрыв, который приведет к возгоранию и пожару. Для уменьшения вредных факторов, которые могут вызывать ухудшение изоляции оборудования, совершенствуют системы вентилирования, отопления. Модернизируют производственные процессы в более безопасное направление.

Для защиты людей от поражения электрическим током используются следующие средства защиты:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (используется защитный кожух, корпус, электрический шкаф, использование блочных схем, строительство воздушных линий электропередачи и т.д.);
- использование малого напряжения для локальных светильников: 36В - для особо опасных помещений и вне помещений; 12В - во взрывоопасных помещениях;
- применение маркировок отдельных частей электрооборудования, надписи, предупредительные знаки, разноцветная изоляция, световая сигнализация.
- заземление оборудования, работающего под напряжением, зданий, вагончиков, техники, блок - понтонов;
- защитное отключение оборудования, находящегося под повышенным напряжением, снижение напряжения.

В электроустановках напряжением выше 1000В применяют следующие основные изолирующие защитные средства: оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи, указатели напряжения, а также изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ (изолирующие лестницы и площадки, тяги и др.). Выполняются они из изоляционных материалов с устойчивыми диэлектрическими свойствами (фарфор, бакелит, эбонит и др.).

При обслуживании электроустановок напряжением до 1000В применяют: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения и к дополнительным - диэлектрические галоши и резиновые коврики, и изолирующие подставки.

### **5.3 Экологическая безопасность**

На газодобывающем предприятии осуществляется планирование и реализация комплекса организационных мероприятий по обеспечению безопасности технических систем и производственных процессов и снижению негативного влияния на окружающую среду.

### **5.3.1 Защита литосферы**

В целях охраны и предупреждения загрязнения почвы предусматривается полностью герметизированная система сбора и подготовки газа, а также система трубопроводов, содержащих токсические вещества. Сварные стыки участков трубопроводов всех категорий подлежат 100% контролю физическими методами. После полной готовности участка или всего трубопровода производится испытание его на прочность и проверка на герметичность.

В целях защиты литосферы все материалы и оборудование принято располагать в пределах отведённой и обвалованной площадки. Передвижение транспорта и самоходных установок осуществлять строго по дорогам.

На газовых промыслах проводятся мероприятия по охране недр, которые предусматривают улучшение герметизации эксплуатационных колонн путём повышения качества работ и применение специальных герметизирующих резьбовых соединений; контроль геофизическими методами качества цементирования кондуктора.

### **5.3.2 Защита атмосферы**

С целью защиты атмосферы от загрязнений поддерживается герметичность системы сбора и транспорта газа; ведётся контроль за полной утилизацией попутного газа, а также за воздушной средой на основных газопромысловых объектах для определения опасной концентрации газов.

### **5.3.3 Защита гидросферы**

В процессе производственной деятельности на рабочих площадках образуются производственно-дождевые и бытовые стоки.

Мероприятия по охране водных ресурсов направлены на обеспечение полной утилизации промышленных сточных вод, проведение регулярной проверки состояния обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин. На промыслах в рамках мероприятий по снижению негативного воздействия на



гидросферу не допускается утечка через неплотные соединения в водяных линиях, применяется замкнутая система водоснабжения при бурении, а также осуществляется сбор эмульсий при освоении и капитальном ремонте скважин в коллектор или закрытую ёмкость.

С целью оздоровления экологической обстановки на территории деятельности ГПУ организован регулярный контроль за состоянием подземных и поверхностных вод, создана наблюдательная сеть водопунктов. Основными загрязнителями окружающей среды является разлив в водоемы и горение большого количества ДЭГ, конденсата и химических реагентов. Созданная сеть контрольных скважин позволяет быстро обнаружить попадание закачиваемой воды в пресноводный комплекс и принять меры по их локализации.

Пластовые сточные воды на газодобывающих объектах используются наиболее рационально, закачиваются в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления для воздействия на пласт с целью увеличения газоотдачи. Для создания замкнутых систем водоснабжения промышленные сточные воды подвергаются очистке механическими, химическими, физико-химическими, биологическими и термическими методами до необходимого качества. К химическим методам очистки сточных вод относят нейтрализацию, окисление и восстановление.

Очищенные и обеззараженные бытовые стоки после смешения с производственно-дождевыми стоками поступают на установку биологической очистки воды. Сточные воды, содержащие минеральные кислоты или щелочи, перед использованием в технологическом процессе нейтрализуют.

Все эти методы связаны с расходом различных реагентов, поэтому дороги. Их применяют для удаления растворимых веществ и в замкнутых системах водоснабжения.

Специальные требования и условия сброса вод регламентируются «Положением о порядке использования и охраны подземных вод на территории России».

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В условиях работ на кустовой площадке возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- техногенного характера (крупномасштабные пожары, сильные взрывы скопившегося газа и конденсата, выброс в окружающую среду опасных веществ);
- природного характера (разливы рек, сильные морозы и ветер);
- военно-политического характера.

В случае нарушения технологического процесса добычи газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является оборудование, находящееся под давлением, и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) газосборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального газопровода.

На месторождении спецтехникой, работающей под высоким давлением, являются, передвижная насосная установка, подъемные агрегаты, паро-передвижная установка.

Аппараты, находящиеся под высоким давлением (шлейфы, абсорбера, компрессоры, сепараторы), регулярно проверяются на герметичность, ДКС на месторождении работает под самым высоким давлением, поэтому проводится постоянный контроль, т.е. все ее составные части – компрессоры, задвижки, трубопроводы, краны, должны быть в отличном состоянии, т.к. этот объект наиболее взрывоопасен.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения

вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

Также опасными ЧС при добыче и подготовке природного газа является взрыв или пожар, возникающий из-за небрежного обращения с горючими легко воспламеняющимися жидкостями, такими как газ, газоконденсат, диэтиленгликоль, используемый для осушки газа, дизельное топливо, бензин, используемые в двигателях внутреннего сгорания; метанол который используется для предупреждения гидратообразования в шлейфах и технологических нитках. При негерметичности и неисправности технологического оборудования большую взрыво- и пожароопасность представляет природный газ. Несоблюдение техники безопасности (курение в запрещенных местах, отсутствие на выхлопных трубах искрогасителей, использование неомедленного инструмента и др.), также может привести к травмированию и гибели людей.

На каждом участке предприятия установлены соответствующие их пожарной опасности противопожарный режим, в том числе:

- определены и оборудованы места для курения;
- определены места и допустимое количество единовременно хранящихся в помещении сырья, полуфабрикатов и готовой продукции;
- установлены порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной одежды;

– определены порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Первичные средства пожаротушения должны размещаться в легкодоступных местах и не должны быть помехой и препятствием при эвакуации персонала из помещений. Использование первичных средств пожаротушения допускается только при знании и соблюдении инструкций по пожарной безопасности [45].

К первичным средствам пожарной безопасности относят все виды переносных и передвижных огнетушителей, внутренние пожарные краны, пожарные щиты с инвентарем, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.) для изоляции очага возгорания.

Пожарный кран (ПК) – это комплект, состоящий из клапана, установленного на пожарном трубопроводе и оборудованного пожарной соединительной головкой, а также пожарного рукава с ручным стволом.

Пожарный шкаф – вид пожарного инвентаря, предназначенного для размещения и обеспечения сохранности технических средств, применяемых во время пожара. Пожарные шкафы разделяют на классы в зависимости от функционального назначения размещаемых в них технических средств на:

- шкаф пожарный для размещения пожарного крана (ШП-К);
- шкаф пожарный для размещения огнетушителей (ШП-О);
- шкаф пожарный для размещения пожарного крана и огнетушителей (ШП-К-О);
- шкаф пожарный многофункциональный интегрированный (ШПМИ).

Огнетушители предназначаются для тушения очагов горения в начальной их стадии, а также для противопожарной защиты небольших сооружений, машин и механизмов. По виду применяемого огнетушащего вещества огнетушители подразделяют на: водные (ОВ), порошковые (ОП), пенные, газовые, которые подразделяются на углекислотные (ОУ), хладоновые (ОХ), комбинированные.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения пожаров твердых, жидких и газообразных веществ, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1 кВ (1000 В). При тушении пожара порошковыми огнетушителями необходимо применять дополнительные меры по охлаждению нагретых элементов оборудования или строительных конструкций. Классы пожаров: АВСЕ. Перезарядка: 1 раз в 5 лет, или сразу после использования.

Углекислотные огнетушители предназначены для тушения загорания различных веществ и материалов, а также электроустановок, кабелей и проводов, находящихся под напряжением до 10 кВ (10000 В). При работе углекислотных огнетушителей всех типов запрещается держать раструб незащищенной рукой, так как при выходе углекислоты образуется снегообразная масса с температурой минус 80°С. Классы пожаров: ВСЕ. Перезарядка: 1 раз в 5 лет, или сразу после использования [45].

Возможность быстрой ликвидации пожара зависит от своевременного оповещения о пожаре. Распространенным средством оповещения является телефонная связь. Также быстрым и надежным видом пожарной связи является электрическая система, которая состоит из четырех частей: прибора-извещателя (датчиков), который устанавливается на объекте и приводится в действие автоматически; приемной станции, принимающей сигналы от получателя; системы проводов, соединяющих датчики с приемной станцией; аккумуляторных батарей.

Для предупреждения возможных пожаров должна быть проведена проверка фактического состояния пожарного оборудования на всех пунктах сбора газа, вахтовых поселков, промышленной базы. Разработаны пожаротехнические паспорта объектов, в которых отражено их фактическое состояние (схемы, акты, наличие огнетушителей и т.д.).

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

В данном разделе были рассмотрены вредные и опасные факторы, которые могут оказать влияние на организм работника во время проведения мероприятий по снижению обводненности газовых скважин посредством подачи поверхностно-активных веществ на забой добывающих скважин. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия.

Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций. Обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве является краеугольным камнем эффективности осуществления всех производственных процессов, поэтому вопросы безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведен анализ эффективности комплекса технологических операций, направленных на обеспечение устойчивых режимов работы обводняющихся скважин северных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Анализ технического состояния эксплуатационного фонда газовых скважин Ямбургского месторождения показал, что число бездействующих скважин увеличивается с каждым годом разработки. Кроме того, по действующей ГДМ сеноманской газовой залежи Ямбургского НГКМ в период с 2020-2035 гг тенденция выбытия скважин в бездействующий фонд сохранится. Было выяснено, что основными причинами являются значительный подъем ВГК по отдельным площадям месторождения, самозадавливание скважин по мере накопления на забое как конденсационной, так и пластовой воды, и низкие устьевые параметры, обуславливающие невозможность самостоятельной работы скважин в газосборную сеть.

Было определено, что такие параметры, как критические дебит и скорость течения газа в стволе скважины, при которых не происходит накопления жидкостной пробки на забое, влияют на утверждение оптимального устойчивого режима работы скважины. Данные технологические параметры были проанализированы 3 методами: эмпирическими, экспериментальными, а также посредством моделирования в программном обеспечении PIPESIM компании Schlumberger.

1. Рассмотрена и проанализирована концепция и применимость эмпирических методов определения критических параметров, предложенных исследователями Тернером, Точигиным.

2. Проанализированы экспериментальные промысловые методы, искусственно создающие условия самозадавливания скважин. По данному методу был определен оптимальный режим работы сеноманской скважины с дебитом, обеспечивающим вынос жидкости на поверхность. Приведена

методика определения коэффициентов фильтрационного сопротивления с использованием графической интерпретации результатов исследования.

3. Для сформированной модели вертикальной газовой скважины в ПО PIPESIM был произведен расчет режимов работы скважины при разных диаметрах НКТ, который подтвердил, что замена НКТ действительно способствует более эффективному выносу диспергированной жидкости.

В результате проведенного анализа данных исследований можно сделать вывод, что однозначно успешных с экономической точки зрения решения проблем с самозадавливанием скважин нет. Основные проблемы всех технологий, связанные с перевооружением фонда – это высокие капитальные затраты на замену и оснащение подземного и надземного оборудования (ФА, НКТ) и большой объем работ по обслуживанию подобных нововведений по отношению к другим скважинам. Однако, для выбора способа эксплуатации требуется подходить к работе скважин индивидуально.

Применение концентрических лифтовых колонн целесообразно в случае, если для его эксплуатации используется автоматизированный комплекс для непрерывного контроля дебита центральной лифтовой колонны и межколонного пространства для своевременного переключения угловых штуцеров и продувки скважины в шлейф по ЦЛК. Использование технологии КЛК без автоматизированного комплекса чревато обледенением колонн и в конечном итоге задавливанием скважины.

Использование ПАВ как твердого типа, так и жидкостного является весьма целесообразной технологией при условии отработанного и постоянного разрушения поступающей пены на входе в УКПГ на ступени первой сепарации газа.

Замена НКТ на меньший диаметр является успешной мерой при увеличении количества выносимой жидкости из ствола скважин, однако уменьшение диаметра НКТ снижает производительность скважины, сложность вывода на устойчивый режим работы скважины после проведения ее глушения.



Поэтому при планировании КРС на скважины следует отдать предпочтение технологии замены НКТ без глушения скважины.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведен анализ методов, обеспечивающих устойчивые режимы работы газовых скважин, и был сделан вывод, что эксплуатация скважин по КЛК является наиболее подходящим и оптимальным способом предотвращения самодавливания скважин, что также подтверждается высоким значением интегрального показателя ресурсоэффективности. Результаты расчета экономической эффективности оснащения скважин КЛК показали, что технология является финансово выгодной по сравнению с заменой НКТ. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены правила техники безопасности на технологических установках и обеспечение безопасности при проведении различных работ, правила соблюдения электро-пожаробезопасности, предупреждения чрезвычайных ситуаций на газовом промысле. Также была представлена информация о мероприятиях по защите окружающей среды. Все предложенные мероприятия позволят обеспечить безопасную работу газового промысла, а также высокий уровень охраны окружающей среды.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Natural gas // Statistical Review of World Energy – 2021. – [Электронный ресурс] URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-natural-gas.pdf> (дата обращения: 20.02.2022).
2. Добыча газа // Министерство Энергетики РФ – 2021. – [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/opendata/7705847529-dobychagaza21> (дата обращения: 20.02.2022).
3. Седьелское газовое месторождение // Роснедра – 2020. – [Электронный ресурс] URL: [www.rosnedra.gov.ru/article/11702.html](http://www.rosnedra.gov.ru/article/11702.html) (дата обращения: 20.02.2022).
4. К предыстории становления газовой промышленности Европейского Севера России // Газпром трансгаз Ухта – 2021. – [Электронный ресурс] URL: <https://ukhta-tr.gazprom.ru/about/history/textpage161/> (дата обращения: 20.03.2022).
5. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов [Электронный ресурс]: утв. приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477 // СПС «КонсультантПлюс». – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_157626/51061910069f159fdc586ea54ae68b50c2958920/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_157626/51061910069f159fdc586ea54ae68b50c2958920/) (дата обращения: 05.03.2022).
6. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. / Ладенко А.А., Савенок О.В. – Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. –244 с.
7. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газовых месторождений: РД 153–39.0–110–01: утв. Мин-вом энергетики Рос. Федерации 05.02.2002: введ. в действие с 01.03.2002 – М.
8. Р Газпром 086–2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть 2.

9. Задора Г.И. Оператор по добыче газа. Учебник для профтехобразования. – М.: "Недра", 1980. – 261 с.

10. Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Протокол ЦКР Роснедр по УВС от 01.12.2017 №7069.

11. Гереш Г.М. Определение пластового давления в системе: газовая залежь-водонапорный бассейн при недостаточном информационном обеспечении (на примере Уренгойского месторождения) // Материалы XI научно-технической конференции «Проблемы эффективности производства на северных нефтегазодобывающих предприятиях». – Новый Уренгой: М.: ООО «ИРЦ Газпром», 1995 г. –Т. 1. –[С. 51–60].

12. Ставкин Г.П., Гацולהв А.С., Кирсанов С.А. Прогнозирование процессов совместной разработки Ямбургской и Харвуттинской площадей сеноманской залежи Ямбургского ГКМ // Материалы XI научно-технической конференции «Проблемы эффективности производства на северных нефтегазодобывающих предприятиях». – Новый Уренгой: М.: ООО «ИРЦ Газпром», 1995 г. –Т. 1. –[С. 94–104].

13. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.

14. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев, Ю.П. Коротаев, Е.В. Левыкин, В.А. Сахаров. – Москва: Альянс, 2016 г. – 302 с.

15. Жуковский К.А., Ахметов А.А., Рахимов Н.В., Хадиев Д.Н., Киряков Г.А. Условия эффективной работы противопесочных гравийных фильтров, устанавливаемых в зоне «суперколлекторов» на Уренгойском месторождении // Материалы научно-технической конференции «Проблемы эксплуатации месторождений Уренгойского комплекса». Сборник трудов, посвященный 20-летию Уренгойского ГПУ. - Новый Уренгой: М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002 г. –Т. 2. – [С. 23 – 33].

16. Стрижов И.Н. Добыча газа / И.Н. Стрижов, И.Е. Ходанович. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 376 с.
17. James Lea, Henry Nickens, Michael Wells. Gas well deliquification. Elsevier, 2008– 384 pages.
18. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Под ред. В.П.Бибилурова и др. М.: Недра, 1972 г.
19. Мурсалимов И.А. Анализ проблем, связанных с обводнением эксплуатационных газовых скважин на Северо-Уренгойском месторождении // Материалы научно-технической конференции «Проблемы эксплуатации месторождений Уренгойского комплекса». Сборник трудов, посвященный 20-летию Уренгойского ГПУ. – Новый Уренгой: М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002 г. – Т. 2. – [С. 87–90].
20. Шулятиков И.В., Сидорова С.А. Медко В.В., Пристанский А.Г. Технологические процессы и оборудование для эксплуатации газовых скважин в условиях, осложненных наличием жидкости и разрушением призабойной зоны. Обз. информ. Приложение к журналу «Наука и техника в газовой промышленности». Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. –М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005, —103с.
21. Adriana Hernandez. Understanding the basics of liquid loading // Energy & Natural Resources Research & Analysis – 2017. – [Электронный ресурс] URL: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/understanding-the-basics-of-liquid-loading.html> (дата обращения 02.04.2022)
22. Дикамов Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки: дис. канд. тех. наук. –Москва, 2011. –102 с.
23. Автоматизированная система для оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости: Патент Рос. Федерация № RU 2706084 С2; заявл. 13.03.2018; опубл. 14.11.2019, Бюл. № 32.
24. Белов И.Г. Теория и практика периодического газлифта. М.: «Недра», 1975. – 130 с.

25. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с
26. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021).
27. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.
28. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
29. ГОСТ 21753–76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.
30. ГОСТ Р ИСО 6385–2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
31. ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
32. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
33. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
35. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
36. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
37. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
38. ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания.

39. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

40. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

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

42. Правила устройства электроустановок. Общие правила. Седьмое издание.

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

44. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

45. ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения.