

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ, ОБУСТРОЙСТВА И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276-047.44(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Башуров Кирилл Алексеевич		

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 ШИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н. Доцент		

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			

Планируемые результаты обучения

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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	<p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; выработывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<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;</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.ОПК(У)-4.2. Обработывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	добычи нефти, газа и газового конденсата			
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p>
	<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>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>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</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
2Б8Д	Башуров Кирилл Алексеевич

Тема работы:

Анализ показателей разработки, обустройства и добычи углеводородов нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68-67/с от 09.03.2022

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ нормативно-правовых актов, регулирующих процесс проектирования нефтегазоконденсатных месторождений. Обустройство нефтегазоконденсатных месторождений. Определение состава добываемого флюида нефтегазоконденсатных месторождений. Осложнения, возникающие при эксплуатации газовых скважин и метода борьбы с ними. Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции. Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта. Описание куста скважин. Описание внутрипромысловых трубопроводов куста

	скважин. Описание промысловых трубопроводов. Описание технологической схемы. Мониторинг коррозии и ингибиторная защита. Нормы технологического режима. Обоснованность применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования. Анализ эксплуатационных затрат при применении метанола. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения. Производственная безопасность при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения. Экологическая безопасность при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н., Кашук Ирина Вадимовна
---	---------------------------------------

Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
----------------------------	--

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Планирование добычи и подготовки углеводородного сырья нефтегазоконденсатных месторождений
Анализ технологической схемы производственных объектов
Комплексный подход к формированию рациональных решений по разработке, обустройству и добыче углеводородов нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Башуров Кирилл Алексеевич		10.03.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВО – аппарат воздушного охлаждения;
- АСПО – асфальто-смолисто-парафинистые отложения;
- БПГ – блок подготовки газа;
- БПК – блок предохранительных клапанов;
- ГДП – газодобывающее предприятие;
- ГКМ – газоконденсатное месторождение;
- ГПА – газоперекачивающий агрегат;
- ГФУ – горизонтальная факельная установка;
- ГФУ – горизонтальная факельная установка;
- ДИКТ – диафрагменный измеритель критического течения;
- ДКС – дожимная компрессорная станция;
- ДЭГ – диэтиленгликоль;
- КИП – контрольно-измерительные приборы;
- КЛК – концентрическая лифтовая колонна;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- КС – компрессорная станция;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НИИ – научно-исследовательский институт;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- НТА – низкотемпературная абсорбция;
- НТС – низкотемпературная сепарация;
- ОЛК – основная лифтовая колонна;
- ОСК – образцы-свидетели коррозии;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ППД – поддержание пластового давления;
- ПХГ – подземное хранилище газа;
- САУ – система автоматизированного управления;
- СВР – система ввода реагента;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;

СКЗ – средства коллективной защиты;

СПИ – система подачи ингибитора;

СППК – сбросной пружинный предохранительный клапан;

СТМ – система телемеханики;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УВ – углеводороды;

УВС – углеводородное сырье;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

ЦЛК – центральная лифтовая колонна;

ЦЛК – центральная лифтовая колонна;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 125 страниц, в том числе 18 рисунков, 17 таблиц. Список используемых источников включает 24 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: разработка, добыча, обустройство, осложнения при добыче газа и газового конденсата, газовые скважины, ингибитор, технологический режим.

Объектом исследования являются нефтегазоконденсатные месторождения.

Цель исследования – формирование комплекса рекомендаций по проектированию и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в осложненных условиях на основе анализа показателей разработки, обустройства и добычи НГКМ Западной Сибири.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены процессы добычи, сбора и подготовки пластовых флюидов газовых и газоконденсатных скважин, а также методы борьбы с осложнениями, возникающими при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.

Наиболее эффективным методом при борьбе с газовыми и песчаными пробками является поддержание необходимой для выноса воды и песка скорости потока флюида в скважине. Для борьбы с образованиями гидратов наиболее эффективно применение ингибитора гидратообразования, который снижает равновесную температуру образования газовых гидратов. Методы поддержания пластового давления газовых и газоконденсатных залежей еще не находят широкого применения, однако эффективны методы закачки подготовленного газа в пласт с целью ППД.

Область применения: газовые скважины газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

Потенциальная экономическая эффективность связана с поддержанием заданных темпов добычи пластового флюида за счет эффективной борьбы с осложнениями, возникающими при эксплуатации газовых скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	20
1 ПЛАНИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	22
1.1 Анализ нормативно-правовых актов, регулирующих процесс проектирования нефтегазоконденсатных месторождений	25
1.2 Обустройство нефтегазоконденсатных месторождений	31
1.3 Определение состава добываемого флюида нефтегазоконденсатных месторождений	55
1.4 Осложнения, возникающие при эксплуатации газовых скважин и метода борьбы с ними.....	57
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ.....	63
2.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции.....	63
2.2 Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта	65
2.3 Описание куста скважин.....	69
2.4 Описание внутрипромысловых трубопроводов куста скважин	73
2.5 Описание промысловых трубопроводов	75
2.6 Описание технологической схемы.....	78
2.7 Мониторинг коррозии и ингибиторная защита.....	82
2.8 Нормы технологического режима.....	83

3	КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ, ОБУСТРОЙСТВУ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	86
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	90
4.1	Обоснованность применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования.....	90
4.2	Анализ эксплуатационных затрат при применении метанола.....	94
4.3	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	97
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	104
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения	104
5.2	Производственная безопасность при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения.....	106
5.3	Экологическая безопасность при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения.....	117
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения.....	120
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	122
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	125

ВВЕДЕНИЕ

В работе будет проведен анализ показателей разработки, обустройства и добычи НГКМ Западной Сибири на примере Ямбургского НГКМ. Поясним, что будет рассматриваться эксплуатационный объект Ямбургского НГКМ, разрабатываемый газовыми скважинами.

В контексте разработки НГКМ газовыми скважинами существуют следующие осложнения:

- истощение пластовой энергии;
- накопление воды на забое добывающей скважины с образованием водных пробок;
- образование гидратов в стволе скважины и в нефтепромысловом оборудовании;
- наличие механических примесей, песчаных пробок, вследствие разрушения ПЗП.

Истощение пластовой энергии, как следствие, падение пластового давления, ведет к необходимости обустройства дополнительных сооружений, таких как ДКС. Также падение давления является причиной ретроградной конденсации, в результате которой в пласте остается очень ценный, с точки зрения рентабельности, на сегодняшний день, конденсат, который традиционными способами извлечь невозможно. Также снижение давления ведет к снижению дебита и, соответственно, скорости потока в скважине, вследствие чего ухудшаются условия для выноса скапливающейся на забое скважины жидкости, а также механических примесей.

Наличие влаги также имеет несколько последствий. Самое основное это образование газовых гидратов – кристаллических соединений, образующихся при определенных термобарических условиях из компонентов природного газа и воды [1]. Влага способствует коррозии промыслового оборудования. При наличии влаги в продукции скважины требуются дополнительные технологические решения для осушки, что требует обустройства

дополнительных сооружений. Также вода скапливается на забое добывающей скважины, что приводит к самозадавлению газовых скважин.

Разрушение призабойной зоны пласта является причиной выноса механических примесей, которые не только ухудшают качество подготавливаемой продукции [2], но и существенно влияют на работу промышленного оборудования, и являются серьезным фактором, усиливающим коррозию.

Борьба с данными осложнениями является важной задачей, так как решение проблем, обусловленных этими осложнениями, требует материальных и финансовых затрат. Также эти осложнения приводят к недоизвлечению конденсата, что снижает рентабельность разработки. Поиск путей решения данных проблем, а также более глубокое изучение причин и методов борьбы с осложнениями на сегодняшний день является актуальной задачей. Этим обуславливается актуальность настоящей работы.

Таким образом, целью выпускной квалификационной работой является формирование комплекса рекомендаций по проектированию и эксплуатации газовых скважин в осложненных условиях на основе анализа показателей разработки, обустройства и добычи НГКМ Западной Сибири.

Для достижения цели работы поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать основные особенности планирования добычи и подготовки углеводородного сырья нефтегазоконденсатных месторождений.
2. Проанализировать технологическую схему производственных объектов.
3. Сформировать комплексный подход к формированию рациональных решений по разработке, обустройству и добыче углеводородов нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири.

1 ПЛАНИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учитывая тот факт, что использование природного газа в России начинается в начале 19 века, промышленная разработка газовых месторождений началась лишь во второй четверти 20 века. В начале 1920-х годов И.М. Губкин высказал предположение о наличии газовых месторождений в Саратовской области. Первые добывающие скважины были запущены в 1940-х годах. Для обеспечения транспорта газа в 1946 году был построен газопровод «Саратов-Москва». Разработка месторождений газа Западной Сибири началась с открытия Уренгойского НГКМ в 1960-х годах и Ямбургского НГКМ в 1980-х годах. Также логичным продолжением освоения газовых месторождений Западной Сибири стало введение в эксплуатацию Заполярного НГКМ [3].

В настоящее время спрос на газовый конденсат растет, по причине того, что газовый конденсат отличается повышенным содержанием наиболее востребованных легких фракций, и потому является ценнейшим сырьем для нефтегазопереработки и производства продуктов нефтехимии и ароматики. При стабилизации конденсата образуются такие общественно важные продукты, как газ деэтанзации – товарный трубопроводный газ, поступающий в систему газоснабжения, и широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), являющаяся сырьем для производства сжиженных углеводородных газов, использующихся в качестве нефтехимического сырья, газомоторного топлива и бытового газа [4].

Чтобы дать техническую оценку технологиям добычи газа необходимо рассмотреть технологии добычи газа. То есть рассмотреть систему «пласт-скважина-коллектор». Традиционно добыча газа и газового конденсата осуществляется на истощение, то есть за подъем флюида осуществляется только за счет энергии пласта. За многие годы разработки месторождений данная технология не претерпела значительных изменений. Существуют только некоторые способы оптимизации добычи, такие как применение труб меньшего

диаметра, концентрический и плунжерный лифты, закачка сухого газа в затрубное пространство (газлифт).

Однако эти технологии не находят широкого применения из-за нерентабельности. Например, применение газлифта требует сооружения устройств для подготовки и компримирования нагнетаемого газа, что в совокупности с высоким удельным расходом делает эту технологию нерентабельной.

Использование плунжерного лифта не рекомендуется из-за периодически повторяющихся сбоев в работе и разрушения оборудования в результате больших ударных нагрузок, а также из-за отсутствия электроэнергии на кустах газовых скважин.

Оснащение скважин концентрическими лифтовыми колоннами на низкодебитных скважинах нерентабельно из-за необходимости глушения скважины и вытекающего негативного воздействия на ПЗП технологической жидкостью, длительного простоя скважины со значительными капитальными затратами (более 20 млн. рублей). Последующий выход скважины на рабочий режим может растянуться на месяцы, не исключается невозможность достижения доремонтной продуктивности [5].

Ссылаясь на вышенаписанное, можно сделать вывод, что при извлечении 80-85 % запасов газа дальнейшая добыча экономически неэффективна [6]. В настоящее время порядка 80 % добываемого природного газа приходится на сеноманские залежи. Выработка запасов сеноманских залежей составляет около 80 %. Так, только на трех месторождениях, Медвежьем, Уренгойском и Ямбургском, остаточные запасы газа, нерентабельные для извлечения традиционными технологиями, составят 1 трлн 700 млрд м³. Также отсутствие опыта извлечения подобных запасов определяют актуальность определения решений проблем истощения пластовой энергии НГКМ.

Чтобы перейти к анализу нормативно-правовых актов, регулирующих процесс проектирования газоконденсатных месторождений, необходимо определить понятийное поле, в котором будет написана настоящая работа.

В соответствии с актуальными на данный момент нормативными актами, определяющими понятия нефтегазовой отрасли [7, 8], и дающими классификацию нефтяных месторождений [9], введем следующие понятия. Месторождение (УВ) – совокупность залежей УВ, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым одним структурным элементом и расположенным на одной локальной площади. Под понятием залежи (УВ) следует понимать естественное единичное скопление УВ в недрах Земли, заполняющее ловушку полностью или частично.

Для разработки любого месторождения составляется технический проект разработки – это проектный документ, определяющий основные технологические и технические решения по рациональному пользованию участком недр, на основании которого осуществляют разработку месторождения (группы месторождений, объекта разработки месторождения, отдельных залежей или их участков) [10]. Этот проект полностью определяется процесс разработки месторождения, то есть управление извлечением из продуктивных отложений газа (конденсата, нефти, сопутствующих компонентов) в целях их добычи посредством реализации системы разработки, определенной техническим проектом разработки [10].

Разработка месторождения осуществляется с целью добычи углеводородного сырья. Это комплекс технологических и производственных процессов, обеспечивающих извлечение из пласта углеводородного сырья (газа, газового конденсата), сбор добываемой продукции и подготовку для передачи на реализацию потребителям товарной продукции газового (газоконденсатного) промысла и использования на собственные нужды промысла [10].

Добыча и подготовка газа осуществляется на газовом промысле – это технологический комплекс, состоящий из скважин, трубопроводов и установок различного назначения, с помощью которых на месторождении осуществляют извлечение пластового газа, газового конденсата и сопутствующих компонентов из недр, их сбор и подготовку к транспорту [10]. Эксплуатация установок

подготовки газа, конденсата и нефти производится строго в соответствии с технологическим регламентом [11].

1.1 Анализ нормативно-правовых актов, регулирующих процесс проектирования нефтегазоконденсатных месторождений

ГОСТ Р 55414-2013 является основополагающим документом, определяющим правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений [10]. В соответствии с этим документом вариант разработки определяет совокупность технологических, технических решений и основных показателей разработки месторождения или его части. Соответственно, объект разработки – это совокупность продуктивных отложений (залежей, пластов, участков) месторождения или его части, входящей в лицензионный участок недропользователя, выделенная для проектирования разработки, обустройства и учета добычи углеводородного сырья [10].

Добыча углеводородного сырья – это комплекс технологических и производственных процессов, обеспечивающих извлечение из пласта углеводородного сырья, сбор добываемой продукции и подготовку для передачи на реализацию потребителям товарной продукции газового (газоконденсатного) промысла и использования на собственные нужды промысла [11].

Теперь определим понятие разработки газоконденсатного месторождения – это управление извлечением из продуктивных отложений газа (конденсата, нефти, сопутствующих компонентов) в целях их добычи посредством реализации системы разработки, определенной техническим проектом разработки [11]. Для обеспечения разработки месторождения создается система разработки месторождения – комплекс инженерных решений по технологии и техническим средствам извлечения углеводородного сырья из недр и эксплуатации скважин и промысловых объектов [10].

Обычно на объекте разработки выделяется один или несколько эксплуатационных объектов. Эксплуатационный объект – продуктивный пласт или группа пластов, разрабатываемые единой сеткой скважин [8].

Разработка любого объекта разработки или его части ведется на основании технического проекта разработки – это проектный документ, определяющий основные технологические и технические решения по рациональному пользованию участком недр, на основании которого осуществляют разработку месторождения [10]. В техническом проекте разработки полностью обосновывается выделение эксплуатационных объектов, основные положения разработки месторождения, а также технологические и технические решения и показатели разработки.

В техническом проекте обосновывается система разработки. Для обоснования необходимо сопоставление технико-экономических показателей различных вариантов разработки месторождения (объекта разработки).

Если в пластовом газе газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях содержание углеводородов C_{5+} более 250 г/м (месторождение считается высококонденсатным – таблица 1), то рассматриваются системы разработки с активным воздействием на пласт, то есть системы ППД, с обоснованием целесообразности применения в техническом проекте разработки. Обоснование должно производиться с учётом материалов промысловых исследований скважин, лабораторных исследований пород-коллекторов, экспериментального и математического моделирования вытеснения пластового флюида, технико-экономического анализа.

Таблица 1 – Классификация газоконденсатных залежей по содержанию конденсата ($C_{5+В}$)

Содержание конденсата ($C_{5+В}$), г/м ³	Группы месторождений
менее 25	низкоконденсатные
от 25 до 100	среднеконденсатные
от 100 до 500	высококонденсатные
более 500	уникальноконденсатные

Система ППД на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях реализуется обратной закачкой отсепарированного

(осушенного, отбензиненного) газа в пласт (сайклинг-процесс), закачкой различных агентов, в том числе неуглеводородных газов, например, азота.

Для завершающей стадии разработки месторождения определяют период рентабельной разработки и время прекращения добычи. В технологическом проекте разработки рассматривают возможности:

- модернизации (реконструкции) подземного и наземного технологического оборудования;
- использования низконапорного газа;
- применения вторичных методов извлечения углеводородов;
- использования завершеного разработкой месторождения (объекта разработки) в качестве ПХГ.

На крупных месторождениях эксплуатационные объекты вводятся в разработку поэтапно, с учетом динамики показателей пластового давления и вводом в эксплуатацию объектов обустройства месторождения.

С целью контроля процесса разработки производится регулирование разработки. Для выравнивания величин пластового давления производят перераспределение отборов углеводородного сырья, закачки рабочего агента по площади. Для равномерной выработки запасов эксплуатационных объектов производят перераспределении отборов углеводородного сырья, закачки рабочего агента по разрезу. Также любой процесс регулирования процесса разработки не должен приводить к превышению норм отбора по эксплуатационным объектам.

Решение о завершении разработки обосновывают в техническом проекте разработки. Обоснование решения о завершении разработки месторождения и переходе к ликвидационным работам проводят на основе сопоставления прогнозируемых экономических выгод от реализации добываемых углеводородов по рыночным ценам и предстоящих затрат на ликвидационные работы. При обосновании проводят пересчет остаточных запасов углеводородного сырья на момент прекращения добычи.

Объекты обустройства промыслов должны обеспечивать сбор, подготовку и внутрипромысловый транспорт газа, конденсата, нефти.

В проектной документации по разработке месторождения необходимо определить следующие аспекты:

- системы сбора;
- УКПГ, их оборудование и аппаратура;
- предотвращение гидратообразования и солеотложений в нефтепромысловом оборудовании;
- мероприятия по предупреждению коррозии нефтепромыслового оборудования;
- мероприятия, направленные на осуществления регулирования и контроля процесса разработки, а также контроля технического состояния скважины и нефтепромыслового оборудования;
- средства учета и контроля добычи;
- определение свойства подготовленных газа, конденсата и нефти;
- другие необходимые мероприятия, в соответствии с [11].

Система сбора газа должны обеспечивать и предусматривать:

- возможность равномерной выработки залежи по площади;
- минимальные потери давления газа;
- возможность проведения различных исследований;
- устойчивость добычи к рискам и чрезвычайным ситуациям;
- минимальные технологические потери сырья;
- использование энергии высоконапорных скважин для транспорта низконапорного газа;
- возможность совместного транспорта сырья, добываемого из различных эксплуатационных объектов или объектов разработки.

Расчетное давление в трубопроводах должно превышать начальное статическое устьевое давление скважины. Если это условие не выполняется, то предусматриваются устройства, гарантирующие защиту шлейфа от превышения

давления сверх допускаемого. Такие устройства представлены системами редуцирования газа и автоматического перекрытия потока.

Для крупных длительно разрабатываемых месторождений при неравномерном снижении пластового давления рассматриваются варианты реконструкции системы сбора с отдельным сбором продукции скважин с высоким давлением и низконапорного газа, так как для подготовки низконапорного газа для обеспечения требуемого давления газа для прохождения технологической схемы подготовки могут потребоваться дожимные компрессорные станции и другие элементы обустройства промысла.

Природный газ, добываемый на газовых и газоконденсатных месторождениях и подготовленный на промысле, при его подаче в магистральный газопровод должен отвечать СТО Газпром 089-2010 [12]. Основные физико-химические показатели газа горючего, поставляемого и транспортируемого по магистральным трубопроводам представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические показатели газа горючего, поставляемого и транспортируемого по магистральным трубопроводам

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	
2 Температура точки росы по воде (ТТР _в) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше: – зимний период – летний период	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТР _{ув}) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: – зимний период – летний период	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007	
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016	
6 Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	0,030	
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)	

8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001
11 Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно

Подготовленный на установках первичной переработки конденсат газовый стабильный должен соответствовать требованиям, представленным в таблице 3 [2].

Таблица 3 – Требования к конденсату газовому стабильному

Наименование показателя	Значение для группы	
	1	2
1 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)	
2 Массовая доля воды, %, не более	0,5	
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
4 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм, не более	100	300
5 Массовая доля серы, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
6 Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20	100
7 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40	100
8 Плотность при 20°С, кг/м; 15°С, кг/м	Не нормируют. Определение обязательно Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
9 Выход фракций, % до температуры, °С: - 100 - 200 - 300 - 360	Не нормируют. Определение обязательно	
10 Массовая доля парафина, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
11 Массовая доля хлорорганических соединений, млн ⁻¹ (ppm)	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	

Выбор процесса подготовки газа и типа технологических установок проводят на основе технико-экономических расчетов, исходя из компонентного и фракционного состава добываемого газа, содержания агрессивных

компонентов, количества и состава воды в потоке, производительности скважин и их технологических характеристик (давление и температура газа в пласте и на устьях), климатических условий в районе месторождения.

1.2 Обустройство нефтегазоконденсатных месторождений

Газодобывающие предприятия предназначены обеспечить добычу, сбор и подготовку газа и газового конденсата к транспорту с целью дальнейшей их реализации. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 [13] устанавливает требования к проектированию ГДП:

- оборудование и обвязка устьев скважин;
- система сбора газа;
- установки подготовки газа и газового конденсата к транспорту;
- установки подготовки и сероочистки газа;
- установки стабилизации и переработки конденсата;
- установки получения серы;
- технологические и промышленные трубопроводы;
- предотвращение гидратообразования в узлах и трубопроводных системах;
- предотвращение коррозии.

1.2.1 Обустройство устья газовых скважин, кустовых площадок, промысловых трубопроводов

Основные требования к строительству скважин предъявляются к:

- проектированию строительства скважин;
- конструкции скважин;
- вскрытию продуктивных пластов;
- освоению скважин;
- контролю строительства и передачи скважины в эксплуатацию.

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

Основные типовые схемы (рисунок 1) фонтанных елок добывающих скважин определяются ГОСТ 13846-89 [14].

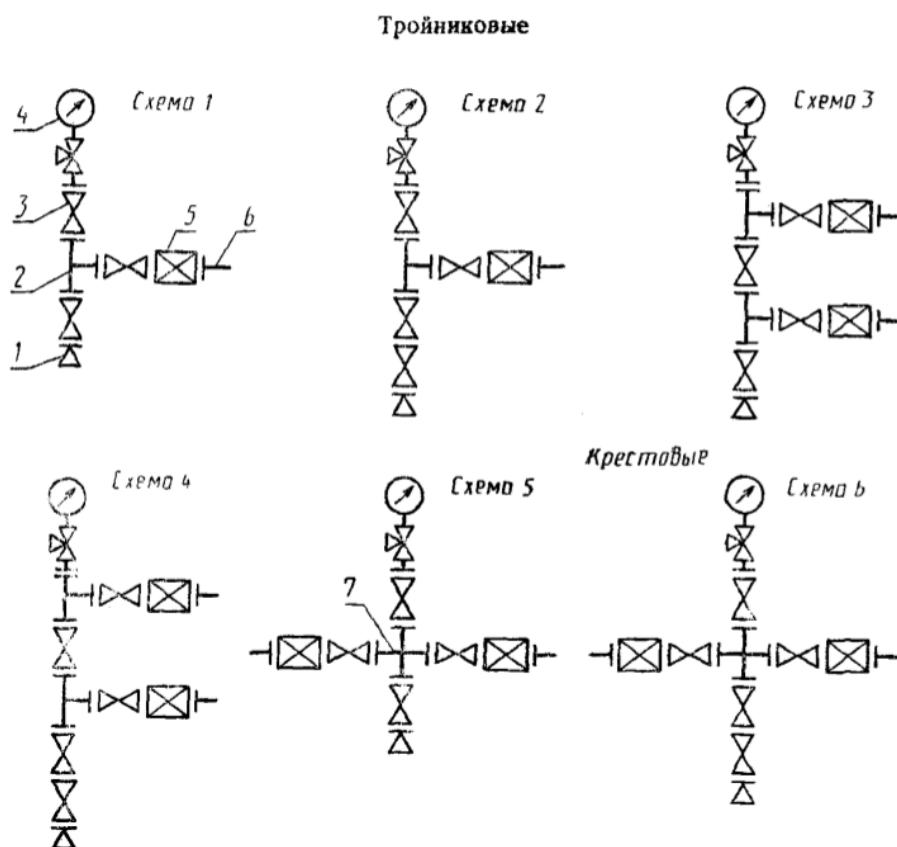


Рисунок 1 – Типовые схемы фонтанных елок: 1 – переводник к трубной головке; 2 – тройник; 3 – запорное устройство; 4 – манометр; 5 – дроссель; 6 – ответный фланец; 7 - крестовина

Типовые схемы трубных обвязок фонтанных арматур приведены на рисунке 2.

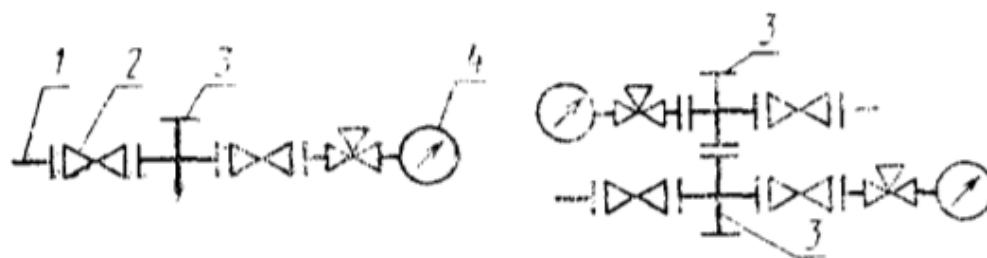


Рисунок 2 – Типовые схемы трубных обвязок фонтанных арматур: 1 – ответный фланец; 2 – запорное устройство; 3 – трубная головка; 4 – манометр

Типовые схемы фонтанных арматур приведены на рисунке 3.

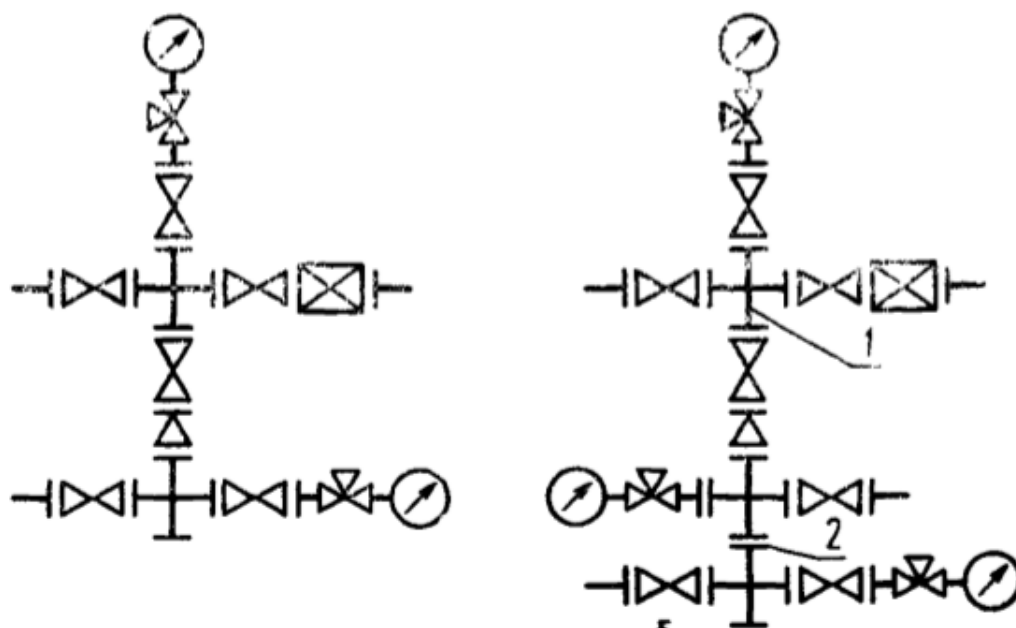


Рисунок 3 – Типовые схемы фонтанных арматур: 1 – фонтанная елка; 2 – трубная обвязка

Помимо прочего, фонтанная арматура должна обеспечивать эксплуатацию скважин, где продуктом с забоя выносится значительное количество породы. В таком случае применяют фонтанные елки по схеме 3 и 4

(рисунок 1). Эти схемы позволяют производить ремонт верхнего, постоянно работающего, отвода без остановки скважины, производя отбор по нижнему отбору.

Трубопроводы обвязки скважин в пределах площадки скважины (куста скважин) с избыточным давлением среды до 10 МПа следует проектировать согласно норм [15], а свыше 10 МПа как промышленные трубопроводы [16].

Технология эксплуатации скважин состоит: в пуске и остановке скважины; установлении, поддержании и контроле за заданным режимом эксплуатации; обеспечении нормальной работы оборудования в осложненных условиях (гидратообразование, коррозия, обводнение, вынос на забой твердых частиц, растепление вечномерзлых пород), а также в поддержании в исправном состоянии контрольно-измерительных приборов и средств автоматики.

Технологический режим работы добывающих скважин характеризуется следующими основными параметрами:

- пластовым (до 21 МПа), забойным (до 20 МПа) и устьевым (до 14 МПа) давлением;
- дебитом жидкости (газа) (до 900 тыс. м³/сут), обводненностью продукции, газовым фактором (выходом конденсата) и количеством механических примесей в продукции;
- типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы.

В процессе эксплуатации скважин должен быть обеспечен регулярный контроль технического состояния эксплуатационной колонны, работы оборудования, получение исходных данных, необходимых для оптимизации технологического режима [17].

Известны два способа эксплуатации газовых месторождений: фонтанный и компрессорный. Основным способом эксплуатации газовых скважин является фонтанная добыча, так как газ характеризуется малыми величинами плотности и вязкости даже в пластовых условиях. Подъем природного газа происходит за счет перепада давления у устья скважины и в пласте за счет расширения самого

газа. При данном способе эксплуатации давление на забое скважины (P_3) должно быть больше суммы давлений гидростатического столба жидкости в скважине (P_r), потери давления в НКТ ($P_{тр}$) и противодействия на устье (P_y):

$$P_3 = P_r + P_{тр} + P_y \quad (1)$$

Компрессорный способ эксплуатации скважины использует в том случае, если на забое скважины накапливается газовый конденсат или вода. Удаление воды и газового конденсата осуществляют с помощью газлифтного способа эксплуатации скважин (Рисунок 4) или использования насосного оборудования.

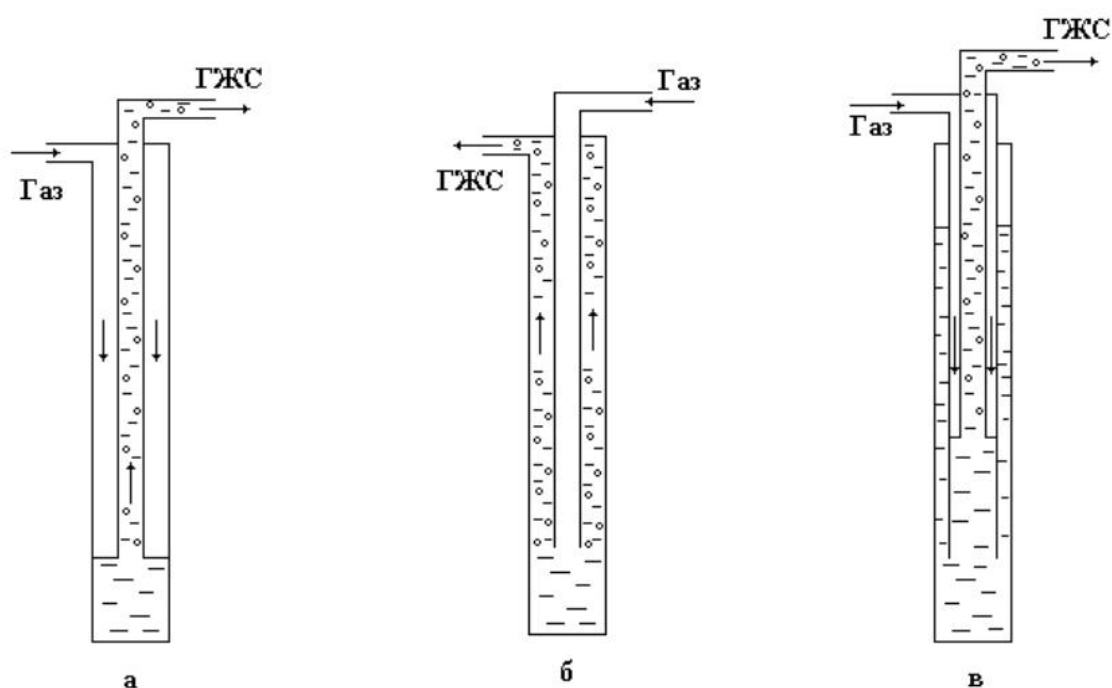


Рисунок 4 – Способы газлифтной эксплуатации скважин:

а – однорядный с кольцевой (обратной) подачей газа; б – однорядный с центральной (прямой) подачей газа; в – двухрядный с кольцевой (обратной) подачей газа; ГЖС – газожидкостная смесь

Кроме того, обводненность газовой скважины обуславливает необходимость применения технологии периодического и/или непрерывного удаления влаги из скважины. К периодическим методам удаления влаги относят:

- остановку скважины (периодическую) для обратного поглощения жидкости пластом;
- продувку скважины в атмосферу или через сифонные трубки;
- вспенивание жидкости в скважине за счет введения в скважину пенообразующих веществ (пенообразователей).

К непрерывным методам удаления влаги из скважины относят:

- эксплуатацию скважин при скоростях выходящего газа, обеспечивающих вынос воды с забоя;
- непрерывную продувку скважин через сифонные или фонтанные трубы;
- применение плунжерного лифта; откачку жидкости скважинными насосами;
- непрерывное вспенивание жидкости в скважине.

На поздней стадии разработки месторождения при возникновении осложнений, вызванных скоплениями воды на забое и разрушением призабойной зоны, применяется технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК), схема которой представлена на рисунке 5.

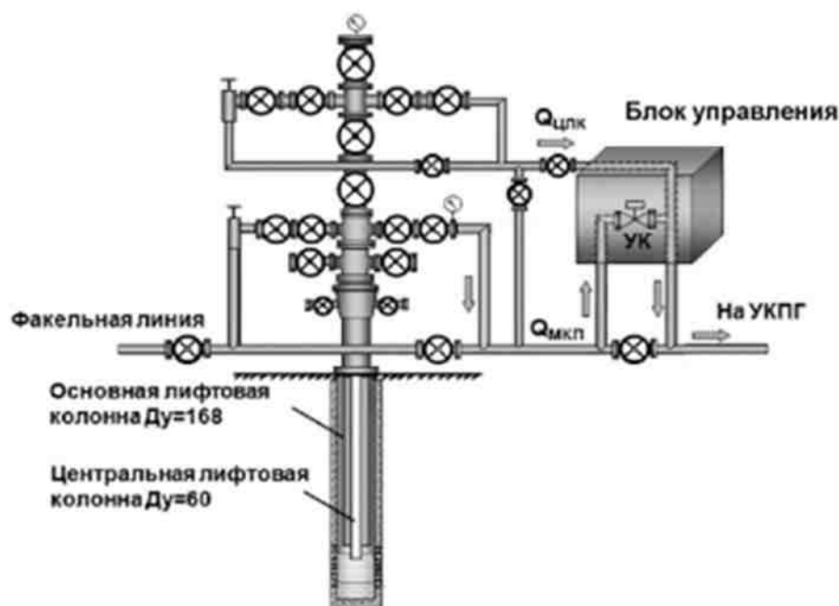


Рисунок 5 – Примерная технологическая схема эксплуатации скважин с концентрическими лифтовыми колоннами

Технология оптимизирует режим эксплуатации обводняющихся скважин посредством автоматического поддержания в ЦЛК значения дебита газа, превышающего на 10–20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости по ЦЛК. Такая величина дебита позволяет поддерживать скорость потока на уровне, достаточном для выноса воды с забоя на устье скважины. Поддержание заданного значения дебита (для текущего пластового давления) осуществляют путем непрерывного контроля дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из ОЛК при изменении давления на устье скважины.

Для сокращения производственных расходов на строительство, проходку и эксплуатацию за счет централизации устьев скважин на одной площадке при нахождении конечных забоев в точках, соответствующих проектам разработки месторождения, используют кустовое бурение. Количество скважин в кусте определяется проектом разработки месторождения и может достигать 8–24 и более.

В состав технологических сооружений куста скважин обычно входят:

- приустьевые площадки добывающих скважин;
- блоки подачи реагентов-деэмульгаторов и ингибиторов;
- трансформаторные подстанции;
- площадки под ремонтный агрегат;
- емкость-сборник и технологические трубопроводы;
- факельные установки;
- система телемеханики и телеметрии (блок местной автоматики).

Для разработки НГКМ проектируются как централизованные, так и децентрализованные системы сбора (рисунок 6). При централизованной вся промысловая подготовка сырого газа предусматривается на УКПГ, при децентрализованной предварительная подготовка осуществляется на УППГ, а окончательная на головных сооружениях. Также возможна смешанная система сбора, когда на УКПГ поступает сырой газ как со скважин, так и с УППГ [18].

Подключение скважин к УКПГ или УППГ на газодобывающих предприятиях может быть индивидуальным или групповым.

Индивидуальное подключение скважин осуществляется в следующих случаях:

- если устьевые давления скважин различны (разность давлений достигает 2,0 – 3,0 МПа и более), а использовать высоконапорные скважины в качестве эжектирующих невозможно;

- если дебит одной скважины равен или больше максимальной пропускной способности сепаратора первой ступени;

- при обустройстве отдельных разведочных скважин;

- при расширении объекта, скважины которого подключены индивидуально.

В остальных случаях предпочтительно групповое подключение из-за экономической эффективности.

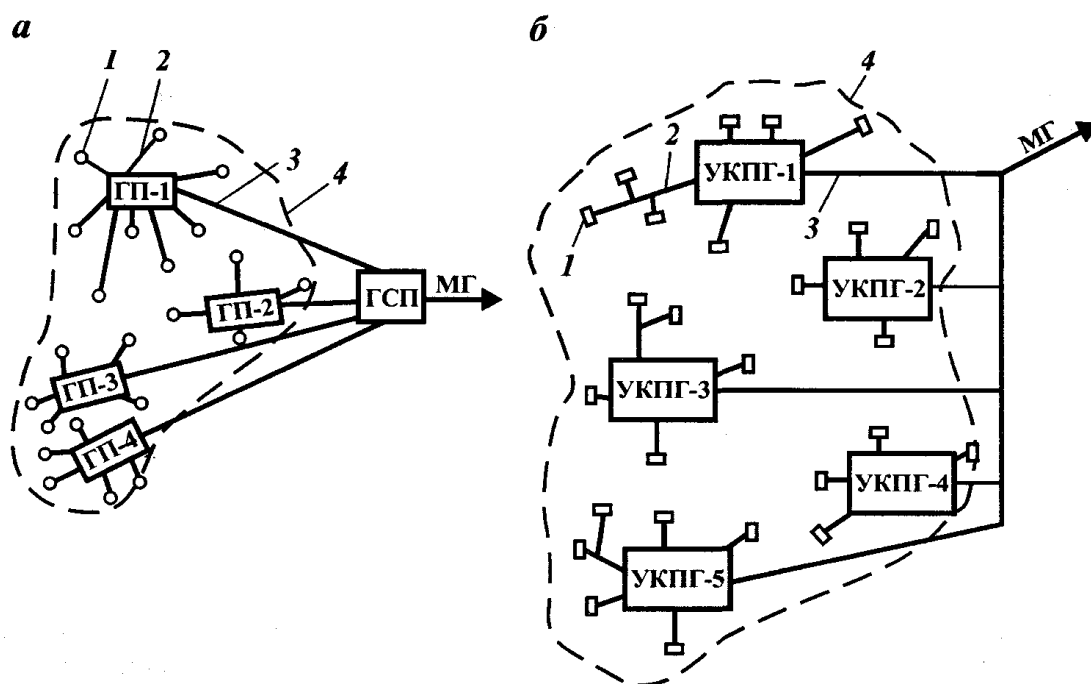


Рисунок 6 – Системы сбора газа: а – централизованная; б – децентрализованная; ГП – газовый промысел; ГСП – газосборный пункт; МГ – магистральный газопровод

Схема сбора газа может быть коллекторной, лучевой или смешанной, а форма коллектора, число перемычек, лучей и т.д. (рисунок 7) устанавливаются технико-экономическими расчетами в каждом конкретном случае.

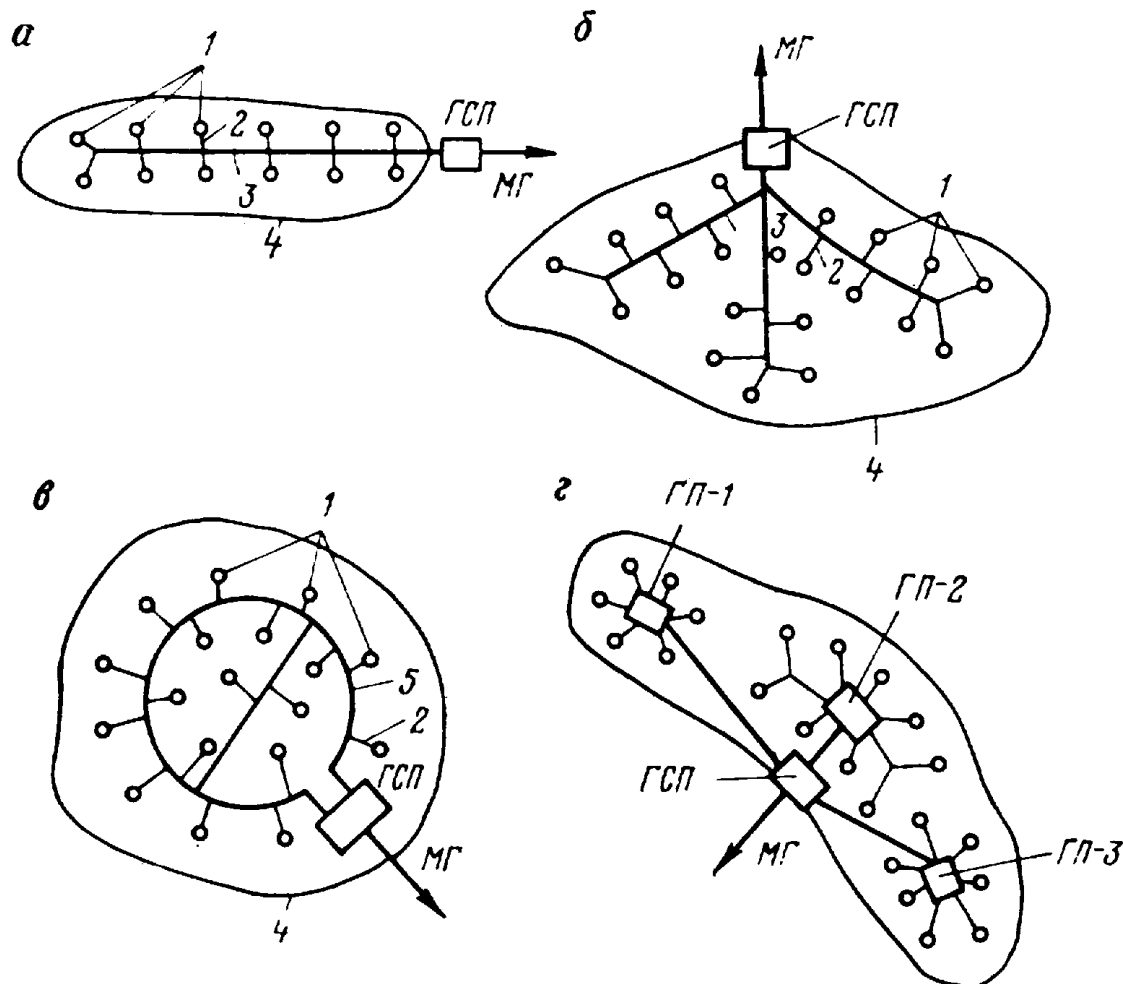


Рисунок 7 – Схемы сбора газа: а – линейная; б – лучевая; в – кольцевая; г – групповая; 1 – скважины; 2 – шлейфы; 3 – линейный газосборный коллектор; 4 – контур газоносности; 5 – кольцевой газосборный коллектор; ГСП – групповой сборный пункт; МГ – магистральный газопровод; ГП – газосборный пункт.

Представить обобщённую информацию о системах сбора газа и конденсата можно рисунком 8.

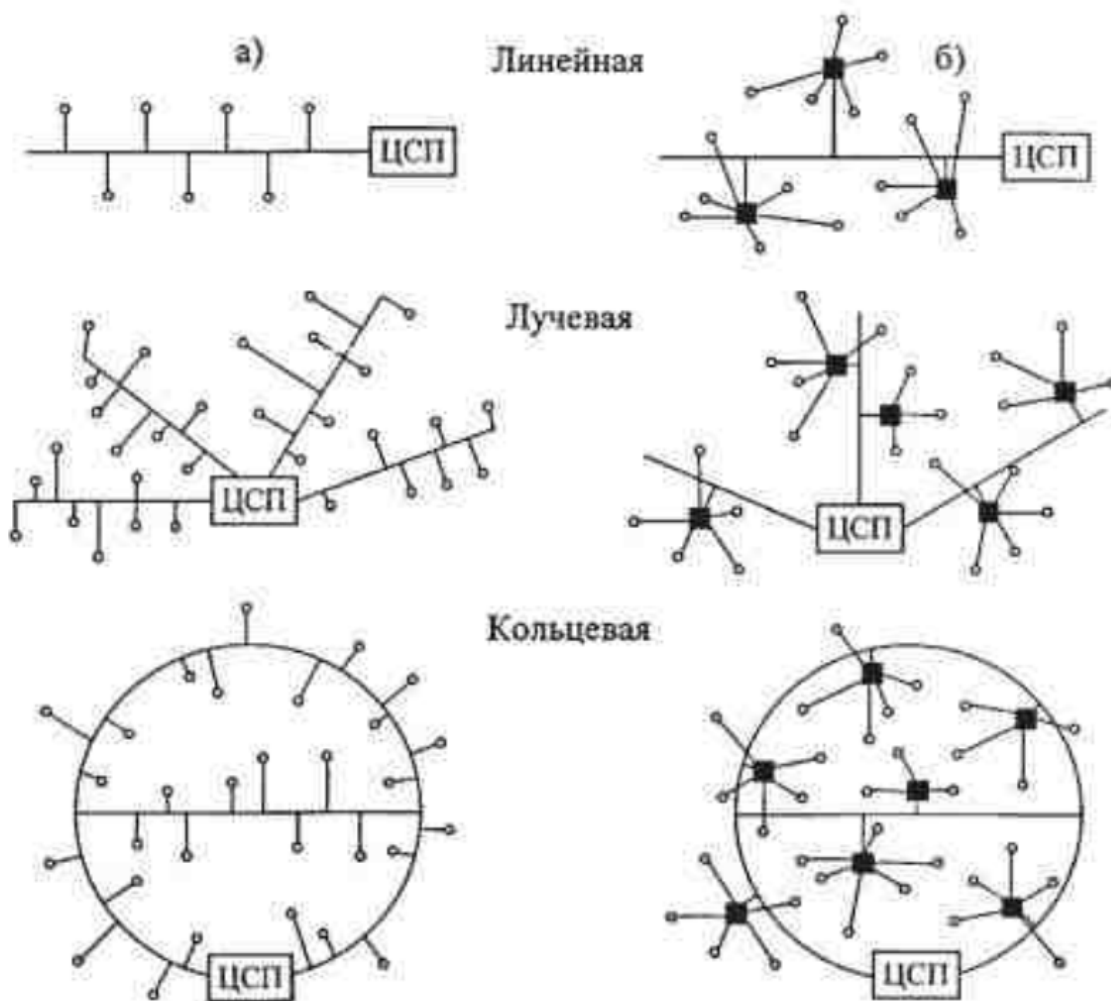


Рисунок 8 – Формы коллекторной газосборной сети. Подключение скважин:
а) индивидуальное; б) групповое. ЦСП – центральный сборный пункт

1.2.2 Анализ сортамента насосно-компрессорных труб и другого подземного оборудования газовых скважин

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) используются для транспортировки газа или жидкого флюида из скважины на поверхность. Другое применение НКТ – закачка (нагнетание) воздуха для продувания и для ремонтных работ в скважине. При постоянном контакте с влагой, агрессивной средой и высоким давлением, трубы НКТ отличаются повышенной износостойкостью, герметичностью, устойчивостью к коррозии и большой проходимостью внутри ствола трубы. У насосно-компрессорной трубы не

должно быть расслоения, трещин и других повреждений, иначе колонна из труб может разгерметизироваться в скважине и произойдет обрыв.

Все требования к насосно-компрессорной трубе при изготовлении предусматривает ГОСТ 633-80 [19]. По нему производят трубы следующих типов:

- гладкие с муфтами (НКТ);
- высокогерметичные гладкие (НКМ);
- насосно-компрессорные трубы с высаженными наружу концами (НКТ-В);
- безмуфтовые насосно-компрессорные трубы (НКБ).

Также выпускаются НКТ по техническим условиям: с повышенной хладостойкостью для северных регионов добычи, хладостойкие с высокой устойчивостью к коррозии в среде с большим коэффициентом сероводорода и соляной кислоты; с повышенной пластичностью и узлом из полимерного материала.

Выпускаются длины труб от 6 до 10,5 метров, диаметры - от 27 до 114 мм, наиболее часто используемые НКТ 73, 89 и 114. Для каждого диаметра соответствует определенная толщина стенки и группа прочности стали (таблица 4).

Группа прочности металла в трубах НКТ ГОСТ 633-80 [19] возрастает от Д к М и для газо- или нефтескважины требуется группа не ниже «Е» с максимальной толщиной стенки и соединением, прошедшим испытание на ударную вязкость, расширение, растрескивание и т.д. Требования к трубе увеличиваются, если это обусловлено рельефом, каменистостью пласта, глубиной пробуренного колодца, составом транспортируемого агента (например, битумной нефти с большим содержанием песка), глубиной промерзания грунта и повышенным внутренним давлением.

НИИ разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб предлагает рекомендации к повышению эксплуатационной надежности насосно-компрессорных колонн [20].

Таблица 4 – Толщина стенки НКТ и группа прочности стали

Условный диаметр	Толщина стенки, мм	Тип труб, соединения, группа прочности			
		ГОСТ 633-80		ТУ 14-4-1534-87	
		Гладкая	С высаженными наружу концами	Гладкая высокогерметичная НКМ	Гладкая с узлом уплотнения из полимерного материала
33,4	3,5	К			
42	3,5	Д, К, Е			
48	4,0	Д, К, Е			
60	5,0	Д, К, Е	Д, К, Е, Л	Д, К, Е, Л	Д, К, Е
73	5,5; 7,0	Д, К, Е, Л, М	Д, К, Е, Л	Д, К, Е, Л	Д, К, Е
89	6,5	Д, К, Е, Л, М	Д, К, Е, Л, М	Д, К, Е, Л, М	Д, К, Е
114	7,0	Д, К, Е, Л, М	Д, К, Е, Л, М	Д, К, Е, Л, М	Д, К, Е

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин, продукция которых содержит сероводород или другие коррозионно-активные вещества, трубы подвергаются сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением. Для исключения указанного вида разрушения необходимо производить выбор марок труб и расчет лифтовых колонн с учетом опасности его проявления.

При наличии в пластовой продукции коррозионно-активных компонентов рекомендуется применять трубы с внутренним полимерным покрытием.

Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб позволяет:

- сократить гидравлические потери при перекачивании нефтепромысловых жидкостей за счет увеличения гидравлического КПД;
- снизить скорость отложения АСПО, солей и продуктов коррозии в полости труб;
- защитить внутреннюю поверхность труб от коррозии;

- увеличить межремонтный период работы скважины за счет снижения эрозии и механических повреждений, увеличения срока службы труб, снижения количества операций по ремонту скважин.

Для выбора наиболее эффективного вида покрытия (Таблица 5) рекомендуется сообщать производителю покрытия состав пластовой жидкости с указанием осложняющих коррозионных факторов.

Таблица 5 – Защитные покрытия НКТ

Ключевые факторы	СТАНДАРТ -80	АНТИАСПО -80	АНТИАБРОЗИВ -80	ТЕРМО -110	ТЕРМО -150
Защита от CO ₂	+	+	+	+	+
Защита от H ₂ S	+	+	+	+	+
Защита от АСПО	+	повышенная	+	+	+
Защита от гидроабразивного износа	+	+	повышенная	+	+
Адгезия	> 9 МПа	> 9 МПа	> 9 МПа	> 9 МПа	> 9 МПа
Температура эксплуатации	до +80 °С	до +80 °С	до +80 °С	до +110 °С	до +150 °С
Защита при кислотных обработках	+	+	+	+	+

Подземное оборудование ствола газовых скважин при добыче природного газа, кроме НКТ, включает:

- разобщитель (пакер);
- нишпель;
- циркуляционный клапан;
- ингибиторный клапан;
- устройство для автоматического закрытия центрального канала скважины, которое включает в себя забойный клапан отсекающий, уравнительный клапан, переводник и замок;
- клапан аварийный,
- срезной разъединитель колонны НКТ;
- хвостовик.

1.2.3 Обустройство установок подготовки газа и конденсата

В магистральный трубопровод поступает товарный газ и конденсат.

Технологические схемы установок подготовки газа и газового конденсата к транспорту должны обеспечивать следующие основные функции:

- прием пластовой смеси, поступающей из скважин;
- прием газа от УППГ;
- подготовку газа к транспорту на весь период разработки месторождения, в том числе: очистку от мехпримесей и капельной жидкости, осушку, отбензинивание (при необходимости), очистку от агрессивных примесей (при необходимости), охлаждение газа перед подачей в магистральный газопровод (при необходимости);
- стабилизацию газового конденсата (при необходимости);
- переработку газового конденсата (или его смеси с попутной нефтью) в моторные топлива (при необходимости).

Таким образом на установка низкотемпературной сепарации, низкотемпературной абсорбции и масляной абсорбции можно одновременно осушать и отбензинивать газ, что эффективнее, чем применение для каждого процесса индивидуальных установок.

Для месторождений, расположенных в северных районах, газ, поступающий в магистральный газопровод, должен иметь температуру, близкую к температуре грунта, в целях обеспечения стационарного состояния системы газопровод - многолетнемерзлые грунты.

Выделяющийся в процессе подготовки газа нестабильный газовый конденсат направляется в герметичную промышленную систему емкостей и конденсатопроводов. Выделяющийся при этом газ должен быть максимально использован. Для хранения стабилизированного газового конденсата предусматриваются резервуарные парки. Оборудование обустройства газовых промыслов должно обеспечивать удаление из газа сероводорода, меркаптанов, а также двуокиси углерода. Помимо этого, должны быть предусмотрены системы для сжигания кислых газов на факелах при аварийных ситуациях.

УППГ предназначена для сбора газа, поступающего из скважин, и его первичной подготовки (сепарации) при централизованной системе сбора и подготовки газа.

Для очистки газа от жидких и твердых примесей у скважин устанавливают газосепараторы. По принципу действия различают газосепараторы гравитационные, (циклонные), инерционные (насадочные) центробежные (циклонные) и смешанного типа. Гравитационные аппараты делятся на вертикальные и горизонтальные.

Вертикальные гравитационные аппараты рекомендуют для сепарации газов, содержащих твердые частицы и тяжелые смолистые фракции, так как они имеют лучшие условия очистки и дренажа. В гравитационном газосепараторе отделение твердых и жидких частиц от газа происходит в результате резкого снижения скорости движения струи газа и повороте ее на 180° .

Насадочные сепараторы относительно просты по конструкции и поэтому находят широкое применение в процессах газоочистки, когда в обрабатываемых газах нет твердой фазы. Для запыленного газа используется мокрая очистка (с орошением слоя насадки).

Для очистки природного газа от капельной влаги разработана конструкция насадочного сепаратора.

УКПГ предназначена для сбора, подготовки газа и конденсата в соответствии с требованиями соответствующих отраслевых и государственных стандартов при децентрализованной системе сбора и подготовки газа.

Для отбензинивания газа, добытого из газоконденсатных скважин, применяются следующие способы:

- низкотемпературная сепарация;
- низкотемпературная абсорбция;
- масляная абсорбция.

Для осушки применяются следующие способы:

- абсорбционная осушка (с применением жидких поглотителей влаги (абсорбентов) – обычно концентрированных водных растворов гликолей) (рисунок 9);

- адсорбционная осушка (с использованием твердых адсорбентов влаги – силикагеля, цеолитов и др.) (рисунок 10);

- низкотемпературная сепарация;

- низкотемпературная абсорбция;

- масляная абсорбция.

Адсорбционный способ осушки газа позволяет получить более низкую температуру точки росы.

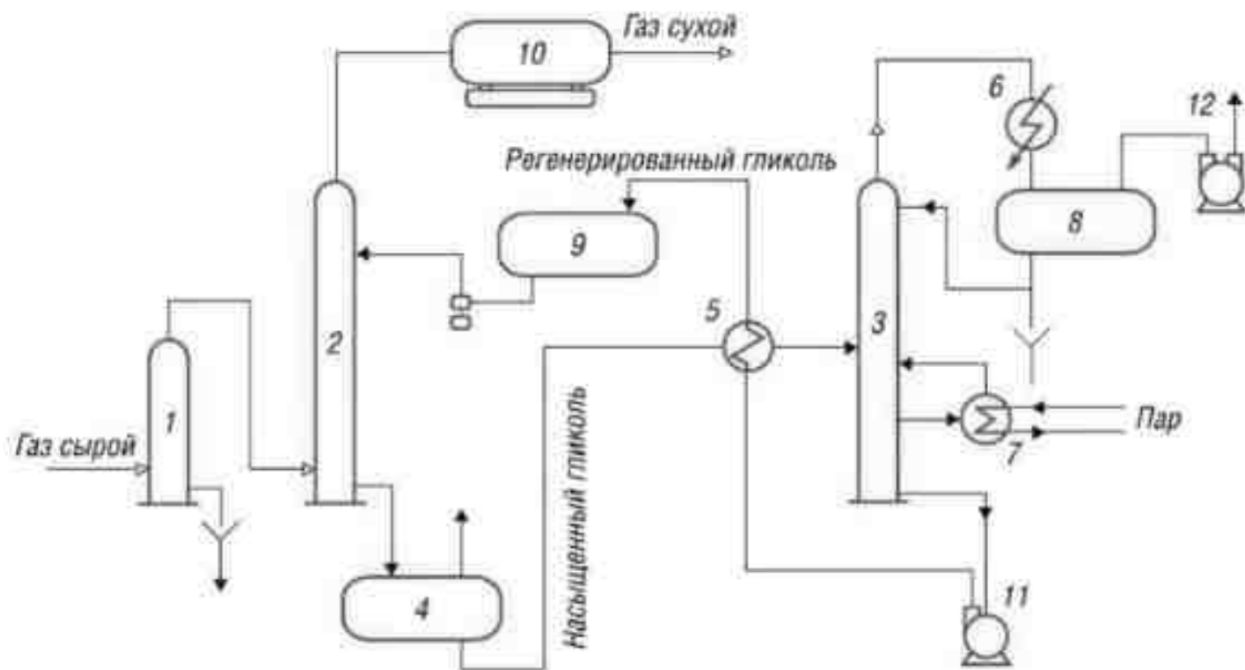


Рисунок 9 – Принципиальная схема гликолевой осушки газа: 1 – первичный сеператор; 2 – абсорбер; 3 – десорбер; 4 – разделитель; 5, 6, 7 – теплообменники; 8, 9 – емкостное оборудование; 10 – фильтр; 11, 12 – насосы

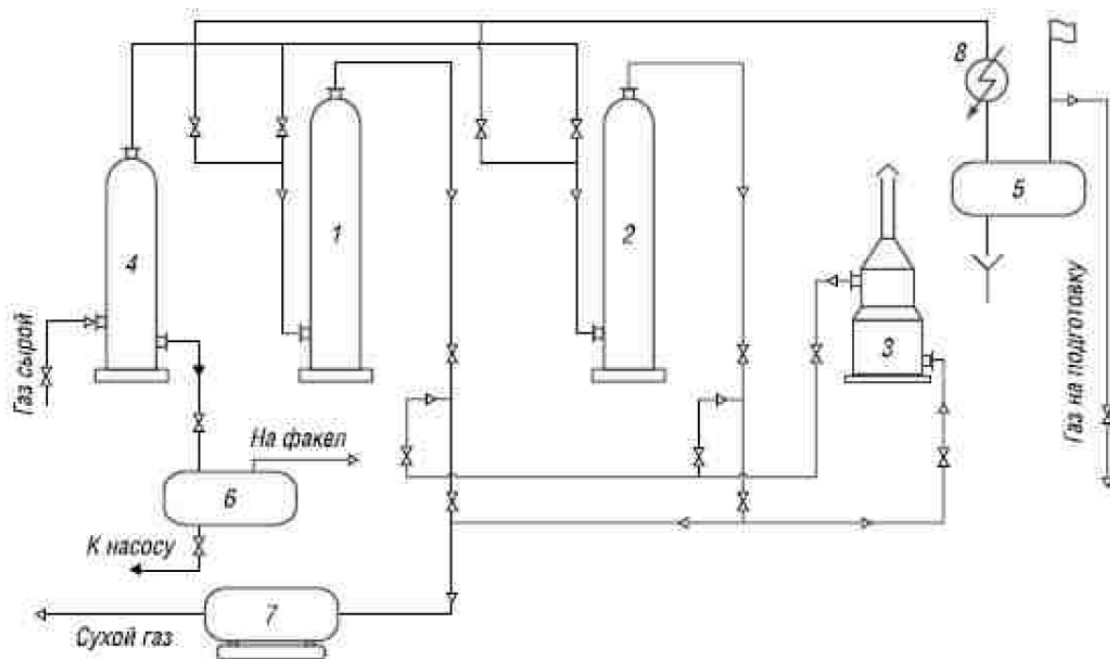


Рисунок 10 – Принципиальная технологическая схема установки подготовки природного газа методом адсорбционной осушки: 1, 2 – адсорберы; 3 – подогреватель; 4 – первичный сепаратор; 5 – емкости; 6 – разделитель; 7 – фильтр; 8 – холодильник

Наибольшее распространение в России получила абсорбционная технология с применением диэтиленгликоля (ДЭГ) в качестве основного абсорбента, тогда как в зарубежной практике чаще используется триэтиленгликоль (ТЭГ).

На Ямбургском НГКМ работает установка абсорбционной для осушки и подготовки газа. При осушке в качестве абсорбента применяется метанол, так как применение метанола не вызывает дополнительных проблем ввиду того, что метанол применяется в качестве ингибитора гидратообразования. Также применение метанола экономически целесообразно вследствие его низкой стоимости. При подготовке газа в качестве абсорбента применяется охлажденный конденсат.

Установка абсорбционной осушки обычно включает следующее оборудование:

- абсорбер;
- теплообменники;
- холодильники;
- выветриватели;
- десорбер;
- промежуточные емкости;
- насосы и фильтры раствора.

Технологический процесс адсорбционной осушки газа заключается в избирательном поглощении порами поверхности твердого адсорбента молекул воды из газа, с последующим извлечением их из пор посредством применения внешних воздействий. В качестве адсорбентов применяют: оксиды алюминия, синтетические цеолиты, силикагели.

Применяется в случаях, когда имеет место изменение технологических параметров осушки, таких как температура и давление. Также данная технология позволяет получить широкий диапазон температуры точки росы.

Помимо этого, применение данной технологии требует регулярной замены адсорбента и его осушки, что ведет к потере тепла. Также в слое адсорбента происходит большая потеря давления, что является критерием применимости по давлениям для газовых скважин, так как давление газа должно обеспечивать его прохождение по всей технологической схеме.

Установка адсорбционной осушки традиционно включает следующее оборудование:

- сепаратор сырого газа;
- адсорберы;
- воздушные холодильники;
- подогреватели газа;
- компрессоры для дожатия газа регенерации.

При эксплуатации газовой скважины происходит непрерывное снижение давления газа в промышленном газопроводе. В связи с тем, что отдача газа в магистральный газопровод (МГ) или другому потребителю должна происходить

при постоянном давлении, существует необходимость его поддержания. Использование промысловых дожимных компрессорных станций (ДКС) позволяет решить следующие задачи:

- сжать газ до необходимого давления;
- увеличить газоотдачу пласта понижением давления на всем пути движения газа из пласта до приемного коллектора ДКС и в самой залежи;
- увеличить дебит добывающих скважин уменьшением забойного давления и, следовательно, увеличением депрессии.

Дожимные компрессорные станции могут сильно отличаться по конструкции и комплектации, но, тем не менее, в них можно выделить ряд основных элементов:

- установка (цех) очистки газа;
- компрессорный цех;
- установка охлаждения газа после компримирования;
- вспомогательное оборудование.

Компрессорная станция (КС) – комплекс сооружений и оборудования для повышения давления и сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении.

Технологическая схема КС состоит из установок очистки газа, компрессорных цехов, установок воздушного охлаждения газа. Работа оборудования КС обеспечивается технологическими трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой, маслосистемой, установками подготовки пускового, топливного и импульсного газов, системой электроснабжения и пр.

По виду выполняемой работы выделяют КС дожимные (головные), линейные КС магистральных газопроводов, КС подземных хранилищ газа, нагнетательные КС обратной закачки газов в пласт.

Главным элементом ДКС является группа газоперекачивающих агрегатов, которые могут работать как по параллельной, так и по последовательной схеме. Под вспомогательным оборудованием подразумевается любые дополнительные устройства, необходимые для

корректной работы станции: система маслоснабжения, система подготовки газа собственных нужд, системы электроснабжения, системы автоматики и т.д.

Основная классификация применяемых в ГПА компрессоров:

- поршневые;
- винтовые;
- центробежные.

Поршневые компрессоры относятся к компрессорам объемного типа и работают за счет направленного уменьшения объема рабочей камеры, образованной цилиндром и подвижным поршнем, в которой претерпевает сжатие газ.

Винтовые компрессоры также относятся к объемному типу, однако рабочие камеры в них образуются путем отсекаания пространства корпусом компрессора и одним или более винтами, находящимися в зацеплении.

Центробежные компрессоры – это машины динамического сжатия газа в результате значительного увеличения скорости его движения с последующим превращением кинетической энергии потока в потенциальную энергию давления в диффузорах.

Каждая ступень сжатия центробежного компрессора состоит из вращающейся крыльчатки и неподвижных отсеков для впуска и выпуска. Газ направляется в «устье» вращающейся крыльчатки через впускное отверстие. Крыльчатка сообщает потоку газа дополнительную скорость и выпускает его через диффузор, преобразуя скорость в давление.

Также ДКС классифицируют по типу используемого привода, которые отличаются видом используемого топлива. Наиболее часто используются следующие виды приводов:

- газомоторный;
- газотурбинный;
- электрический.

Основу газомоторного привода составляет двигатель внутреннего сгорания, работающий на газообразном топливе – достаточно дешевом и

доступном источнике энергии. Такие устройства надежны и неприхотливы в эксплуатации. Пуск привода осуществляется с помощью сжатого воздуха, а регулировка оборотов происходит за счет изменения подаваемого в цилиндры газа.

В газотурбинном приводе механическая энергия вырабатывается с помощью турбины, в которой происходит расширение горячего газа, образующегося в камере сгорания, куда подаются топливо и атмосферный воздух. Воздух засасывается с помощью компрессора, поэтому для пуска газотурбинной установки требуется отдельный источник энергии (стартер). Компрессор, камера сгорания и турбина являются основными компонентами газотурбинного агрегата. Данный вид приводов получил широкое распространение, поскольку не привязан к поставкам топлива извне и работает на том же газе, который перекачивает ДКС, а излишки вырабатываемой энергии могут идти на отопление и электроснабжение самой станции и близлежащих объектов.

ДКС с электрическим приводом, несмотря на необходимость в обязательном подведении электроэнергии, имеет ряд преимуществ перед газомоторными и газотурбинными установками. Во-первых, использование электричества экономит само перекачиваемое топливо, а также благоприятно сказывается на экологичности ДКС за счет снижения выбросов в атмосферу. Во-вторых, электродвигатель гораздо проще поддается регулировке и автоматизации, что значительно упрощает контроль работы всей станции и позволяет уменьшить необходимый рабочий персонал. И, в-третьих, значительно улучшаются условия труда на такой ДКС благодаря уменьшению шума установки, вибрации и запыленности воздуха.

В целях предотвращения загрязнения и эрозии оборудования и трубопроводов на входе в ДКС устанавливается система очистки газа от твердых и жидких примесей.

Может быть предусмотрена двухступенчатая очистка:

- в пылеуловителях (I ступень);

- в фильтр-сепараторах (II ступень) с системой газосберегающей продувки аппаратов от механических примесей и жидкости, и возможностью отбора очищенного газа низкого давления для установки подготовки топливного, пускового и импульсного газа.

Аппарат воздушного охлаждения (АВО) представляет собой теплообменный аппарат, состоящий из следующих основных частей:

- теплообменной поверхности (теплообменная секция);
- системы подачи воздуха, включающей вентилятор с приводом от электродвигателя, диффузор с коллектором;
- опорной металлоконструкции.

Типовая конструкция аппарата приведена на рисунке 11.

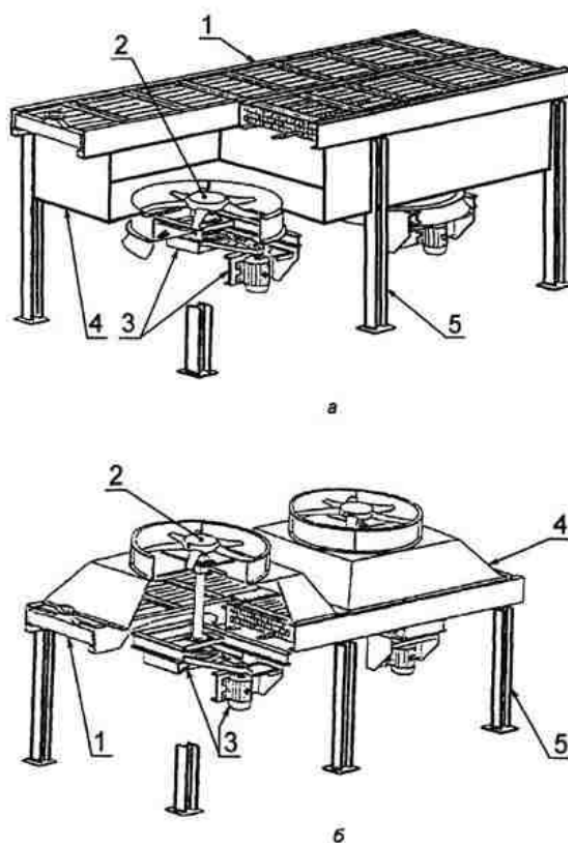


Рисунок 11 – Конструкция аппарата воздушного охлаждения: а – аппарат нагнетательного вида; б – аппарат вытяжного вида; 1 – теплообменная секция; 2– колесо вентилятора; 3 – привод вентилятора; 4– диффузор с коллектором; 5 – металлоконструкция

АВО характеризуются простотой обслуживания и высокой надежностью работы, исключающей необходимость установки резервных аппаратов. В случае остановки вентилятора аппараты воздушного охлаждения могут работать с нагрузкой 25–30 % от расчетной благодаря естественной тяге. Из-за низкой тепловой инерции АВО изменение количества и температур, поступающих на охлаждение потоков, резко влияет на работу аппарата.

ГПА состоят из нагнетателя природного газа, привода нагнетателя, всасывающего и выхлопного устройств (в случае газотурбинного привода), систем автоматики, маслосистемы, топливоздушных и масляных коммуникаций и вспомогательного оборудования.

ГПА классифицируют следующим образом:

- по типу нагнетателей: поршневые газомоторные компрессоры (газомотокомпрессоры) и ГПА с центробежными нагнетателями;
- по типу привода: ГПА с газовым двигателем внутреннего сгорания (газомоторные двигатели), с газотурбинным приводом, с электроприводом.

ГПА с газотурбинным приводом, в свою очередь, подразделяются на агрегаты со стационарной газотурбинной установкой и с приводами от газотурбинных двигателей авиационного и судового типов.

К газоперекачивающим агрегатам для промышленных ДКС предъявляют следующие требования:

- высокий КПД компрессора при широком изменении степени сжатия газа и его расхода;
- большая степень сжатия газа в одной ступени (агрегата) для уменьшения числа машин, работающих последовательно;
- большая подача одного компрессора для уменьшения числа машин, работающих параллельно;
- возможность регулирования подачи и степени сжатия газа в агрегате для полного использования мощности силового привода;

- привод дожимного компрессора должен иметь небольшие массу на единицу мощности и габариты, допускать полную автоматизацию работы и дистанционное управление;

- компрессорные агрегаты должны быть транспортабельными, размещаться в легких сооружениях сборного типа;

- высокая надежность и большой ресурс работы основных элементов;

- низкий уровень шума и вибраций;

- высокий уровень заводской готовности и комплектность, блочность исполнения.

Блоки подготовки газа (БПГ) необходимы для предварительной подготовки, учёта объёма и контроля качества газа непосредственно перед его подачей на дожимную компрессорную станцию или другое совместимое оборудование. Блоки подготовки топливного газа позволяют существенно продлить ресурс сопряженного компрессорного и иного оборудования, а также снижают затраты на эксплуатацию этого оборудования.

Основные функции БПГ:

- грубая очистка газа (улавливание жидкостных пробок и сепарация капельной влаги при помощи фильтров-сепараторов, очистка от механических примесей до 1 мкм);

- технический, коммерческий учет газа;

- подогрев, охлаждение газа;

- редуцирование давления;

- тонкая очистка газа (очистка от капельной влаги и механических примесей до 0,1–0,3 мкм при помощи фильтров-коалесцеров);

- контроль точки росы по воде и углеводородов;

- автоматический сбор и откачка конденсата (вода, углеводороды) с узлов очистки в отдельно стоящей емкости (подземного и надземного типа).

При многоступенчатом сжатии с промежуточным охлаждением газа необходимо проводить расчеты на возможное выпадение конденсата после каждой ступени, исходя из условий наиболее холодного периода года. В случае

выпадения конденсата после установок охлаждения газа предусматриваются сепараторы с отводом конденсата в промышленную конденсатосборную систему.

1.3 Определение состава добываемого флюида нефтегазоконденсатных месторождений

Газовыми скважинами НГКМ добываются природный газ и газовый конденсат, а также попутные компоненты.

Горючим (природный) газом (газовой, газоконденсатной и нефтегазоконденсатной залежей), как правило, признается смесь углеводородных C_1-C_4 и неуглеводородных компонентов, находящихся в пластовых условиях в газообразном состоянии и в растворенном виде в нефти и воде, а при стандартных условиях только в газовой фазе. Основными углеводородными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи - этан, пропан, бутаны. Кроме углеводородных компонентов, в газе могут содержаться сероводород, гелий, диоксид углерода и инертные газы. Этан, пропан и бутаны являются сырьем для производства сжиженного газа и продукции нефтехимической промышленности.

Основными свойствами газа являются молекулярный вес, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, критические температура и давление, вязкость, способность к гидратообразованию, теплота сгорания, а также параметры, характеризующие изменение объема газа при изменении давления и температуры - коэффициент сжимаемости и объемный коэффициент.

Конденсатом (газоконденсатной и нефтегазоконденсатной залежей), как правило, признается смесь углеводородных C_{5+} и неуглеводородных компонентов, находящихся при начальных термобарических условиях в газообразном состоянии в пластовом газе и переходящих в жидкое состояние при снижении давления ниже давления начала конденсации. Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, кроме перечисленных выше, являются конденсатногазовый фактор, потенциальное содержание

углеводородов C_{5+} и давление начала конденсации. Важным свойством конденсата является его плотность в стандартных условиях.

Полезные ископаемые, содержащиеся в залежах углеводородов, подразделяются на основные, попутные полезные ископаемые и попутные полезные компоненты.

Попутными полезными ископаемыми, как правило, являются ископаемые, содержащиеся в одних пластах с нефтью и газом и извлечение которых технически возможно и экономически эффективно, к ним могут относиться, в том числе подземные воды.

Попутные полезные компоненты подразделяются на две группы:

К первой группе относятся попутные полезные компоненты, заключенные в полезном ископаемом и выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В газоконденсатных залежах это конденсат.

Ко второй группе относятся попутные полезные компоненты, присутствующие в составе основных и попутных полезных ископаемых, а также в попутных полезных компонентах первой группы и выделяемые при их переработке. Свободный и растворенный газы содержат этан, пропан, бутаны, а также могут содержать сероводород, диоксид углерода, гелий, аргон, иногда ртуть. В подземных водах месторождений нефти и газа могут присутствовать повышенные концентрации йода, брома, бора, соединений магния, калия, лития, рубидия, стронция и других попутных полезных компонентов.

Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных полезных компонентов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных компонентов

Основное или попутное полезное ископаемое	Попутные компоненты	Промышленная концентрация
Нефть	Сера	0,5 %
	Ванадий	120 г/т
	Никель	120 г/т
	Титан	120 г/т
Конденсат	Сера	0,5 %
Свободный газ и газ газовых шапок	Этан	3 %
	Сероводород	0,5 %
	Гелий	0,05 %
	Диоксид углерода	15 %
Растворенный газ	Этан	3 %
	Пропан-бутаны	0,9 %
	Сероводород	0,5 %
	Гелий	0,035 %
Пластовые воды	Йод	10 мг/л
	Бром	200 мг/л
	Окись бора	250 мг/л
	Литий	10 мг/л
	Рубидий	3 мг/л
	Цезий	0,5 мг/л
	Стронций	300 мг/л
	Германий	0,05 мг/л
	Вольфрам	0,03 мг/л
	Магний	100 г/л
	Калий	1000 мг/л

1.4 Осложнения, возникающие при эксплуатации газовых скважин и метода борьбы с ними

Нормативно-правовые акты предъявляют требования к мероприятиям по предотвращению гидратообразования, защите промышленного оборудования от коррозии, а также, в зоне многолетнемерзлых пород, к предотвращению растепления приустьевой зоны и термостабилизации грунтов [11].

Для обоснования мероприятий по предупреждению образования гидратов изучается состав добываемой продукции и содержание в ней влаги и конденсата, а также производится расчет давления и температуры на всей технологической схеме, начиная от пласта, заканчивая выходом продукции с газового промысла.

Мероприятия по предотвращению гидратообразования в ПЗП и стволе скважины заключаются в следующем:

- применение теплоизолированных конструкций скважин;
- применение обсадной и лифтовой колонн с трубами с внутренними покрытиями, препятствующими отложению гидратов;
- выбор соответствующего подземного оборудования скважин и установление надлежащего технологического режима их работы;
- периодическая закачка в пласт, а также непрерывная или периодическая подача в лифтовые трубы (через специальный ингибиторный клапан) или на забой действующей скважины ингибитора гидратообразования;
- систематическое удаление с забоя скапливающейся жидкости;
- устранение причин, вызывающих пульсацию газа в стволе скважины.

Для предотвращения гидратообразования и борьбы с ними применяются как технические, так и технологические решения. Для образования гидратов необходима совокупность трех условий:

- наличие свободной влаги;
- пониженные температуры (температура среды ниже температуры гидратообразования и температуры конденсации воды);
- повышенные давления.

Технологические решения заключаются в поддержании таких термобарических условий в нефтепромысловом оборудовании, при котором не будут образовываться гидраты газа.

Технические решения по борьбе с гидратообразованием должны обеспечивать предупреждение гидратообразования в фонтанной арматуре и обвязке скважин, а также в различных участках, узлах и звеньях системы сбора, объектов подготовки и транспорта газа. Одновременно должна обеспечиваться возможность ликвидации возникших гидратных отложений в перечисленных выше местах.

Борьба с гидратообразованием может осуществляться с помощью следующих мероприятий, проводимых в зависимости от конкретных условий, как по отдельности, так и в комплексе:

- обогрев отдельных узлов и участков для увеличения температуры газа до значения, превышающего температуру возможного гидратообразования;

- ввод в поток газа антигидратных ингибиторов, снижающих равновесную температуру гидратообразования (рисунок 12). В качестве антигидратных ингибиторов рекомендуется применять гликоли, такие как ДЭГ, ТЭГ, метанол. Возможно применение хлористого кальция, а также других ингибиторов;

- по возможности, избегание резких перепадов давления в технологических трубопроводах, вызывающих снижение температуры газа и образование гидратов, за счет ликвидации утечек газа через неплотности в арматуре и плавных переходов от одного диаметра к другому;

- снижение давления в системе сбора и транспорта газа не ниже равновесного давления гидратообразования;

- уменьшение степени турбулентности потока газа с целью снижения интенсивности перемешивания газа и жидкости;

- систематическое удаление жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа, при помощи конденсатосборников или дренажных трубопроводов.

Для предотвращения гидратообразования, вызванного перепадом давления в штуцере скважины, применяются следующие методы:

- обогрев узла установки штуцера и выкидной линии от штуцера до конца участка, охлаждающегося в результате перепада давления в штуцере;

- применение многоступенчатого штуцирования;

- подача антигидратных ингибиторов в трубопровод непосредственно перед местом установки штуцера.

Для предотвращения гидратообразования в стволе скважины ингибитор следует подавать на забой скважины.

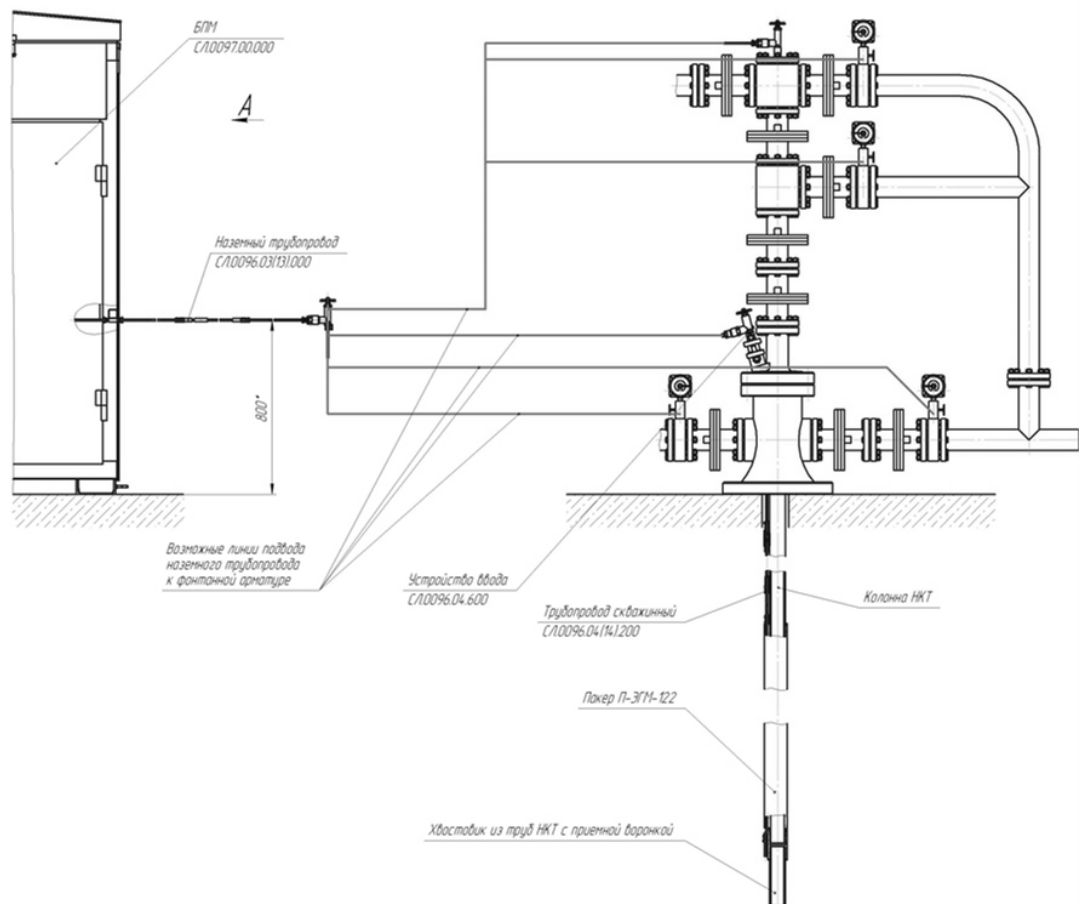


Рисунок 12 – Возможные места подачи ингибитора гидратообразования в газовую скважину

В технологических установках ингибитор должен подаваться в поток газа перед местом возможного образования гидратов:

- в места резкого снижения температуры газа;
- перед дросселирующими устройствами;
- в теплообменники.

Для устранения гидратных пробок, образовавшихся в НКТ, фонтанной арматуре или выкидных линиях применяется продувка на атмосферу. Также этот метод позволяет удалить скопившуюся на забое жидкость и песок. Продувка ствола скважин является наиболее простым с точки зрения используемого оборудования, техники и материалов мероприятием. К недостаткам продувок относятся:

- резкое повышение депрессии на пласт, что приводит к разрушению песчаного коллектора;

- безвозвратные потери газа;
- отсутствие продолжительного эффекта.

Для защиты труб и оборудования от коррозии разработаны различные методы: ингибирование; применение для оборудования легированных коррозионностойких сталей и сплавов; применение коррозионностойких неметаллических и металлических покрытий, использование электрохимических методов защиты от коррозии: использование специальных технологических режимов эксплуатации оборудования.

Узлы ввода реагента на объектах сбора и транспортировки газа включают:

- блок для дозирования и подачи деэмульгаторов;
- блоки для дозирования и подачи ингибиторов и химреактивов;
- склад для хранения химреактивов.

Схемы ввода ингибиторов в скважину:

- инъекция ингибиторов в межтрубное пространство, при наличии пакера, по специальному кабелю на забой скважины (рисунок 13);
- закачка ингибиторов непосредственно в пласт;
- введение ингибиторов в твердом состоянии (рисунок 14).

Наибольшее применение в практике эксплуатации газовых скважин при добыче кислых газов для защиты от коррозии нашли ингибиторы коррозии.

Ингибиторы коррозии делятся на три группы:

- дезактивирующие или связывающие коррозионные агенты;
- ингибиторы анодного и катодного действия;
- ингибиторы пленочного действия.

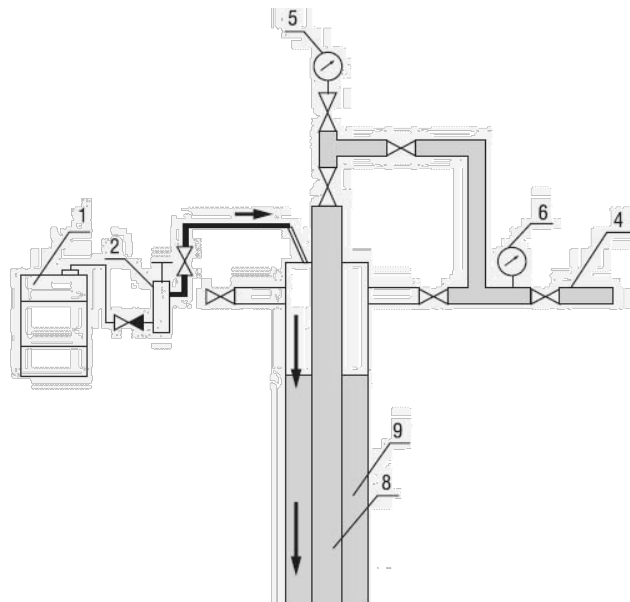


Рисунок 13 – Подача ингибитора в межтрубное пространство: 1 – емкость с ингибитором; 2 – дозирующее устройство; 4 – выкидная линия; 5, 6 – манометры; 8 – НКТ; 9 – затрубное пространство



Рисунок 14 – Контейнер с твердым реагентом (ингибитором)

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

На примере лицензионного участка «Х» рассмотрим технологическую схему кустов газоконденсатных скважин. Технологическая схема одного из кустов газовых скважин представлена на рисунке А.1. Рассматриваемые объекты обустройства предназначены для:

- сбора газоконденсатной смеси со скважин;
- транспортировки газоконденсатной смеси по системе промысловых трубопроводов на установку комплексной подготовки газа лицензионного участка «Х».

В состав рассматриваемых объектов входят:

- кустовые площадки;
- газоконденсатные скважины на площадке кустов;
- внутриплощадочные трубопроводы (сырой газ до редуцирования, сырой газ после редуцирования, сырой газ после редуцирования, продувка шлейфов на факел, продувка шлейфов на диафрагменный измеритель критического течения, сброс газа с предохранительных клапанов на факел, газ на запал из баллонов, метанол, жидкость задавочная);
- газосборные сети.

2.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции

На кустовых площадках добывается газоконденсатная смесь, которая впоследствии применяется как сырье для установки комплексной подготовки газа.

Природный газ – горючий газ, образующий с воздухом взрывоопасную газоздушную смесь, является опасным веществом, способным при авариях вызвать взрыв и пожар, а также оказать вредное воздействие на организм человека. При отравлении углеводородным газом вначале наблюдается период

возбуждения, характеризующийся беспричинной веселостью, затем наступает головная боль, сонливость, головокружение, тошнота. При тяжелых отравлениях наступает потеря сознания, судороги, ослабление дыхания, появляется желтушная окраска оболочки глаза.

Газовый конденсат – смесь жидких углеводородов, конденсирующихся из природных газов, представляет собой бесцветную или слабоокрашенную жидкость.

Контакт с газовым конденсатом оказывает вредное воздействие на центральную нервную систему, вызывает раздражение кожного покрова, слизистых оболочек глаз и верхних дыхательных путей.

С целью предупреждения возможного гидратообразования в газосборных трубопроводах и обвязке скважин в период их ввода в эксплуатацию, остановке, а также в период эксплуатации предусматривается подача метанола. Метанол удовлетворяет требованиям ГОСТ 2222-95 «Метанол технический» [21].

Ингибитор гидратообразования (метанол) представляет собой легко воспламеняемую прозрачную жидкость от светло-желтого до коричневого цвета. Умеренно опасно по воздействию на организм человека. Раздражает кожу и слизистые оболочки. Всасывается через кожу. Действует на нервную систему и органы зрения.

Для промывки и проведения гидравлических испытаний метанолапровода применяется вода, которая соответствует 6-му классу чистоты по ГОСТ 17216-2001 [22]. Содержание взвешенных частиц в воде не более 200 мг/л при размере механических примесей не более 1 мм.

Для продувки и проведения пневматических испытаний трубопроводов газосборных сетей применяется сжатый воздух или инертный газ, как правило азот. Азот – газ бесцветный, без вкуса и запаха, нетоксичен, невоспламеняемый, невзрывоопасен и не поддерживает горение в газообразном состоянии, при обычной температуре обладает высокой инертностью. Для выявления протечек добавляется одорант. Рекомендуемая норма одоризации этилмеркаптаном 50-80 г на 1000 м³ газа или воздуха.

2.2 Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта

2.2.1 Описание технологического процесса

Добыча продукции скважин осуществляется фонтанным способом. Для автоматического закрытия скважин при нарушении технологического режима (снижение давления при порыве трубопровода или повышение давления выше расчётного давления газосборных трубопроводов) на выкидной линии скважин устанавливаются клапаны-отсекатели и отсекающая запорная арматура с дистанционным управлением. В том числе в составе НКТ присутствует клапан, отсекающий скважину в аварийном состоянии.

Фонтанная арматура АФ6-80х70 К1 ХЛ (рисунок 15) устанавливается на скважине после окончания буровых работ и состоит из трубной головки и фонтанной елки.

Шифр фонтанной арматуры АФ6-80х70 К1 ХЛ значит:

- АФ – арматура фонтанная;
- 6 – выполнена по типовой схеме 6, в соответствие с [14];
- 80 – условный проход ствола фонтанной елки, мм;
- 70 – рабочее давление, МПа;
- К1 – скважинная среда – нефть и газ с объемным содержанием CO₂ до 6%;
- ХЛ – климатическое исполнение – рабочая температура воздуха при эксплуатации от -60 до +40 °С, предельная рабочая температура воздуха при эксплуатации от -70 до +45 °С.

Трубная обвязка предназначена для подачи рабочего агента в трубное, межтрубное (кольцевое) и затрубное пространство через боковые отводы крестовика, для подвески скважинного трубопровода;

Фонтанная елка предназначена контроля и регулирования режима эксплуатации, направления струи по выкидам, а в отдельных случаях – для

закрытия скважины. Оборудуется на заводе необходимыми приборами для замера давления и температуры продукции скважины (трубное, затрубное).

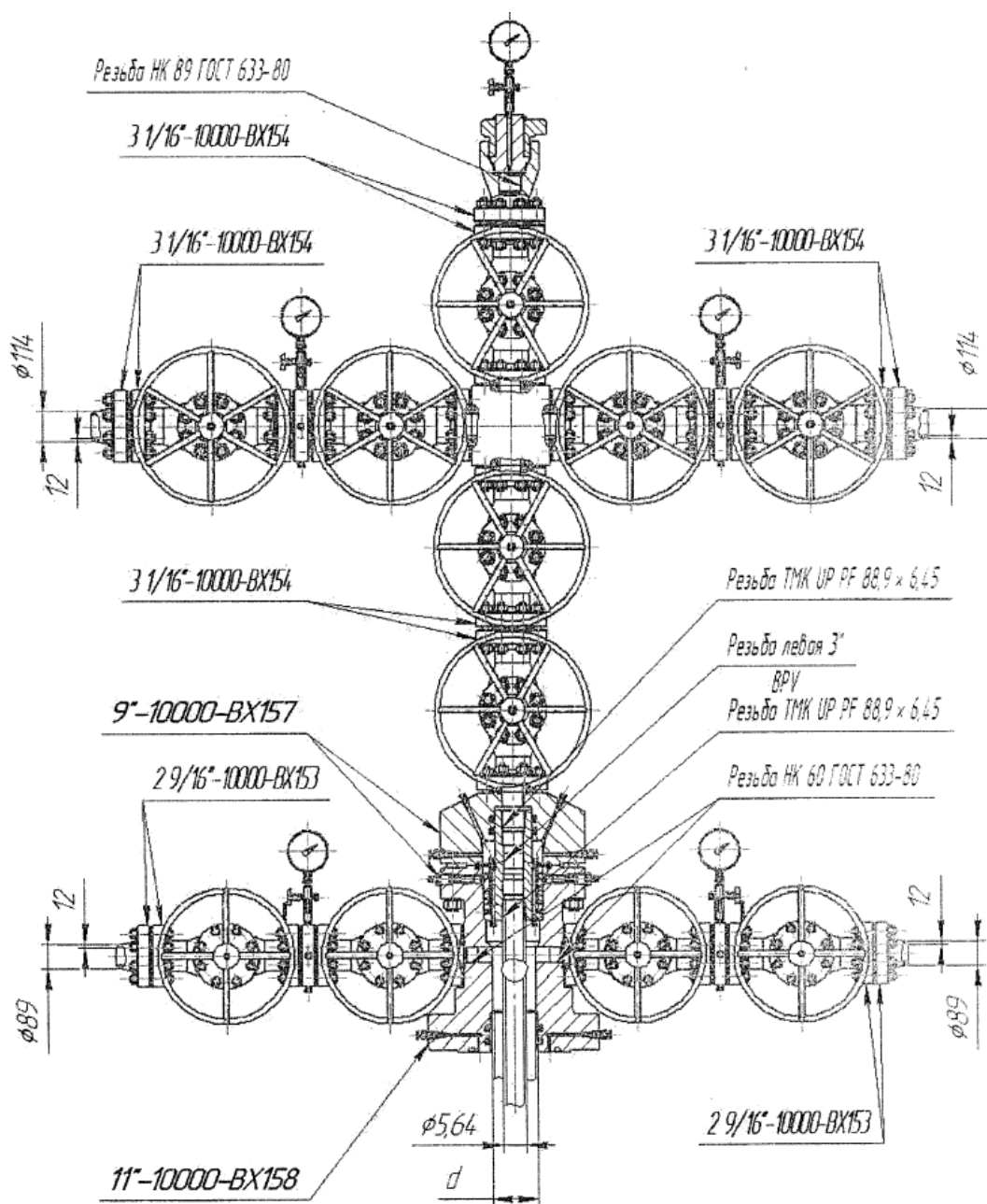


Рисунок 15 – Типовая схема фонтанная арматуры АФ6-80x70 К1 ХЛ

На газопроводах пластового газа от скважин (на каждой выкидной линии) предусматриваются блоки арматурные открытого типа. В соответствии с приложением 6 к Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности [23], блоки арматурные устанавливаются в 9 метрах от приустьевых площадок

газовых и газоконденсатных скважин и предназначены для выполнения следующих функций:

- управления давлением в газопроводе пластового газа от скважины;
- управления расходом и подачей метанола;
- автоматического перекрытия газопровода пластового газа при аварийном понижении (повышении) давления в нем;
- переключение скважины для продувки на факел.

В состав блока арматурного входят:

- регулирующее устройство;
- механический клапан - отсекающий;
- система подачи ингибитора (СПИ);
- запорная арматура с приводом для перекрытия трубопроводов в случае аварии;
- запорная арматура для переключения скважины на ГФУ;
- приборы КИП (датчики температуры и давления).

Для предотвращения гидратообразования в газосборных трубопроводах предусматривается подача чистого метанола. Подача ингибитора гидратообразования (метанол) в газопроводы пластового газа, а также дополнительно в затрубное пространство скважины осуществляется с помощью системы подачи ингибитора (СПИ) в составе блока запорно-регулирующей арматуры. В трубопровод на вход СППК метанол подается по сигналу начала срабатывания предохранительного клапана.

Система подачи ингибитора осуществляет дозированную подачу (регулирование расхода) и замер подаваемого метанола.

Для предотвращения обратного потока газа в метанолопровод предусмотрен обратный клапан. Подача метанола предусмотрена до регулирующего клапана и в затрубное пространство скважины.

Выкидные линии от скважин до запорной арматуры, задавочные линии предусматриваются на расчётное давление 32 МПа. Расчетное давление газопроводов пластового газа – 16 МПа.

Подключение задавочных линий скважин предусматривается через быстроразъемные соединения. На каждой задавочной линии устанавливается обратный клапан. Обязка задавочной линии для глушения скважин предусматривает закачку задавочной жидкости, как в НКТ, так и в межтрубное пространство.

На выходе с куста скважин предусматривается установка запорной арматуры с дистанционным управлением на газосборном трубопроводе и на метанолопроводе.

Автоматическое закрытие запорной арматуры предусматривается по падению давления (порыв) в промысловых трубопроводах (аварийное закрытие). Перед запорной арматурой на выходе с куста скважин предусматривается установка блока предохранительных клапанов (блок СППК) для защиты системы сбора газа от превышения давления выше допустимого – 16 МПа.

Проведение газоконденсатных исследований скважин предусматривается замерным передвижным исследовательским сепаратором. Подключение сепаратора предусматривается через узел запорной арматуры на факельном трубопроводе, на котором также предусмотрен расходомер для измерения расхода пластового газа по каждой скважине.

Обязка позволяет осуществлять замер, как со сбросом газа на горизонтальную факельную установку (ГФУ), так и с подачей газа обратно в систему сбора.

Обязка скважин позволяет выполнять продувку скважин и трубопроводов на ГФУ.

Аварийный сброс газа с СППК по трубопроводу предусматривается на ГФУ.

В обвязке ГФУ предусмотрен прямой факельный отвод под диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ) предназначенный для исследования скважин с выпуском газа в атмосферу.

Перед горелочным устройством на продувочном трубопроводе устанавливается регулятор давления с для снижения давления до 6,3 МПа.

Для сжигания газа при продувке скважин и при аварийном сбросе газа с СППК, предусматривается ГФУ (с двумя отдельными выходами) с автоматическим электроискровым розжигом, а также с контролем пламени. Топливный газ подаётся на запальную горелку из топливного блока в комплекте с ГФУ.

Для замера сжигаемого газа предусмотрено замерное устройство перед ГФУ на трубопроводе аварийного сброса газа с СППК.

Горелочное устройство ГФУ размещается в земляном амбаре с обвалованием и ограждением на расстоянии не менее 100 м от устья скважин.

Все оборудование поставляется в полной заводской готовности.

Предусматривается оснащение кустов скважин системой телемеханики, что обеспечивает возможность постоянного мониторинга и оперативного регулирования параметров работы скважин куста. На территории кустов скважин все проектируемые трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах.

Предусматривается теплоизоляция газосборных трубопроводов и трубопроводов сброса на ГФУ. Метанолопроводы прокладываются без теплоизоляции.

На площадке куста скважин предусмотрены точки подключения турбогенераторной установки к газосборному коллектору для проведения общепромышленных исследований. В местах подключения к линии газопровода установлены тройник и шаровый кран с ручным управлением на каждой линии.

Врезка площадочных трубопроводов в факельный коллектор производится сверху в целях исключения заполнения их жидкостью, согласно «Руководства по безопасности факельных систем».

2.3 Описание куста скважин

Обустройство эксплуатационных скважин предусматривает обвязку устьев скважин и необходимый набор прискважинных сооружений, позволяющих производить все необходимые работы по освоению скважин,

эксплуатации, ремонту, проведению регламентных и исследовательских работ по определению параметров добычи:

- сбор газоконденсатной смеси от выкидных линий в общий коллектор с последующим подключением его к газосборному трубопроводу системы сбора газоконденсатной смеси;

- сброс газоконденсатной смеси и продувку каждой скважины на ГФУ;

- возможность подключения каждой скважины к исследовательскому сепаратору с подачей газоконденсатной смеси после него на ГФУ или в газосборный трубопровод;

- глушение каждой скважины для проведения подземных ремонтов;

- подачи метанола в выкидную линию и в затрубное пространство скважин для предупреждения образования гидратных пробок при эксплуатации в обвязке скважин.

Регулирование подачи метанола по скважинам регулирует система подачи метанола (СПИ) в составе блока запорно-регулирующей арматуры.

Максимальное статическое устьевое давление газоконденсатных скважин лицензионного участка «Х» – 31,65 МПа.

На выходе с каждой скважины предусматривается снижение давления регулирующим клапаном блока арматурного.

Обвязка скважин предусматривает местный и дистанционный способ управления запорной и регулирующей арматурой, местный и дистанционный контроль давления и температуры потоков в трубопроводах.

Арматура обвязки скважин до отсекающей арматуры, а также трубопровод сброса газа на горизонтальную факельную установку до клапана регулирующего приняты на давление 32 МПа.

Для уменьшения металлоемкости газосборных сетей предусматривается снижение давления газа на кустовых площадках при помощи регулирующих клапанов, установленных в обвязке скважины.

Для защиты газосборного трубопровода от превышения давления на общем коллекторе устанавливается блок предохранительных клапанов. Давление настройки клапана составляет 15,65 МПа.

Обвязка устья скважин предусматривает монтаж выкидной и задавочной линий. На выкидной линии по ходу движения газа устанавливаются:

- регулирующий клапан для регулирования давления газа до 15 МПа;
- механический клапан-отсекатель с регулирующим механизмом для отключения скважин в случае повышения давления до 15,5 МПа после регулятора и при понижении – на 20 % от текущего рабочего давления после регулятора давления;

- система ввода реагента (СВР) для ввода метанола в трубное пространство выкидной линии от скважины от СПИ;

- задвижка с электроприводом для отключения скважины;

- задвижка для переключения потока газа на факел.

Отключение кустовой площадки по резкому падению давления в случае порыва газосборного трубопровода, а также отключение подачи метанола предусматривается запорной арматурой с электроприводом, предусмотренной на выходе куста скважин.

Предусматривается местный и дистанционный контроль давления и температуры потока в газосборном трубопроводе.

В обвязке предусматриваются образцы-свидетели коррозии (ОСК), для определения скорости коррозии гравиметрическим методом.

С целью снижения сроков монтажа применяются блоки арматуры и трубной обвязки скважин на рамном основании блочного исполнения (блоки арматурные скважин).

Продувка скважин и трубопроводов при ремонтных и профилактических работах предусматривается на горизонтальную факельную установку. Для переключения скважины на горизонтальную факельную установку на выкидной линии предусмотрена задвижка.

Предусматривается местный замер давления на факельном трубопроводе до и после редуцирующего устройства. Перед факелом устанавливается регулятор давления, предназначенный для регулирования скорости продувки скважины и снижения давления газа. Продувочный факельный трубопровод прокладывается с уклоном не менее 0,003 в сторону амбара и рассчитывается на статическое давление скважин.

Горизонтальный факел устанавливается в факельном амбаре в обваловании на расстоянии 100 м от скважины. Для предотвращения эрозии обваловки амбара от струи и пламени горящего газа длина амбара составляет 36 м. В качестве горизонтального факела предусматривается горизонтальная факельная установка на два горелочных устройства с отдельным сбросом с предохранительных клапанов и от скважины, топливным блоком, системой электроискрового розжига, блоком редуцирования и системой автоматики.

Для крепления растяжек ремонтного агрегата предусматриваются места установки передвижных якорей.

Глушение скважин предшествует капитальному и текущему ремонту скважин и проводится через задавочные трубопроводы, к которым подключается задавочный агрегат.

На каждой задавочной линии устанавливается обратный клапан, задвижка и быстроразъемное соединение. Линия выведена в сторону кустового проезда. Для опорожнения задавочных линий от жидкости перед обратным клапаном предусматривается установка штуцера сливного, слив осуществляется в подставные передвижные емкости.

В обвязке кустов скважин предусматривается подключение сепаратора для исследования скважин (через быстроразъемные соединения) и площадка для его установки.

Для обеспечения возможности сбора утечек с приустьевой арматуры, в соответствии с требованиями СП 231.1311500.2015, приустьевые площадки предусмотрены в виде легко демонтируемых поддонов с бортом высотой 150 мм.

Вся запорно-регулирующая арматура предусматривается исполнения УХЛ для эксплуатации в районах с холодным климатом (до минус 60 °С).

Технологические трубопроводы в пределах площадки и на ГФУ прокладываются надземно на опорах с учетом их теплового удлинения.

Предусматривается теплоизоляция газосборных трубопроводов и трубопроводов сброса на ГФУ. Трубопровод на ДИКТ, трубопроводы задавочной жидкости и метаноопроводы прокладываются без теплоизоляции.

Теплоизоляция выполняется матами минераловатными, покровный слой – из стали оцинкованной.

Трубопровод сброса газа с предохранительных клапанов и трубопровод топливного газа прокладывается в теплоизоляции.

С целью предупреждения возможного гидратообразования в газосборных трубопроводах и обвязке скважин в период их ввода в эксплуатацию, остановке, а также в период эксплуатации предусматривается подача метанола с помощью системы подачи ингибитора (СПИ) в затрубное пространство каждой скважины и после регулирующего клапана в блоке арматурном.

2.4 Описание внутрипромысловых трубопроводов куста скважин

К внутрипромысловым трубопроводам на площадке куста относятся трубопроводы, транспортирующие:

- сырой газ до редуцирования;
- сырой газ после редуцирования;
- продувка шлейфов на факел;
- продувка шлейфов на диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ);
- сброс газа с предохранительных клапанов на факел;
- газ на запал из баллонов;
- метанол;
- жидкость задавочная.

Трубопроводы сырого газа до, после редуцирования предназначены для сбора газоконденсатной смеси со скважин.

Трубопровод продувки шлейфов на ГФУ предусмотрен для сжигания газоконденсатной смеси со скважин и технологических трубопроводов при ремонтных и профилактических работах на ГФУ.

Трубопровод продувки шлейфов на ДИКТ применяется для исследования скважин с выпуском газа в атмосферу. Осуществляется в прямой факельный отвод под диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ).

Трубопровод сброса газа с предохранительных клапанов в случае аварии предусматривается на ГФУ.

Газ к блоку подготовки топливного газа подается для подогрева, удаления капельной жидкости и обеспечения требуемого расхода топливного газа.

Газ на запал из баллонов предусмотрен для подачи метана и запуска ГФУ при срабатывании СППК.

Трубопровод метанола предназначен для подачи ингибитора гидратообразования в газопроводы пластового газа, а также в затрубное пространство скважины и в трубопровод на вход СППК.

Трубопровод задавочной жидкости предназначен для глушения скважин перед ремонтом. Проводится через задавочные трубопроводы, к которым подключается задавочный агрегат.

Необходимый уровень конструктивной надежности внутрипромысловых трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, характеризующих назначение и условия работы трубопроводов, применяемые для трубопроводов материалы и действующие на них нагрузки.

2.5 Описание промышленных трубопроводов

2.5.1 Линейная часть трубопроводов. Техническая характеристика оборудования

Подземная прокладка трубопроводов выполнена на глубине не менее 0,8 м до верхней образующей трубопровода на участках без ММГ, не менее 1,2 м – на участках ММГ. Газосборные сети и метанолопровод проложены в одной траншее.

Прокладка трубопровода на переходе через автодорогу предусмотрена в стальном защитном кожухе (футляре), глубина заложения - не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

На переходах через водные преграды предусмотрена подземная прокладка в стальном защитном кожухе (футляре) с заглублением в русле на 0,5 м ниже линии предельного размыва, но не менее 1,0 м от естественных отметок дна до верха забалластированного трубопровода.

Для газосборных сетей предусмотрены трубы и детали соединительные стальные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости (13ХФА) с заводским наружным антикоррозионным покрытием и теплоизоляционным пенополиуретановым покрытием в металлополимерной оболочке.

Для метанолопровода предусмотрены трубы и детали соединительные из стали 09Г2С с заводским наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена.

Для обеспечения устойчивости трубопровода и предотвращения его всплытия при пересечении водных преград предусмотрена балластировка утяжелителями типа УЧК.

В качестве линейной запорной арматуры на газосборных сетях и на метанолопроводе приняты краны шаровые с ручным управлением, с электроприводом. Площадки узлов запорной арматуры отсыпаны, имеют ограждение.

2.5.2 Электрохимическая защита от коррозии

Активная защита от почвенной коррозии (система электрохимической защиты) на проектируемых трубопроводах предусмотрена совместной с параллельно проложенными трубопроводами. Электрохимическая защита выполнена путем присоединения проектируемых трубопроводов с устройством электроперемычек в контрольно-измерительных пунктах.

После ввода в эксплуатацию постоянной системы ЭХЗ, в процессе пуско-наладочных работ определяется необходимость отключения временной защиты.

Решения по электрохимической защите приняты с обеспечением безопасной (по причине коррозии) эксплуатации опасного производственного объекта в течение всего срока службы.

2.5.3 Контроль и автоматизация

Для автоматического и дистанционного управления оборудованием узлов запорной арматуры предусматривается система телемеханики (СТМ) обеспечивающая выполнение всех основных функций по управлению, отображению, регистрации и формированию отчетности по отношению к технологическому процессу объектов добычи сбора и внешнего транспорта газа и конденсата.

СТМ предусматривает выполнение следующих основных функций:

- телеизмерение давления в газопроводе до и после крана шарового;
- телеизмерение давления в метанолопроводе до и после крана шарового;
- телеуправление и телесигнализация состояния кранов шаровых.

2.5.4 Нормы технологического режима

Технологический процесс транспорта газосборной смеси и метанола осуществляется при переменных технологических параметрах. Это обусловлено следующими производственными факторами:

- непостоянным объёмом транспортируемой среды в связи с изменением уровня добычи за время эксплуатации месторождения;

- изменением влажности газа.

Постоянными технологическими параметрами являются:

- давление газосборной смеси и метанола;

- температура газосборной смеси.

Температура газа в конце трассы трубопровода должна быть не выше 60 °С.

Рабочее давление в точке подключения к трубопроводу на УКПГ не должно превышать 16,0 МПа.

При установлении норм технологического режима на определённый период времени необходимо учитывать переменные технологические параметры, а также допустимые отклонения фактических значений параметров от расчётных.

2.5.5 Контроль технологического процесса

На линейной части трубопроводов выполняется следующий дистанционный и местный контроль:

- параметры технологического процесса (давление);

- состояние запорной арматуры.

Местный контроль давления производится манометрами, установленными на закладных конструкциях в трубопроводах.

Предусматривается сигнализация состояния и управление кранами на трубопроводах газа и метанола.

Аналитический контроль (лабораторный и автоматический) по стадиям технологического процесса приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Аналитический контроль технологического процесса

Анализируемый продукт	Место отбора проб (место установки средств измерений)	Контролируемые параметры	Метод контроля	Норма	Частота контроля
Газ	Стояки отбора газа на площадках узлов до и после арматуры	Давление	Манометр	-	По требованию
Метанол	Трубопровод на Площадках узлов до и после арматуры	Давление	Манометр	-	По требованию
Контроль Воздушной среды (содержание углеводородов)	Открытые площадки	Загазованность	Переносной газоанализатор	Не более ПДК (300мг/м ³)	Согласно графику, перед началом взрыво- и пожароопасных работ

2.6 Описание технологической схемы

Ингибитор гидратообразования (метанол) поступает на куст с температурой $-56,3...15,5$ °С и давлением до 25 МПа через кран, который закрывается при срабатывании датчиков загазованности и при понижении давления в метанолопроводе менее 5 МПа. Давление на входе на куст контролируется манометрами, датчиком давления.

Подача метанола осуществляется в межтрубное пространство скважин (0,01...0,12 м³/ч) и перед регулятором давления (0,01...0,12 м³/ч) с помощью системы подачи ингибитора (СПИ) в составе блока запорно-регулирующей арматуры. В СПИ осуществляется замер расхода метанола. Регулирование подачи метанола осуществляется ручным клапаном регулирующим, входящим в

состав СПИ в диапазоне 0,01...0,235 м³/ч. Давление трубного и затрубного пространств контролируется манометрами, входящими в комплект фонтанной арматуры, давление в затрубном пространстве – датчиком давления. В трубопровод на вход СППК метанол (0,01...0,45 м³/ч) подается через клапан электромагнитный, который открывается при давлении более 15,5 МПа в газопроводе на выходе с куста (давление в газопроводе контролируется датчиком давления).

Продукция со скважин с температурой до 50,56 °С, давлением до 26 МПа и расходом до 513,13 тыс. ст. м³/сут в коллектор подается через арматурный блок. Температура, давление и расход по скважинам в зависимости от года эксплуатации меняются.

Арматурный блок на выходе каждой скважины предназначен для выполнения следующих функций:

- управления давлением в газопроводе пластового газа от скважины;
- управления расходом и подачей метанола;
- автоматического перекрытия газопровода пластового газа при аварийном понижении (повышении) давления в нем. Контроль давления осуществляется датчиком давления. Запорная арматура с приводом для перекрытия трубопроводов в случае аварии; механический клапан – отсекающий;
- переключение скважины для продувки на факел. Задвижка с переключением на ГФУ на трубопроводе от скважины;
- контроль температуры и давления до клапана регулирующего и после него.

На выходе с кустов газовых скважин на коллекторе установлен, который закрывается при срабатывании датчиков загазованности и при понижении давления в шлейфе менее 3 МПа. Давление на выходе куста контролируется манометрами и датчиком давления. Измерения кустового расхода пластового газа происходит через расходомерный узел, в состав которого входят датчик температуры, датчик давления и расходомер. Измерение расхода

осуществляется методом переменного перепада давления с помощью дифманометра и сужающего устройства (сопла ИСА).

Продувка скважин, технологических трубопроводов при ремонтных и профилактических работах предусматривается на ГФУ. Для сжигания сбросных продуктов ГФУ оборудуется горизонтальной горелкой.

Факельная установка – блок полной заводской поставки; состоит из устройства горелочного, топливного блока, блока редуцирования, преобразователя термоэлектрического, корпуса термопары, шкафа трансформатора, стойки САУ горизонтальной факельной установки, станции САУ горизонтальной факельной установки в составе: шкаф управления и автоматики, выносной пульт управления.

Для запуска ГФУ в работу предусмотрен топливный блок, обеспечивающий подачу топливного газа из баллонов. С целью сохранения параметров поджига газа предусмотрен электрообогрев топливного блока.

Эксплуатация ГФУ предусматривается в двух режимах:

- продувка скважин;
- аварийное сжигание газа при сбрасывании с блока предохранительных клапанов (БПК) (автоматический режим).

При первом режиме происходит электророзжиг дежурной горелки. После получения сигнала «Пламя дежурной горелки» оператор открывает арматуру в арматурном блоке на основном потоке сжигаемого газа от скважины. Постоянное давление сжигаемого газа 4,0 МПа поддерживается клапаном-регулятором на линии основного потока сжигаемого газа к ГФУ. Контроль давления до и после клапана осуществляется манометрами. Во время продувки контролируется наличие пламени на горелке. При отсутствии пламени закрывается арматура на основном потоке сжигаемого газа от скважины. По окончании продувки оператор закрывает арматуру в арматурном блоке на основном потоке сжигаемого газа от скважины и открывает арматуру.

Для запуска ГФУ в работу при срабатывании блока предохранительных клапанов предусмотрен топливный блок, обеспечивающий подачу топливного газа из баллонов.

При давлении 15,65 МПа в коллекторе с куста газовых скважин или срабатывании БПК (срабатывание БПК контролируется сигнализатором наличия потока после БПК) происходит открытие арматуры на линии топливного газа от баллонов к горелке и розжиг дежурной горелки. Во время сброса контролируется наличие пламени дежурной горелки.

Учет количества сжигаемого газа на ГФУ при срабатывании БПК осуществляется с помощью расходомерного узла в составе датчика температуры, датчика давления и расходомера. Измерение расхода осуществляется методом переменного перепада давления с помощью дифманометра и сужающего устройства (трубки Вентури).

В ГФУ осуществляется контроль загазованности в топливном блоке.

Устройство горелочное представляет собой корпус, внутри которого установлены горелки рабочие основные (2 штуки), горелка дежурная, узел инжекционный, устройство редуцирующее, термопара контроля пламени.

Горелка дежурная служит для поджигания основного факела.

Узел инжекционный представляет собой инжекционную горелку со свечой накаливания, помещена в запальный трубопровод, служит для поджигания дежурной горелки работает кратковременно.

Устройство редуцирующее поддерживает рабочее давление ГФУ.

Термопара контроля пламени предназначена для подачи сигнала наличия пламени на блок управления и ящик управления.

Проведение газоконденсатных исследований скважин предусматривается замерным передвижным исследовательским сепаратором. Подключение сепаратора предусматривается через узел запорной арматуры установленный на факельном трубопроводе. Обвязка позволяет осуществлять замер, как со сбросом газа на горизонтальную факельную установку (ГФУ), так и с подачей газа обратно в систему сбора.

На площадке куста скважин предусмотрены точки подключения турбогенераторной установки к газосборному коллектору, для проведения ОПИ. В местах подключения к линии газопровода установлены тройник и шаровый кран с ручным управлением на каждой линии.

2.7 Мониторинг коррозии и ингибиторная защита

Для определения фактической агрессивности сред на газосборных трубопроводах предусмотрена система мониторинга коррозии, которая реализуется путём установки соответствующих узлов контроля коррозии гравиметрического типа с образцами-свидетелями коррозии (ОСК).

На основании результатов мониторинга коррозии принимается решение о дополнительных мероприятиях по ингибиторной противокоррозионной защите трубопроводов.

Дополнительная ингибиторная защита осуществляется в случаях определения фактической агрессивности среды со скоростью коррозии более 0,1 мм/год путём периодической подачи 10%-раствора в метаноле ингибитора коррозии марки «ИНКОРГАЗ-112-М» по ТУ 2415-006-76229136-2014 или его аналога.

Подача раствора ингибитора осуществляется через быстросъёмные соединения узла подключения сепаратора для исследования скважин или задавочных линий отдельных скважин. Первоначальный объем подаваемого раствора составляет 1500 дм³, периодичность закачки – 1 раз в 3 месяца. Объем закачиваемого раствора, его концентрация и периодичность ингибиторных обработок корректируются по результатам замеров текущей агрессивности с помощью установленных узлов контроля коррозии.

Также допускается подача ингибитора парафиноотложений от передвижных средств.

2.8 Нормы технологического режима

Нормы технологического режима устанавливаются на следующие основные параметры:

- затрубное давление 0-32 МПа;
- давление газа до клапана запорно-регулирующего 12-32 МПа;
- температура газа до клапана запорно-регулирующего 5-51 °С;
- давление газа после клапана запорно-регулирующего 12,1-14,9 МПа;
- температура газа после клапана запорно-регулирующего 5-51 °С;
- давление метанола до и после клапана регулирующего 5,1-24,4 МПа;
- расход метанола на скважину после регулирующего клапана 0,01-0,235 м³/ч;

Определяющими критериями при выборе того или иного ингибитора являются технологическая эффективность, т.е. способность ингибитора понизить температуру гидратообразования на заданную величину, и возможность беспрепятственной доставки и ввода ингибитора в поток газа в условиях данного промысла. Если это требование выполняется для нескольких ингибиторов, во внимание принимаются экономические соображения: стоимость и расход ингибитора, возможность регенерации ингибитора и ее стоимость, величина потерь ингибитора, стоимость сооружения системы ввода и др. Немалое значение при выборе ингибитора гидратообразования имеет также влияние ингибитора на дальнейший технологический процесс обработки газа, удобство работы с ингибитором и соображения техники безопасности.

Одним из основных критериев для выбора ингибитора является величина снижения равновесной температуры, Δt , °С. Для метанола, этиленгликоля (ЭГ) и диэтиленгликоля (ДЭГ) величину Δt определяют по уравнению:

$$\Delta t = \frac{K c_2}{M(100 - c_2)}, \quad (2)$$

или

$$c_2 = \frac{M \Delta t}{M \Delta t + K} 100\%, \quad (3)$$

где Δt – снижение равновесной температуры гидратообразования, °С; c_2 – массовая концентрация отработанного ингибитора, %; M – его молекулярный вес; K – константа, определяемая экспериментально.

Для хлористого кальция эту величину можно рассчитать также по эмпирическому уравнению:

$$\Delta t = 0,0275c_2^2. \quad (4)$$

Значения K и M для различных ингибиторов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Значения K и M для различных ингибиторов

	СН₃ОН	ЭГ	ДЭГ
K	1295	1220	2430
M	32	62	106

Методы расчета требуемого количества ингибитора основаны на уравнении материального баланса расхода ингибитора и количества свободной воды в потоке газа, которое необходимо перевести в жидкую фазу. Исходя из уравнения материального баланса для нелетучих ингибиторов, удельный расход ингибитора можно вычислить по следующей формуле:

$$q_n = \frac{(W_1 - W_2)c_2}{c_1 - c_2}. \quad (5)$$

где q_n - количество нелетучего ингибитора, кг/1000 м³ газа; W_1 - влагосодержание газа до ввода ингибитора (в пластовых условиях, на выходе из сепаратора и др.), кг/1000 м³ газа; W_2 - влагосодержание газа в защищаемой точке (на входе в сборный пункт, перед штуцером, на выходе из теплообменника и др.), кг/1000 м³ газа; c_1 , c_2 - массовая концентрация свежего и отработанного ингибитора, %.

Значение концентрации отработанного ингибитора c_2 определяется в зависимости от величины необходимого понижения температуры Δt (разность между температурой начала гидратообразования и температурой газа в защищаемой точке) по зависимости $\Delta t = f(c_2)$.

Для легколетучего ингибитора, каким является метанол, удельный расход складывается из количества метанола, необходимого для насыщения жидкой

свободной воды $q_{ж}$, и количества метанола необходимого, для насыщения газовой фазы $q_{газ}$, т.е.

$$q_{л} = \frac{(W_1 - W_2)c_2}{c_1 - c_2} + 0,001c_2a. \quad (6)$$

В этом уравнении α – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости.

Для расчетов по определению количества метанола при высоких давлениях и температурах от -5 до $+40$ °С значения коэффициента α определяются по таблицам.

Уравнение (6) справедливо для расчета минимально необходимого количества метанола только на газовых месторождениях. При наличии в продукции скважин конденсата необходимо учитывать растворимость метанола в конденсате.

При сопоставлении фактических затрат метанола для предупреждения гидратообразования с расчетными на некоторых месторождениях выявляется существенное расхождение, т.к. для обеспечения безгидратного режима работы скважины или шлейфа требуется вводить метанол в большем количестве. Такие расхождения, как правило, вызваны тем, что исходное влагосодержание газа, определяемое по номограммам или таблицам как равновесное (W_1), значительно меньше фактического количества воды, выносимой газом из скважин.

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ, ОБУСТРОЙСТВУ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для осуществления добычи углеводородного сырья необходимо провести целый комплекс работ. Данный процесс включает следующие этапы:

- планирование разработки;
- обустройство объектов добычи;
- добыча УВС;
- сбор УВС;
- подготовка УВС.

Разберем каждый из этапов в контексте эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.

Планирование разработки заключается в разработке проектно-технической документации на эксплуатацию месторождения или лицензионного участка. При разработке данного документа обязательно изучение проектной документации на разработку месторождений со схожими геологическими условиями. Это позволит более рационально эксплуатировать объект.

Также на этом этапе планируются:

- годовые темпы отбора;
- сетка скважин;
- фонд скважин: количество добывающих и нагнетательных (при наличии) скважин;
- нормы технологического режима для каждой скважины, а именно, давления забойные и устьевые, дебиты;
- технологии подготовки газа и газового конденсата;
- промысловые трубопроводы;
- системы защиты промыслового оборудования от коррозии и гидратообразования.

Перспективен вопрос поддержание пластового давления газовых и газоконденсатных залежей. Актуальность внедрения системы ППД на газоконденсатных залежах обосновывается высокой ценностью конденсата. При падении пластового давления происходит ретроградная конденсация газового конденсата в пласте, что делает невозможным его дальнейшее извлечение. Один из перспективных методов ППД газовых и газоконденсатных залежей – сайклинг процесс. Технология заключается в закачке в пласт с целью ППД подготовленного – осушенного и отбензиненного – газа. Однако применение данного метода ограничено серьезными капитальными затратами.

На этапе обустройства объектов добычи реализуется комплекс мероприятий и сооружений, определенный на этапе планирования разработки.

Объекты обустройства промысла должны обеспечивать:

- подъем УВС на поверхность;
- сбор УВС;
- внутрипромысловый транспорт УВС до объектов подготовки;
- подготовку УВС;
- возможность регулирования и автоматизации технологического процесса;
- возможность борьбы с гидратами и коррозией, а также с другими осложнениями.

Для эффективной борьбы с гидратами широко применяется метанол. Он подается как на забой добывающих скважин и на устье, так и перед местами, на которых присутствуют изменения термобарических условий.

Для удаления и предотвращения образования водных и песчаных пробок на забое скважин необходимо поддерживать определенную скорость потока, которая обеспечит непрерывный вынос влаги и частиц механических примесей на поверхность. На ранних стадиях разработки месторождений такие скорости потока легко достижимы, однако, на поздних стадиях необходимо применение концентрических лифтовых колонн.

Если поддержание скорости потока не обеспечивает вынос песка и воды с забоя скважины, то применяют продувку скважины на атмосферу, что достаточно эффективно, но ведет к безвозвратным потерям УВС.

Для борьбы с коррозией применяется ингибитор коррозии, который замедляет скорость коррозии.

Помимо применения ингибиторов. для повышения долговечности внутрипромысловых трубопроводов и НКТ применяются покрытия, предотвращающие отложения гидратов и замедляющие коррозию.

Системы сбора должны обеспечивать безгидратный внутрипромысловый транспорт скважинной продукции на установки подготовки с наименьшими потерями давления.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8Д		Башуров Кирилл Алексеевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. СТО Газпром 2-3.3-164-2014. ГОСТ 2222-95. Метанол технический. Технические условия.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование применения метанола как технологического решения на НГКМ в условиях гидратообразования
2. Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет эксплуатационных затрат при применении метанола на месторождениях нефти и газа в условиях гидратообразования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Башуров Кирилл Алексеевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

В разделе приведено технико-экономическое обоснование выбора ингибитора гидратообразования на основе эксплуатационных затрат, связанных с закупкой и закачкой ингибитора в блоки дозирования реагента. Ингибитор гидратообразования применяется при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин для предупреждения образования газовых гидратов и сохранения нормальной работы промышленного оборудования и промышленных трубопроводов. Будут рассмотрены такие ингибиторы, как метанол, этиленгликоль, хлорид кальция. Так как все они выполняют одинаковую функцию – предотвращают образование газовых гидратов, то выбор будет основан только на затратах на использование каждого ингибитора.

4.1 Обоснованность применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования

В данной части раздела проводится анализ выбора ингибитора исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор ингибитора гидратообразования является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях гидратообразования. Ингибитор должен обладать наивысшей эффективностью в борьбе с гидратообразованием, а его использование должно быть экономически целесообразно.

Тема данной выпускной квалификационной работы основана на непосредственном применении метанола в качестве ингибитора гидратообразования. Метанол является наиболее распространенным и широко используемым ингибитором гидратообразования на многих промыслах нефти и газа. Помимо метанола будут рассмотрены другие ингибиторы гидратообразования, а именно хлористый кальций и этиленгликоль.

Анализ проводится на основании следующих факторов: удельного расхода ингибитора и затрат, связанных с его применением.

В целях борьбы с гидратообразованием на технологических участка предусматривается подача определенного количества ингибитора.

Для нелетучих ингибиторов (хлористый кальций, гликоли) удельный расход определяется из соотношения (5).

Для легколетучего ингибитора, каким является метанол, удельный расход складывается из количества метанола, необходимого для насыщения жидкой свободной воды $q_{ж}$, и количества метанола, необходимого для насыщения газовой фазы $q_{газ}$ (6).

Для удобства расчета примем значения для необходимых параметров (таблица 9). Концентрацию растворов ингибиторов c_1 принимаем равной 40 %.

Значения c_2 для каждого ингибитора определяются по рисунку 17 при учете понижения равновесной температуры на 10 °С, значение W_1 определяется по рисунку 16 с учетом давления и температуры.

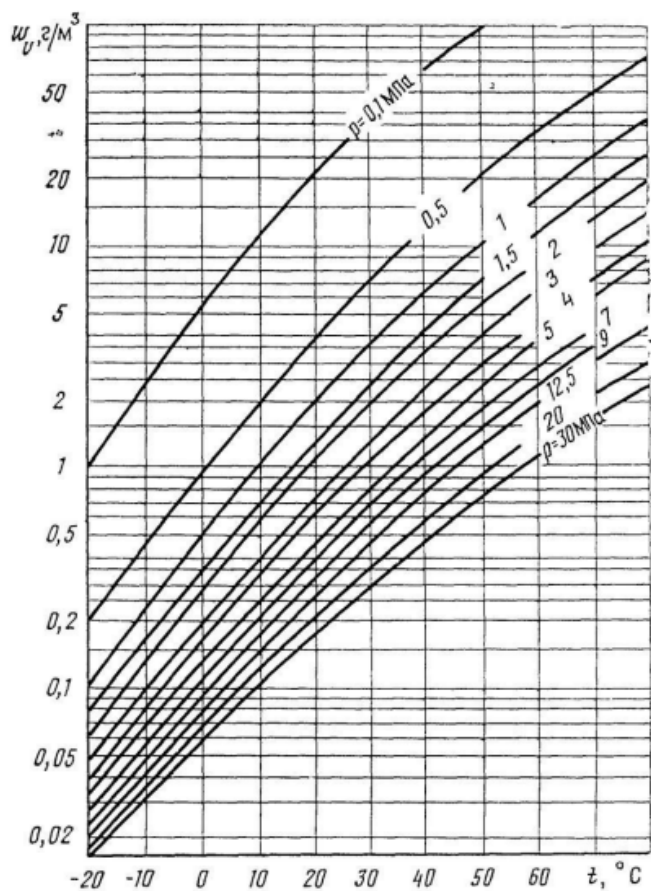


Рисунок 16 – Диаграмма влагосодержания насыщенного природного газа

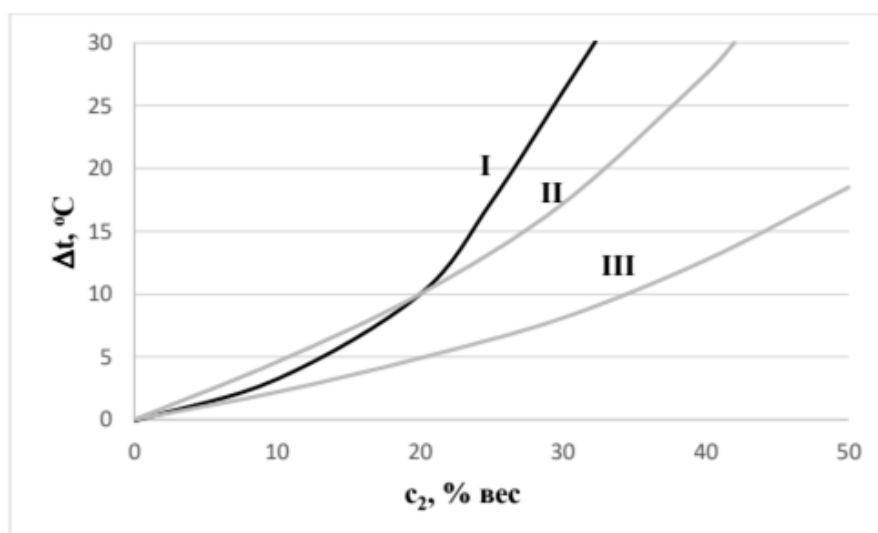


Рисунок 17 – Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации: I – хлористый кальций, II – метанол, III - этиленгликоль

Таблица 9 – Значения исходных величин

Параметр	Значение
Температура газа, °С	20
Давление, МПа	10
Дебит скважины Q, м ³ /сут	106
W ₁ , кг/1000 м ³	0,48
W ₂ , кг/1000 м ³	0,3
α	30

Далее проводим расчет необходимого количества ингибитора для понижения равновесной температуры на 10 градусов с начальной концентрацией растворов ингибиторов 40% вес. Суммарный расход определен при соответствующем дебите газовой скважины (таблица 10).

Таблица 10 – Расчетные значения удельного расхода ингибиторов

	Ингибитор гидратообразования		
	Метанол	Этиленгликоль	Хлористый кальций
Суточный расход ингибитора, кг/1000 м ³	780	1260	180

Учитывая количество ингибитора, который расходуется в течение суток в целях предупреждения гидратообразования, наиболее рационально использовать хлористый кальций, однако его растворы обладают перечнем недостатков, которые ограничивают область его применения, особенно в районах Крайнего Севера. Далее, по оценке расхода, приходим к выводу, что целесообразным решением является применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования.

При рассмотрении затрат на расходы ингибитора предполагается рассмотреть цены за тонну метанола, этиленгликоля и хлорида кальция (таблица 11).

Таблица 11 – Цена за тонну ингибитора

Ингибитор гидратообразования	Цена за тонну, руб.
Метанол	28000
Этиленгликоль	42000
Хлористый кальций	35000

Таким образом доказана экономическая целесообразность применения метанола с учетом удельных расходов для предупреждения гидратообразования.

Увеличить эффективность использования метанола с минимальным его расходом является приоритетной задачей, ведь перерасход ингибитора приводит к лишним затратам, что является крайне нежелательным. Оптимизировать рациональное использование метанола можно с помощью предложенной технологии подачи ингибитора, экономическая целесообразность реализации которой будет рассмотрена в следующих пунктах раздела.

Помимо метанола в перспективе можно рассматривать применение кинетического ингибитора СОНГИД-1801А. В свою очередь, данный ингибитор показывают такую же эффективность, как и метанол, однако большим преимуществом является низкая дозировка. Раствор СОНГИД-1801А концентрацией 1% дает такие же результаты эффективности борьбы с гидратообразованием, как и 32% раствор метанола. Благодаря внедрению

проекта по применению ингибиторов низкой дозировки удельные затраты на борьбу с гидратообразованием удалось сократить со 197 до 172 тыс. руб./скв. за счет снижения объемов применяемого реагента по сравнению с метанолом, сокращения затрат на доставку реагента и оптимизации его дозирования.

Однако масштабное внедрение проекта пока не является возможным, ввиду того, что работа с кинетическими ингибиторами находится только стадии опытов и экспериментов, поэтому анализ замены метанола на СОНГИД-1801А в данном разделе не предусматривается.

4.2 Анализ эксплуатационных затрат при применении метанола

В данной части раздела проведен анализ эксплуатационных затрат, связанных с использованием метанола в целях предупреждения гидратообразования. Для более полного анализа и подтверждения обоснованности применения метанола по сравнению с другими термодинамическими ингибиторами гидратообразования, проведем расчеты эксплуатационных затрат и для других ингибиторов гидратообразования, а именно этиленгликоля и хлорида кальция при их наиболее эффективной концентрации растворов.

Для расчета воспользуемся исходными данными, представленными в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат

Параметр	Значение
Стоимость тонны ($C_{и}$) метанола, руб.	28000
Стоимость тонны ($C_{и}$) этиленгликоля, руб.	42000
Стоимость тонны ($C_{и}$) хлорида кальция, руб.	35000
Массовое количество ($m_{и}$), метанола, т	100
Массовое количество ($m_{и}$), этиленгликоля, т	100
Массовое количество ($m_{и}$), хлорида кальция, т	100
Аренда передвижного агрегата централизованной заправки ингибиторных емкостей ($C_{а}$), руб./ч	2800
Плотность 100% вес. раствора ($\rho_{и}$) метанола, кг/м ³	791,8
Плотность 70% вес. раствора ($\rho_{и}$) этиленгликоля, кг/м ³	1088
Плотность 30% вес. раствора ($\rho_{и}$) хлорида кальция, кг/м ³	1286

Суммарные расходы (Р) вычисляются путем сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата для заправки им емкостей:

$$P = P_{\text{инг}} + P_a, \quad (7)$$

где $P_{\text{инг}}$ – расходы на ингибитор; P_a – расходы на аренду агрегата.

Расходы на ингибитор рассчитываются по следующей формуле:

$$P_{\text{инг}} = C_{\text{и}} m_{\text{и}}. \quad (8)$$

$$P_{\text{инг.метанол}} = 28000 * 100 = 2,8 \text{ млн руб.}$$

$$P_{\text{инг.этиленгликоль}} = 42000 * 100 = 4,2 \text{ млн руб.}$$

$$P_{\text{инг.хлорид кальция}} = 35000 * 100 = 3,5 \text{ млн руб.}$$

Расходы на аренду агрегата рассчитываются следующим образом:

$$P_a = C_a T_a, \quad (9)$$

где T_a – общее время работы агрегата, равное отношению объема ингибитора $V_{\text{и}}$ к скорости заполнения двух емкостей ингибитором U с помощью агрегата (в среднем, на заправочном агрегате можно заправить около двух емкостей объемом около $0,04 \text{ м}^3$ в час):

$$T_a = \frac{V_{\text{и}}}{2U}, \quad (10)$$

$$V_{\text{и}} = \frac{m_{\text{ри}}}{\rho_{\text{и}}}. \quad (11)$$

Стоит напомнить, что для расчетов используются растворы ингибиторов определенных концентраций, в таком случае масса растворов ингибиторов $m_{\text{ри}}$ будет существенно отличаться от массы ингибиторов $m_{\text{и}}$:

$$V_{\text{и.метанол}} = \frac{m_{\text{и.метанол}}}{\rho_{\text{и.метанол}}} = \frac{100000}{791,8} = 126,3 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{и.этиленгликоль}} = \frac{m_{\text{и.этиленгликоль}}}{\rho_{\text{и.этиленгликоль}}} = \frac{100000}{0,7 * 1088} = 131,3 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{и.хлорид кальция}} = \frac{m_{\text{и.хлорид кальция}}}{\rho_{\text{и.хлорид кальция}}} = \frac{100000}{0,3 * 1286} = 259,2 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем время работы заправочного агрегата:

$$T_{\text{а.метанол}} = \frac{V_{\text{и.метанол}}}{U} = \frac{126,3}{2 * 0,04} = 1579 \text{ ч,}$$

$$T_{\text{а.этиленгликоль}} = \frac{V_{\text{и.этиленгликоль}}}{U} = \frac{131,3}{2 * 0,04} = 1641 \text{ ч,}$$

$$T_{\text{а.хлорид кальция}} = \frac{V_{\text{и.хлорид кальция}}}{U} = \frac{259,2}{2 * 0,04} = 3240 \text{ ч.}$$

Расчет затрат на аренду агрегата:

$$P_{\text{а.метанол}} = C_{\text{а}} T_{\text{а.метанол}} = 2800 * 1579 = 4421200 \text{ руб.,}$$

$$P_{\text{а.этиленгликоль}} = C_{\text{а}} T_{\text{а.этиленгликоль}} = 2800 * 1641 = 4594800 \text{ руб.,}$$

$$P_{\text{а.хлорид кальция}} = C_{\text{а}} T_{\text{а.хлорид кальция}} = 2800 * 3240 = 9072000 \text{ руб.}$$

Так как основные средства представлены арендованным имуществом, то величиной амортизации будет являться суммарная стоимость владения этим имуществом. В данном случае будет выполняться равенство: $A = P_{\text{а}}$.

Последним шагом рассчитаем общие затраты:

$$P_{\text{метанол}} = P_{\text{инг.метанол}} + P_{\text{а.метанол}} = 2800000 + 4421200 = 7221200 \text{ руб.,}$$

$$P_{\text{этиленгликоль}} = P_{\text{инг.этиленгликоль}} + P_{\text{а.этиленгликоль}} = 4200000 + 4594800 = \\ = 8794800 \text{ руб.,}$$

$$P_{\text{хлорид кальция}} = P_{\text{инг.хлорид кальция}} + P_{\text{а.хлорид кальция}} = 3500000 + 9072000 = \\ = 12572000 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 13

В результате расчетов, связанных с эксплуатационными затратами на применение ингибиторов, можно оценить их экономическую эффективность. В сравнении с хлоридом кальция и этиленгликолем применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования наиболее экономически оправдано и выгодно. Общие расходы при применении метанола практически в 2 раза меньше расходов, связанных с использованием хлорида кальция.

Таблица 13 – Эксплуатационные затраты при работе с ингибиторами

Параметр	Ингибитор гидратообразования		
	Метанол	Этиленгликоль	Хлорид кальция
Стоимость ингибитора за тонну, руб.	28000	42000	35000
Массовое количество ингибитора, т	100	100	100
Расходы на ингибитор (цена за 100 т), млн руб.	2,8	4,2	3,5
Объем ингибитора, м ³	126,3	131,3	259,2
Время закачки суммарного объема ингибитора, ч	1579	1641	3240
Общая стоимость аренды агрегата, руб.	4421200	4594800	9072000
Суммарные расходы, млн руб.	7221200	8794800	12572000

4.3 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.

4.3.1 Интегральный показатель финансовой эффективности

Интегральный показатель финансовой эффективности получен в результате оценки затрат трех вариантов ингибитора – метанол, этиленгликоль, хлорид кальция. Для этого наибольший интегральный показатель принят за базу расчета (затраты при использовании хлорида кальция), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Рассчитаем интегральные показатели финансовой эффективности%

$$I_{\text{финр}}^{\text{хлорид кальция}} = \frac{P_{\text{хлорид кальция}}}{P_{\text{хлорид кальция}}} = \frac{12572000}{12572000} = 1;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{этиленгликоль}} = \frac{P_{\text{этиленгликоль}}}{P_{\text{хлорид кальция}}} = \frac{8794800}{12572000} = 0,7;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{метанол}} = \frac{P_{\text{метанол}}}{P_{\text{хлорид кальция}}} = \frac{7221200}{12572000} = 0,57.$$

В результате расчёта консолидированных вариантов по трем вариантам ингибитора метанол считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

4.3.2 Интегральный показатель ресурсоэффективности

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

Таблица 14 - Сравнительная оценка характеристик ингибиторов гидратообразования

Критерий	Весовой коэффициент параметра	Метанол	Этиленгликоль	Хлорид кальция
Технологическая эффективность	0,40	5,00	5,00	5,00
Безопасность при использовании	0,15	3,00	4,00	5,00
Необходимость применения дополнительного оборудования	0,30	5,00	5,00	5,00
Требования к хранению и транспортировке	0,15	3,00	4,00	5,00
Интегральный показатель ресурсоэффективности	1,00	4,40	4,70	5,00

4.3.3 Интегральный показатель эффективности

Интегральный показатель эффективности вариантов использования ингибитора вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{метанол}} = \frac{I_{\text{р.метанол}}}{I_{\text{финр}}^{\text{метанол}}} = \frac{4,4}{0,57} = 7,72;$$

$$I_{\text{этиленгликоль}} = \frac{I_{\text{р.метанол}}}{I_{\text{финр}}^{\text{этиленгликоль}}} = \frac{4,7}{0,7} = 6,71;$$

$$I_{\text{хлорид кальция}} = \frac{I_{\text{р.метанол}}}{I_{\text{финр}}^{\text{хлорид кальция}}} = \frac{5}{1} = 5,00.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта использования ингибитора сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 15).

Таблица 15 - Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Метанол	Этиленгликоль	Хлорид кальция
Интегральный финансовый показатель	0,57	0,70	1,00
Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,40	4,70	5,00
Интегральный показатель эффективности	7,72	6,71	5,00
Сравнительная эффективность вариантов ингибитора	1,00	0,87	0,65

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов использования ингибиторов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является метанол.

Выводы

В результате работы, в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» было проведено технико-экономическое обоснование применения метанола по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования (этиленгликоль, хлорид кальция), а именно оценка экономической выгоды и эффективности применения метанола, основанная на затратах, а также на интегральных показателях:

- интегральный финансовый показатель;

- интегральный показатель ресурсоэффективности;
- интегральный показатель эффективности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Д		ФИО Башуров Кирилл Алексеевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ показателей разработки, обустройства и добычи углеводородов нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объектами исследования являются объекты обустройства нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири.</p> <p>Областью применения данных объектов являются показатели разработки и добычи углеводородов нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири.</p> <p>Рабочая зона – полевые условия.</p> <p>Климатические условия – районы Крайнего Севера и местности, приравненные к районам Крайнего Севера</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ;</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;</p> <p>ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;</p> <p>Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ;</p> <p>Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ;</p> <p>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534. Дата введения в действие: 01.01.2021.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания: опасность и вредность воздействия газовых компонентов (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей, на организм работающего зависят от их содержания (концентрации) и токсичности, то есть химических свойств данных газов и паров – углеводородные газы, углекислый газ, сероводород;

<p>опасных и вредных производственных факторов</p>	<ul style="list-style-type: none"> - световая среда и чрезмерные характеристики световой среды, затрудняющие безопасное ведение трудовой и производственной деятельности: отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; повышенная яркость света; - опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего; - опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сила и энергия механического движения: действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; - резкое изменение (повышение или понижение) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте; - опасный производственный фактор, связанный с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов; - пожаровзрывоопасность. <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средства защиты от падения с высоты; - средства защиты органов дыхания; - одежда специальная защитная; - средства защиты ног; - средства защиты рук; - средства защиты головы; - средства защиты лица; - средства защиты глаз; - средства защиты органа слуха; - средства защиты от падения с высоты и другие предохранительные средства. <p>Средства коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средства нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест; - средства защиты от повышенных или пониженных температур воздуха и температурных перепадов; - средства защиты от воздействия механических факторов.
--	---

3. Экологическая безопасность при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения	<p>Воздействие на селитебную зону: сокращение размеров пастбищ, с/х и лесных угодий; нарушение естественного ландшафта.</p> <p>Воздействие на литосферу: образование твердых отходов – при строительстве и эксплуатации скважин.</p> <p>Воздействие на гидросферу: сброс сточных вод – пластовая вода.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ – газопрооявления, выбросы от ДВС, выбросы H₂S и других газов, сжигание газа на факельной установке.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; - поражение электрическим током; - разгерметизация трубопроводов и сосудов, работающих под давлением. <p>Наиболее типичная ЧС – чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Башуров Кирилл Алексеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью настоящей выпускной квалификационной работы является формирование комплекса рекомендаций по проектированию и эксплуатации ГКМ в осложненных условиях на основе анализа показателей разработки, обустройства и добычи НГКМ Западной Сибири. Таким образом, предусматриваются работы на всей технологической цепочке нефтегазоконденсатного месторождения, начиная от устья скважины и до сдачи товарного газа и конденсата в магистральный трубопровод. При неправильной организации труда и несоблюдении техники безопасности возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары, воздействия вредных веществ.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения

При эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения недропользователь обязан обеспечить безопасность работников. При выполнении данных обязанностей недропользователь должен руководствоваться следующими нормативно-правовыми актами:

- Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ;
- ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
- ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
- Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ;
- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом

Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534. Дата введения в действие: 01.01.2021.

Работа на предприятиях нефтегазодобывающей промышленности зачастую предполагает вахтовый метод работы.

Согласно статье 297 ТК РФ Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Глава 14 ТК РФ регламентирует защиту персональных данных сотрудника, а именно:

- общие требования при обработке персональных данных работника и гарантии их защиты;
- хранение и использование персональных данных работников;
- передача персональных данных работника;
- права работников в целях обеспечения защиты персональных данных, хранящихся у работодателя;

- ответственность за нарушение норм, регулирующих обработку и защиту персональных данных работника.

Глава 21 ТК РФ регламентирует обязанности работодателя по оплате труда, например:

- оплата труда в особых условиях;
- оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда;
- оплата труда на работах в местностях с особыми климатическими условиями;
- оплата труда в других случаях выполнения работ в условиях, отклоняющихся от нормальных.

5.2 Производственная безопасность при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения

В данном разделе рассмотрим потенциальные опасные и вредные производственные факторы, а именно причины их возникновения и средства индивидуальной и коллективной защиты, которые уменьшают вредное и опасное воздействие на человека (таблица 16).

Таблица 16 – Опасные и вредные производственные факторы, причины их возникновения, средства защиты

Фактор	Вредный/ опасный	Причина возникновения	СИЗ, СКЗ
чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания: опасность и вредность воздействия газовых компонентов (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей, на организм работающего зависят от их содержания (концентрации) и токсичности, то есть химических свойств данных газов и паров	вредный	обслуживание и эксплуатация фонда скважин и промысловых трубопроводов	средствами индивидуальной защиты органов дыхания
световая среда и чрезмерные характеристики световой среды,	вредный		осветительные приборы

затрудняющие безопасное ведение трудовой и производственной деятельности: отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; повышенная яркость света			
опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего	вредный		одежда специальная защитная;
опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризующиеся повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума	вредный		средства защиты органа слуха
сила и энергия механического движения: действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	опасный		- средства защиты ног; - средства защиты рук; - средства защиты головы; - средства защиты лица; - средства защиты глаз;
резкое изменение (повышение или понижение) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте	опасный		одежда специальная защитная;
опасный производственный фактор, связанный с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	опасный		- диэлектрические перчатки - диэлектрическая обувь - диэлектрические подставки - указатели напряжения - диэлектрические щиты
пожаровзрывоопасность	опасный		

5.2.1 Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД):

- изолирующие СИЗОД - СИЗОД, изолирующие дыхательные пути от окружающей атмосферы и подающие пригодную для дыхания газовую дыхательную смесь (ГДС) из чистой зоны (неавтономные СИЗОД) или из источника дыхательной смеси, являющегося составной частью СИЗОД (автономные СИЗОД). Изолирующие СИЗОД предназначены для защиты от вредных веществ неизвестного состава и концентраций или при объемной доле вредных веществ в воздухе более 0,5%, или в условиях недостатка кислорода с объемной долей менее 17%, или в замкнутых пространствах малого объема;

- фильтрующие СИЗОД – СИЗОД, обеспечивающие с помощью фильтров очистку воздуха, вдыхаемого пользователем из окружающей среды. Фильтрующие СИЗОД предназначены для использования только при объемной доле кислорода в воздухе не менее 17% и известных типах загрязняющих веществ, а также их концентрациях до 0,5%;

- изолирующие-фильтрующие аппараты (ИФА) - СИЗОД, обеспечивающие человека ГДС пригодной для дыхания в фильтрующем и изолирующем режимах защиты. ИФА предназначены для защиты от вредных веществ при проведении аварийных и регламентных работ в непригодной для дыхания атмосфере, в том числе в атмосфере с пониженной объемной долей кислорода или при его отсутствии. ИФА применяют в фильтрующем режиме защиты при объемной доле кислорода в воздухе не менее 17% и известных типах загрязняющих веществ, а также их концентрациях до 0,5%. Не допускается применение ИФА в фильтрующем режиме защиты при неизвестном составе загрязняющих атмосферу веществ, а также при наличии в ней несорбирующихся веществ.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда-допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

5.2.2 Световая среда и чрезмерные характеристики световой среды

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения (таблица 17).

Таблица 17 – Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего	IX	100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2

5.2.3 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, должны быть, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

1) ремонтные и строительно-монтажные работы:

- без ветра: - 36 °С;
- при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С;
- свыше 8 м/с: - 29 °С.

2) все остальные работы:

- без ветра: - 37 °С;
- при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С;

- свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

5.2.4 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде

В период работы на производстве подразумевается использование операторами по добыче нефти и газа дозирочных плунжерных насосов для перекачки жидкостей, а также использование турбодетандерных агрегатов. Данные объекты являются основными источниками шума на производстве. Повышенный шум оказывает воздействие на нервную и сердечно-сосудистую системы, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 допустимый уровень шума не должен превышать 80 дБ. Уровень шума, развиваемый насосами, колеблется в пределах 65-70 дБ, а уровень шума от турбодетандерного агрегата – около 85 дБА.

Для уменьшения шума на всасе турбодетандерных агрегатов устанавливаются глушители. В целях защиты слуха согласно ГОСТ 12.4.275-2014 предполагается использование противозумных наушников в качестве средства индивидуальной защиты.

5.2.5 Сила и энергия механического движения

Механическая опасность всегда была и является основной угрозой на производствах, особенно на нефтегазовых промыслах. Последствия механической угрозы могут привести к травмам различной степени тяжести

рабочих, вплоть до летального исхода. Основными источниками опасности может послужить как безответственность и невнимательность самих рабочих, так и техногенные аварии на самом производстве. Работа на газовых промыслах предполагает взаимодействие с трубопроводами высокого давления и скважинами, давление в которых достигает до 9 МПа. Также не исключается опасность падения при работе на высоте, опасность при работе с подъемными агрегатами и машинами различного назначения, опасность при работе с инструментами и т.д.

В целях защиты от механических опасностей предусматривается использование средств индивидуальной защиты: защитные каски, перчатки, спецодежда, очки. Также предусматривается установка предупреждающих знаков, предохранительных устройств, различных защитных щитов, кожухов и барьеров. Для сведения к минимуму механической опасности, возникновения которой возможно по вине работников, предусматривается проведение для работников инструктажей по технике безопасности, инструктажей по работе с оборудованием и агрегатами. Для предупреждения техногенных аварий, которые также могут послужить источниками механической опасности, возникновения которых возможно из-за неисправности оборудования, должен выполняться регулярный контроль за состоянием используемого оборудования.

5.2.6 Резкое изменение барометрического давления воздуха производственной среды

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица, достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со

схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно-измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств

5.2.7 Опасный производственный фактор, связанный с электрическим током

Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования:

- класс взрывопожарной и пожароопасной зоны – 2;
- категория и группа взрывоопасных смесей – ПА-Т1 и ПА-Т3.

Основные требования к работникам, допускаемым к выполнению работ в электроустановках:

- работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках;

- работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе;

- работники, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, а также должностные лица, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны пройти проверку знаний требований Правил и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Изолирующие средства защиты от поражения электрическим током:

1. Диэлектрические перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)

2. Диэлектрическая обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.)

3. Диэлектрические подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер – 0,75*0,75 м).

4. Указатели напряжения (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)

5. Диэлектрические щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

Электрическая искробезопасность производства обеспечивается заземлением электропроводящего оборудования, отсутствием процессов разбрызгивания, измельчения и ограничением скоростей транспортировки электризирующихся продуктов.

Для защиты трубопроводов запрещается проведение работ внутри емкостей и аппаратов, где возможно создание взрывоопасных, паро-, газовоздушных смесей в спец. одежде из электризирующихся материалов, а также инструментами, дающими искру.

Молниезащита площадки куста скважин выполнена в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (СО 153-34.21.122-2003) с учетом РД 34.21.122-87.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется установленным на мачте ветрогенератора молниеотводом и использованием в качестве молниеприемника металлической кровли, каркасов и корпусов. Металлическая кровля блоков имеет надежную, долговечную и непрерывную электрическую связь с металлическим каркасом блока. В качестве естественных токоотводов используется металлический каркас модулей.

Для защиты оборудования, сооружений и наружных установок от вторичных проявлений молнии металлические корпуса всего оборудования и аппаратов присоединены к заземляющему устройству, внутри здания между трубопроводами и другими протяженными металлическими конструкциями в местах их взаимного сближения на расстояние менее 10 см через каждые 20 м следует приваривать или припаивать перемычки из стальной проволоки диаметром не менее 5 мм² или стальной ленты сечением не менее 24 мм.

Во фланцевых соединениях трубопроводов внутри здания обеспечена нормальная затяжка не менее четырех болтов (шпилек) на каждый фланец.

Для защиты от заноса высоких потенциалов и защиты от статического электричества по внешним надземным и подземным коммуникациям на вводе в сооружение они подсоединены к заземлителю защиты от прямых ударов молнии.

Для защиты людей от поражения электрическим током при прямом прикосновении в нормальном режиме применена основная изоляция токоведущих частей.

Для защиты людей от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции при косвенном прикосновении применяются:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов.

Тип заземления системы распределения энергии по ГОСТ 50571.2-94 - TN-S.

Для заземления оборудования АИП предусмотрен наружный контур заземления, присоединенный к обсадной колонне скважины.

Защитное заземляющее устройство является общим для молниезащиты, защиты от статического электричества и уравнивания потенциалов.

5.2.8 Пожаровзрывоопасность

Нефть, газ и газовый конденсат являются легковоспламеняющимися жидкостями. Таким же свойством обладают и пары ингибитора гидратообразования, в роли которого выступает метанол, являющийся спиртом. Работа с данными веществами несет в себе потенциальную угрозу взрывов и пожаров.

В целях борьбы с потенциальной опасностью пожаров и взрывов предусматривается использование пожарных сигнализаций, размещения емкостей с песком на территории производства, огнетушителей и иных средств пожаротушения. Тушения очагов пожара осуществляется активным и пассивным способами. В случае активного способа пожаротушения используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно-механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, инертные газы и порошковые составы. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения.

Не менее важным условие при работе на нефтяных и газовых промыслах является использование искробезопасного инструмента при монтаже и демонтаже оборудования.

Категория по взрыво-пожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009 – АН.

5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения

Воздействие на селитебную зону: сокращение размеров пастбищ, с/х и лесных угодий; нарушение естественного ландшафта.

Воздействие на литосферу: образование твердых отходов – при строительстве и эксплуатации скважин.

Воздействие на гидросферу: сброс сточных вод – пластовая вода.

Воздействие на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ – газопроявления, выбросы от ДВС, выбросы H_2S и других газов, сжигание газа на факельной установке.

5.3.1 Мероприятия по охране селитебной зоны

Мероприятия по очистке селитебных территорий от отходов промышленности, строительства и потребления следует разрабатывать комплексно в соответствии с Санитарными правилами по сбору, хранению, транспортировке и первичной обработке вторсырья.

5.3.2 Мероприятия по охране литосферу

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;
- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;
- ободюрирование бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;
- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещение нелегальной охоты на территории месторождения;
- рекультивация нарушенных земель.

5.3.3 Мероприятия по охране гидросферы

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов.

Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солейотложений в трубопроводы;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

5.3.4 Мероприятия по охране атмосферы

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объёмов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- выполнение сварных швов, исключаяющих в них возможные микротрещины;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения

В наших суровых природно-климатических условиях в системе добычи нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

а) природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$), метели и снежные заносы.

б) техногенного характера: пожары, розлив нефти, отключение электроэнергии и др.

Нарушение технологического режима:

- увеличение давления и температуры в аппаратах выше нормы, сброс нефти на очистные сооружения с отстойников;

- повышение давления на выходе насосов;

- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, возможности отравления нефтепродуктами, пожару, взрыву;

- низкая квалификация обслуживающего персонала;

- низкая производственная дисциплина;

- несоблюдение основных мер безопасности согласно требований инструкции при проведении огневых, газоопасных работ, и т.д.;

- несоблюдение мер безопасности при работе с деэмульгаторами, кислотами, щелочами и другими вредными веществами.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий.

Мероприятия, как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены процессы добычи, сбора и подготовки пластовых флюидов газовых и газоконденсатных скважин, а также методы борьбы с осложнениями, возникающими при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин.

Была достигнута цель работы – сформирован комплекс рекомендаций по проектированию и эксплуатации газовых скважин в осложненных условиях на основе анализа показателей разработки, обустройства и добычи НГКМ Западной Сибири.

Цель была достигнута за счет выполнения поставленных задач.

Были проанализированы основные особенности планирования добычи и подготовки углеводородного сырья нефтегазоконденсатных месторождений. Также была проанализирована технологическая схема производственных объектов. На основе проведенного анализа был сформирован комплексный подход к формированию рациональных решений по разработке, обустройству и добыче углеводородов нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири.

Наиболее эффективным методом при борьбе с газовыми и песчаными пробками является поддержание необходимой для выноса воды и песка скорости потока флюида в скважине. Для борьбы с образованиями гидратов наиболее эффективно применение ингибитора гидратообразования, который снижает равновесную температуру образования газовых гидратов. Методы поддержания пластового давления газовых и газоконденсатных залежей еще не находят широкого применения, однако эффективны методы закачки подготовленного газа в пласт с целью ППД.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р. 53521–2009. Переработка природного газа //Термины и определения.
2. ГОСТ Р. 54389-2011. Конденсат газовый стабильный //Технические условия.
3. Козлова Ю. Б., Мухаметзянов И. З. Исторические аспекты развития газовой промышленности России //История и педагогика естествознания. – 2014. – №. 1. – С. 12-16.
4. Успанова М. О. Проблема самозадавливания скважин на Ямбургском месторождении и пути ее решения //Инновации. Наука. Образование. – 2021. – №. 37. – С. 1265-1270.
5. Шарыгина Е. В. Оценка экономической эффективности использования газового конденсата в России : дис. – Москва : ЕВ Шарыгина, 2010.
6. Саранча А. В. и др. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа //Современные проблемы науки и образования. – 2015. – №. 1-1. – С. 211-211.
7. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утв. приказом Минприроды России от 01.11.2013 г. № 477, зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 г. № 30943).
8. ГОСТ Р 53710-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки.
9. Распоряжение от 1 февраля 2016 г. N 3-р «Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации ОТ 01.11.2013 N 477» С изменениями: (в ред. распоряжения Минприроды России от 19.04.2018 N 11-р).
10. ГОСТ Р 55414-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки.

11. ГОСТ Р 55415-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки.
12. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. М.: Газпром экспо, 2010. 20 с.
13. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа.
14. ГОСТ 13846-89. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
15. СН 527-80. Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа.
16. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
17. Приказ Минприроды России от 14.06.2016 N 356 (ред. от 07.08.2020) "Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья".
18. Технологический регламент Ямбургского НГКМ.
19. ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.
20. Трубы насосно-компрессорные. Руководство по эксплуатации. Разработано ООО «Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб», 2020 г.
21. ГОСТ 2222-95. Метанол технический. Технические условия.
22. ГОСТ 17216-2001. Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей.
23. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.

24. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

