

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УКПГ-1В ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНАО)

УДК 622.279.8(571.121)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Полегешко Валерий Анатольевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

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

По разделу «Социальная ответственность»:

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом,	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	этическом и философском контекстах	различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей; И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений) И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно- программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии

Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать 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	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	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологическом

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата		профессиональной деятельности	их процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья 8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»	ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	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
	8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации 9. Составление геологических отчетов	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	И.ПК(У)–5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
	10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья 11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и 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» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)–6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)–6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Полегешко Валерию Анатольевичу

Тема работы:

Анализ эффективности технологии подготовки газа на УКПГ-1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.03.22 №68-67/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Научная литература, статьи, данные по месторождению, физико-химические свойства откачиваемой продукции, технологические схемы установки УКПГ-1В</p> <p>Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.</p>
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Особенности геолого-промысловой характеристики Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения 2. Оценка технологической характеристики производства 3. Анализ технологий подготовки газа 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работ	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Кашук И.В.
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев М.В.

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	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Полегешко Валерий Анатольевич		10.03.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 108 страниц, 9 рисунков, 18 таблиц, 42 источников литературы, 2 приложений.

Ключевые слова: установка комплексной подготовки газа, ингибитор, гидратообразование, абсорбент, абсорбер.

Объектом исследования является действующая технология подготовки газа на установке комплексной подготовки газа УКПГ-1В.

Цель работы анализ и исследование процессов действующей технологии подготовки газа УКПГ-1В.

В работе поставлены следующие задачи:

- 1) изучить геолого-промысловую характеристику месторождения;
- 2) провести анализ системы подготовки газа;
- 3) описать наиболее оптимальные технологические решения для увеличения эффективности;
- 4) рассчитать экономическую эффективность от внедрения проекта.

В процессе работы было доказано, что однореагентная система подготовки газа экономически и технологически эффективнее. Был рассчитан оптимальный расход ингибитора гидратообразования.

Во второй главе рассмотрены технологические особенности работы установки, ее общая характеристика, система сбора газа, а так же пункт сепарации и цех подготовки газа и конденсата.

В третьей главе произведен расчет необходимого количества ингибитора гидратообразования, проведено сравнения различных абсорбентов с прогнозированием падающей добычи.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- дебит: объем жидкости, поступающий из скважины в единицу времени;
- скважина: цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;
- гидраты: кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа;

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- А** – абсорбер;
- АВО** – аппарат воздушного охлаждения;
- ВМР** – водометанольный раствор;
- ВХ** – воздушный холодильник;
- ГПА** – газоперекачивающий агрегат;
- ДКС** – дожимная компрессорная станция;
- ДЭГ** – диэтиленгликоль;
- Е** – емкость;
- ЗПА** – здание переключающей аппаратуры;
- КИПиА** – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;
- КРД** – клапан-регулятор давления;
- КРТ** – клапан-регулятор температуры;
- КС** – компрессорная станция;
- МЭГ** – моноэтиленгликоль;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- НТА** – низкотемпературная абсорбция;
- НТС** – низкотемпературная сепарация;
- ПДК** – предельно-допустимая концентрация;
- Р** – разделитель;

рДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль;

С – сепаратор;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

Т – теплообменник;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

ФА – фонтанная арматура;

ФП – фильтр-патрон;

ЦПГ – цех подготовки газа;

ЦРМ – цех регенерации метанола;

ЯГКМ – Ямбургское газоконденсатное месторождение.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	16
1.1 Газоносность	16
1.2 Геолого-физическая характеристика пласта.....	17
1.3 Состав и свойства газа и газового конденсата.....	18
1.4 Состояние разработки месторождения.....	21
1.5 Конструкция скважин	22
2 ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОИЗВОДСТВА.....	25
2.1 Общая характеристика установки УКПГ-1В.....	25
2.2 Система сбора газа.....	28
2.3 Пункт сепарации пластового газа	29
2.4 Установка подготовки газа и извлечения конденсата	31
3 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА	37
3.1 Обоснование выбора ингибитора гидратообразования.....	37
3.2 Варианты подачи ингибитора в зависимости от технологии	38
3.3 Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов.....	40
3.4 Расчет расхода ингибитора гидратообразования	49
3.5 Расчёт абсорбера до перехода на одnoreагентную систему	51
3.6 Расчёт абсорбера после перехода на одnoreагентную систему	68
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	75
4.1 Расчет средней цены на диэтиленгликоль и метанол	75
4.2 Определение затрат на транспортировку реагентов	76
4.3 Расчет себестоимости продукции и ликвидации гидратообразования.....	77
4.4 Расчет полной себестоимости сбора и подготовки природного газа.....	80
Выводы по разделу	81

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	84
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
5.2 Производственная безопасность	86
5.2.1 Характеристика вредных производственных факторов	87
5.2.2 Характеристика опасных производственных факторов	92
5.3 Экологическая безопасность	94
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	98
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	104

ВВЕДЕНИЕ

Перспективы развития газовой промышленности в России в первую очередь связаны с освоением газовых и газоконденсатных месторождений в районах Крайнего Севера. Транспортирование газа из этих месторождений осуществляется по магистральным трубопроводам, расположенным в зоне распространения многолетнемёрзлых пород. На температурный режим работы трубопроводов накладываются твердые требования с целью обеспечения их эксплуатационной надежности. Выбор и дальнейшая оптимизация процесса промышленной переработки продукции скважин на весь период разработки и эксплуатации месторождений, а также обеспечение надежности поставок сырья на перерабатывающие мощности является на сегодняшний день актуальной задачей.

Одной из важнейших проблем при эксплуатации газопроводов является образование гидратов. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода. Затраты нефтегазовых компаний на предупреждение и борьбу с газогидратными пробками составляют значительную часть стоимости эксплуатации месторождений и транспорта газа. Поэтому сокращение эксплуатационных затрат на предупреждение и борьбу с гидратообразованием в промышленных системах добычи газа и дальнейшего его транспорта вызывает немалый интерес со стороны многих добывающих и эксплуатирующих компаний нефтегазовой отрасли.

Актуальность: оптимизация процесса промышленной переработки продукции скважин на весь период разработки в условиях падающего пластового давления и роста влагосодержания.

Цель работы: анализ и исследование процессов действующей технологии подготовки газа УКПГ-1В, с последующей оценкой и предложением мер для повышения эффективности

Задачи:

- изучить геолого-промысловую характеристику месторождения;
- провести анализ системы подготовки газа;
- описать наиболее оптимальные технические решения для увеличения эффективности;
- рассчитать экономическую эффективность от внедрения проекта.

Объект исследования: действующая технология подготовки газа на установке комплексной подготовки газа УКПГ-1В.

Предмет исследования: свойства и параметры газа, ингибиторы гидратообразования, абсорбенты ДЭГ и ВМР, технологические схемы работы установки УКПГ-1В.

МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Газоносность

Ямбургское месторождение расположено в пределах северной части Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. В разрезе месторождения выделяются две мощные продуктивные толщи. Одна из них приурочена к отложениям неокома тангаловской свиты, вторая – к отложениям сеномана покурской свиты.

Продуктивная толща тангаловской свиты неокома представлена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пластов с углистыми остатками и пропластками углей. Толщина её примерно составляет 550 – 650 м. В продуктивной толще установлено 15 продуктивных горизонтов, в которых выявлено 23 газоконденсатных залежи.

Продуктивные горизонты в большинстве случаев состоят из нескольких изолированных или полуизолированных песчано-алевролитовых пластов толщиной 0,4-24 м. Одни из них имеют линзовидное строение, другие – выклиниваются в сводовой части или на склонах поднятия, и лишь отдельные пласты прослеживаются в пределах всего месторождения. В связи с разобщенностью песчано-алевролитовых горизонтов, а также пластов-коллекторов одного и того же горизонта, газо-водяные контакты в них находятся на разных гипсометрических уровнях. Продуктивные горизонты характеризуются сравнительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами [13].

В неокомской продуктивной толще присутствуют залежи преимущественно литологически экранированные и линзовидные, реже пластового сводового типа. Залежи газа расположены в интервале глубин от 2500 до 3350 м. Среди выявленных залежей наиболее крупная имеет размеры 31х41 км, а высоту около 327 м.

1.2 Геолого-физическая характеристика пласта

В нижнемеловом разрезе ЯГКМ установлена газоносность 15 продуктивных пластов, образующих 23 залежи. В баррем-готтеривской части разреза 8 пластов, в валанжинской 7 пластов. Почти все залежи частично или полностью экранированы, с краевыми водами. Продуктивные отложения характеризуются сложным геологическим строением, значительной фациальной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств, как по площади, так и по разрезу, с развитием отдельных литологически ограниченных ловушек. Проектом разработки выделено два эксплуатационных объекта.

Первый объект включает залежи пластов БУ₃¹, БУ₃², БУ₄², БУ₅¹, БУ₅³, расположенных только в сводовой части в зоне УППГ-3В. По подсчету эффективных газонасыщенных толщин первого объекта наибольшую значимость имеют толщины пласта БУ₃¹. Суммарные толщины по объекту колеблются от 6,8 до 34,6 м, а в зоне размещения эксплуатационных скважин составляет 8,0-33,8 м. Для первого объекта коэффициент абсолютной проницаемости изменяется от 3,210 до 132,710 мкм², коэффициент открытой пористости от 4,7 до 17,0 %. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 3,4 до 34,2 м.

По II эксплуатационному объекту установлены следующие закономерности. В зоне УППГ-3В все пласты характеризуются литологическим замещением в западном направлении. Пласты БУ₆², БУ₉¹, БУ₆³, БУ₈⁰ в этой зоне в песчаных фракциях развиты в зонах единичных кустов, а в пластах БУ₇ и БУ₉³ проницаемые пропластки полностью отсутствуют. Наилучшими толщинами в этой зоне характеризуется пласт БУ₈³ со значением 14,0-19,4 м. Пласт БУ₈¹⁻² отличается значительной изменчивостью толщин от 4,0 до 15,0 м. Наибольшей толщины прослой в пласте приурочены к нижней части. Пласт БУ₆¹ в проницаемых прослоях встречается во всех кустах и имеет толщину 1,0-4,0 м.

Для II объекта коэффициенты абсолютной проницаемости, открытой пористости и эффективная газонасыщенная толщина равны, соответственно, 0,64-372,5 мкм²; 3,23-13,85 %; 1,2-64,8 м. По II-ому объекту отмечено чередование

полосообразных зон с повышенным (район скважин 112-118, 105-101 и 112-135) и пониженным значением эффективных газонасыщенных толщин [12].

В зоне УКПГ-1В в пластах БУ₆², БУ₉² и БУ₉³ проницаемые газо-насыщенные прослои полностью отсутствуют, а в пластах БУ₆¹, БУ₆³ и БУ₇ они встречаются спорадически. В этой зоне суммарная наибольшая газонасыщенная толщина колеблется от 18 до 64 м. Установлено изменение толщины от центральной зоны УКПГ к периферии.

Зона УППГ-2В приурочена к восточному погружению. В этой зоне пласт БУ₆ заглинизирован, БУ₆² и БУ₇ встречаются спорадически в песчаных фракциях. Наибольшим развитием характеризуются проницаемые пропластки в пластах БУ₈⁰, БУ₈¹⁻², БУ₈², БУ₉¹, БУ₉², и БУ₉³. Наибольшие толщины характерны для пласта БУ₈³. Суммарная эффективная газонасыщенная толщина составляет, в зоне кустов УППГ-2В, 16-18 м, реже 50 м.

Пористость коллекторов продуктивных пластов колеблется в пределах от 6,8 до 15,9 %, проницаемость от 0,1 до 141 мкм². Начальные пластовые давления составляют по пласту БУ₃¹ – 33,14 МПа. Средние пластовые температуры изменяются от 71 °С в кровле комплекса до 90 °С в его подошвенной части [12].

1.3 Состав и свойства газа и газового конденсата

Товарной продукцией получаемой на ГП-1В являются:

- природный газ, осушенный и очищенный от механических примесей соответствующий СТО-089-2010 ООО «Газпром»;
- нестабильный конденсат, соответствующий СТО-5.11-2008 ООО «Газпром».

Готовая продукция по подземным трубопроводам направляется к потребителям. Для предотвращения растепления вечномерзлых грунтов проектом предусмотрена подача товарной продукции в подземные трубопроводы с температурой от минус 5 до минус 2 °С.

Товарный газ – это смесь углеводородов, имеющая состав в соответствии с требованиями ГОСТ 31371.7 (по результатам анализов ЯЛХА) мольных %, представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Состав товарного газа

Компонент	Содержание, %
CH ₄	93,47
C ₂ H ₆	4,34
C ₃ H ₈	1,33
iC ₄	0,174
nC ₄	0,154
iC ₅	0,0274
nC ₅	0,0197
C ₆₊	0,011
CO ₂	0,334
N ₂	0,409
He	0,0073
H ₂	0,0024

Температура точки росы при 3,92 МПа:

- по воде – зимой не выше минус 20 °С, летом не выше минус 14 °С;
- по углеводородам – зимой не выше минус 10 °С, летом не выше минус 5 °С;
- относительная плотность по воздуху – 0,55;
- пределы взрываемости (по метану) – 5-15 % по объему;
- ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³ – 7000;
- среднее значение низшей теплотворной способности – 33067 кДж/м³;
- среднекритические параметры составляют P_{кр}= 4,895 МПа, T_{кр}=199,41 К.

Нестабильный газовый конденсат представляет собой жидкость, состоящую из смеси углеводородов, имеющую состав (по результатам анализов ЯЛХА), % масс представлен в таблице 1.2, не смешивающуюся с водой, обладающую высокой испаряемостью. Легко воспламеняется при нормальных условиях, токсичен [12].

Таблица 1.2 – Состав нестабильного конденсата

Компонент	Содержание, %
CH ₄	3,72 – 6,15
C ₂ H ₆	5,08 – 8,13
C ₃ H ₈	12,31 – 14,83
iC ₄	6,53 – 7,41
nC ₄	8,80 – 10,99
iC ₅	4,86 – 6,04
nC ₅	4,47 – 5,64
C ₆₊	46,29 – 50,65

Физико-химические характеристики конденсата:

- плотность, кг/м³ – 620-645;
- молекулярная масса – 68,5-72,5;
- вязкость, м²/сек:
- при 0 °С – 0,47·10⁻⁶;
- при 10 °С – 0,392·10⁻⁶;
- температура вспышки паров – 30 °С;
- температура самовоспламенения – 380 °С;
- пределы взрываемости паров – 0,8-8,0 % объемных;
- ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³ – 300,0.

По групповому углеводородному составу конденсаты относятся к метанонафтеновому типу. Существенное отличие конденсатов первого и второго объектов разработки обусловлено их углеводородными свойствами. Содержание ароматических углеводородов в конденсате второго объекта значительно выше, чем в первом, что повлияло на растворимость тяжелых углеводородов в газе и, следовательно, их потенциал в добываемых смесях ниже, несмотря на более высокие значения пластовых давлений и температур.

Анализ группового углеводородного состава стандартных фракций показывает, что стабильные конденсаты содержат незначительное количество сернистых соединений, парафинов, смолистых веществ. Фракционные составы конденсатов I и II объектов отличаются, по отдельным залежам также наблюдается неоднородность фракционных составов конденсатов. Этим объясняется широкий диапазон колебаний плотностей, вязкостных характеристик и температурных свойств.

Коэффициенты извлечения конденсата при разработке при истощении пластовой энергии до 0,1 МПа для газоконденсатных залежей I и II объектов приняты соответственно 0,64 и 0,68.

1.4 Состояние разработки месторождения

Нижнемеловые залежи Ямбургского месторождения введены в разработку в 1991 году пуском УКПГ-1В. В настоящее время подготовка продукции осуществляется одним УКПГ и двумя УППГ.

Добыча из неокомских отложений за 2008 год составила 13,49 млрд. м³ газа сепарации и 1,432 млн. т нестабильного конденсата. Всего с начала разработки из пластов отобрано 191,547 млрд. м³ (45,474 млрд. м³ – I объект и 146,073 млрд. м³ – II объект) «сухого» газа и 14,332 млн. т (4,117 млн. т – I объект и 10,215 млн. т – II объект) стабильного конденсата, что составляет в среднем 17,68% (28,0% – I объект и 16,12% – II объект) и 12,51% (24,0% – I объект и 10,66% – II объект), соответственно, от начальных утвержденных запасов. Отмечается опережающая выработка запасов из залежей I объекта. Меньшая, по сравнению с газом, относительная величина отбора конденсата обусловлена пластовыми потерями последнего при снижении давления в залежах [15].

Темп отбора за 2008 года составил 1,31 % по газу и 0,82 % по стабильному конденсату.

В настоящее время действующим фондом скважин в активную разработку вовлечено 461,4 млрд м³ или 57% от уточнённых запасов газа, в том числе

100,1 млрд. м³ по I объекту эксплуатации (66% от запасов) и 360,5 млрд. м³ по II объекту (56% от запасов).

Динамика основных показателей разработки показывает их удовлетворительное соответствие проектным с учетом фактических сроков ввода производственных мощностей (УКПГ, скважины). Тем не менее, последовательный ввод в разработку площадей УКПГ-1В, УППГ-3В и 2В с промежутком в пять лет привел к неравномерности отборов по площади залежи, неравномерному формированию полей пластовых давлений в процессе разработки газоконденсатных залежей и образованию глубокой депрессионной воронки в зоне УППГ-3В.

1.5 Конструкция скважин

В настоящее время к ГП-1В подключено 22 куста с 82 эксплуатационными скважинами.

Скважины Ямбургского газоконденсатного месторождения оснащаются фонтанными арматурами отечественного и зарубежного производства. Фонтанные арматуры рассчитаны для работы при температуре до минус 60 °С и пластовых давлениях 21 и 35 МПа. На месторождении принята следующая конструкция скважин (рисунок 1.1).

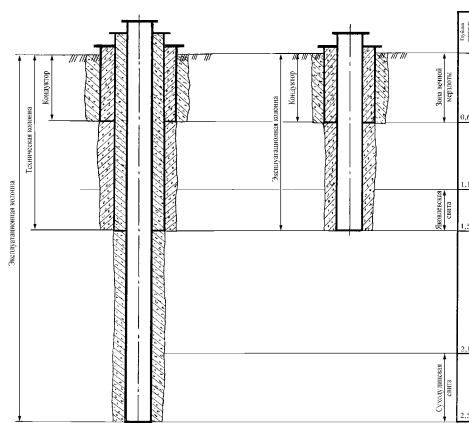


Рисунок 1.1 – Конструкция скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

а – вскрывающих валанжинские залежи; б – вскрывающих сеноманские залежи

На Ямбургском газоконденсатном месторождении принято кустовое размещение скважин. Обычно в состав куста входит по 2-6 скважин, бурящихся в основном наклонно-направленным способом. Количество эксплуатационных скважин в кусте принято согласно проекту разработки института ВНИИГаз [14].

Газ от каждой скважины по индивидуальному газопроводу диаметром 114x9мм поступает в газосборный коллектор, по которому транспортируется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ).

Валанжинские скважины Ямбургского ГКМ имеют следующую конструкцию:

- кондуктор – $D = 324$ мм, $H = 550$ м.;
- эксплуатационная колонна – $D = 219$ мм, $H = 3180$ м (проектная глубина);
- НКГ – в основном, $D = 168$ мм.

Для оборудования скважин используются колонные головки ОКК-1-210-219*324 и фонтанная арматура АФК-150/100-210ХЛ.

При любой конструкции скважины последняя обсадная колонна спускается до проектной глубины, называется эксплуатационной колонной, через которую производится эксплуатация скважины.

Устье скважины обвязывается колонной головкой (ГКК – головка колонная клиновая – и фонтанной арматурой).

Типовая конструкция валанжинской скважины представлена на рисунке 1.2.

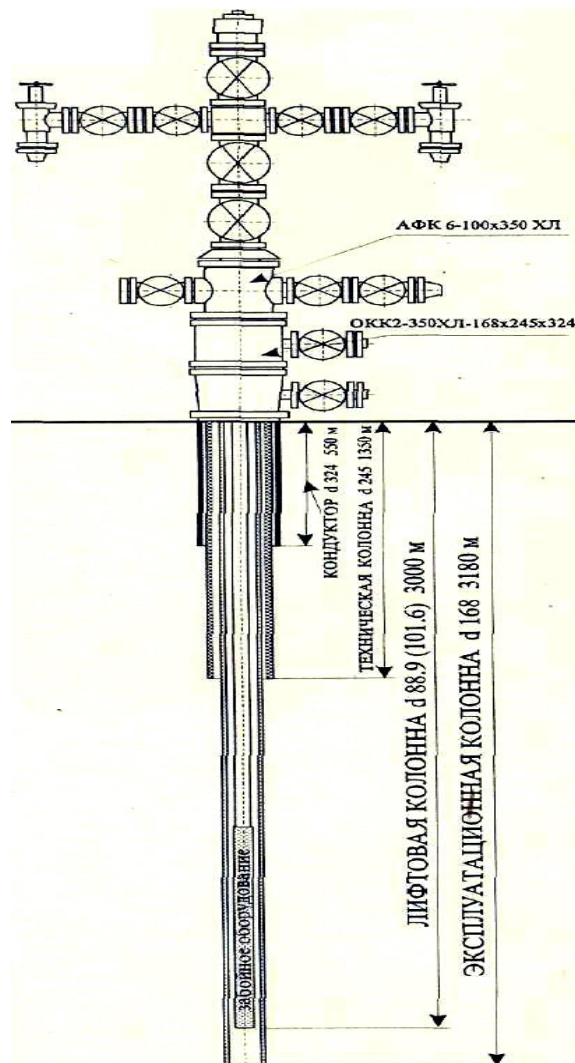


Рисунок 1.2 – Типовая конструкция валанжинской скважины ЯГКМ

ПРОИЗВОДСТВА

2.1 Общая характеристика установки УКПГ-1В

Проектная производительность ГП-1В составляет 21 млрд. м³/год газа. Фактическая максимальная производительность ГП-1В – 16,5 млрд. м³/год газа. Отбор нестабильного газового конденсата при этом составляет ~ 1670 тыс.т./год.

Промысловой обработке подлежит пластовый газ, поступающий от скважин УКПГ-1В и по газопроводам-коллекторам от УППГ-2В, 3В.

Промысловая система сбора газа для кустов скважин зоны УКПГ-1В коллекторно-лучевая, из труб диаметром 168, 219, 273, 325 мм. В 2013 г. после ввода в эксплуатацию новых скважин «нижнемеловых отложений» в работе находилось 110 скважин, сгруппированных в 29 кустов [15]. Схема сбора газа представлена на рисунке 2.1.

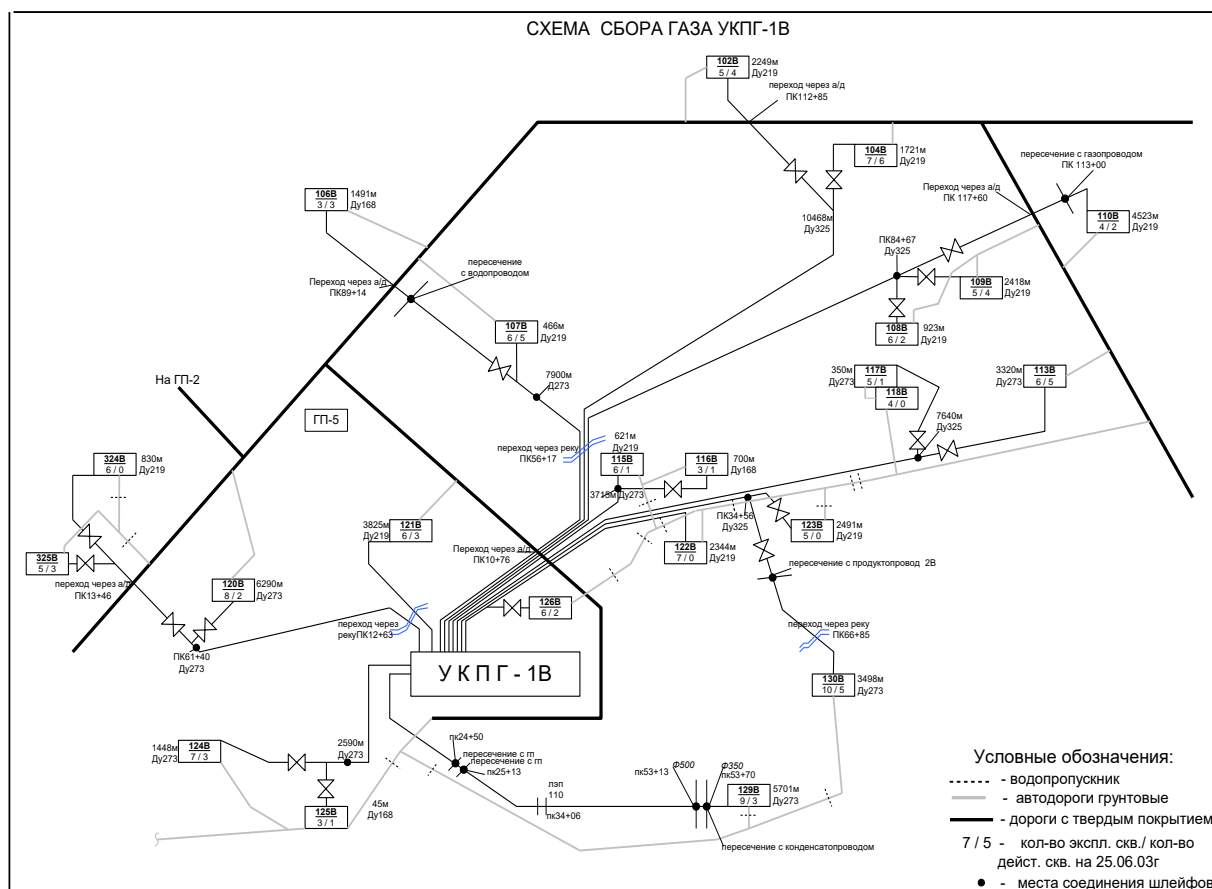


Рисунок 2.1 – Схема сбора газа УКПГ-1В

Подготовка газа к транспорту осуществляется с использованием оборудования производительностью $6,2 \div 10$ млн $\text{м}^3/\text{сутки}$ и включает первичное отделение пластовой жидкости в емкостях-пробкоуловителях, сепарацию пластового газа, компримирование сырого газа на ДКС, охлаждение сырого газа в аппаратах воздушного охлаждения, турбодетандерных агрегатах до температуры от минус 32 до минус 28 °С с последующей абсорбцией углеводородов охлажденным конденсатом и подогревом газа до температуры от минус 5 до минус 2 °С в теплообменниках "газ-газ" для обеспечения режима транспорта по подземным межпромысловым коллекторам.

Газ выветривания из выветривателя В-2 и разделителей Р-2, Р-2р эжектируется высоконапорным газом с абсорберов А-1 и сепараторов С-3 I и II очереди.

Для предотвращения гидратообразования в газопроводах-шлейфах, технологических трубопроводах и аппаратах в схеме подготовки газа предусматривается применение метанола, а также подача в абсорберы А-1 первой и второй очереди в качестве абсорбента водометанольного раствора (ВМР) с концентрацией метанола $70 \div 85\%$ масс.

Сокращение потерь метанола с нестабильным конденсатом достигается снижением его концентрации в водометанольном растворе в разделителях Р-2, Р-2р за счет подачи части ВМР более низкой концентрации, отводимого из абсорберов А-1, А-1р.

Регенерация насыщенного ВМР с концентрацией метанола $5 \div 65\%$ масс. проводится на установке регенерации метанола, входящей в состав I очереди УКПГ-1В.

Регулирование, контроль и управление технологическим процессом осуществляется приборами и средствами автоматики, серийно выпускаемыми приборостроительными заводами [2].

Схема подготовки продукции представлена на рисунке 2.2.

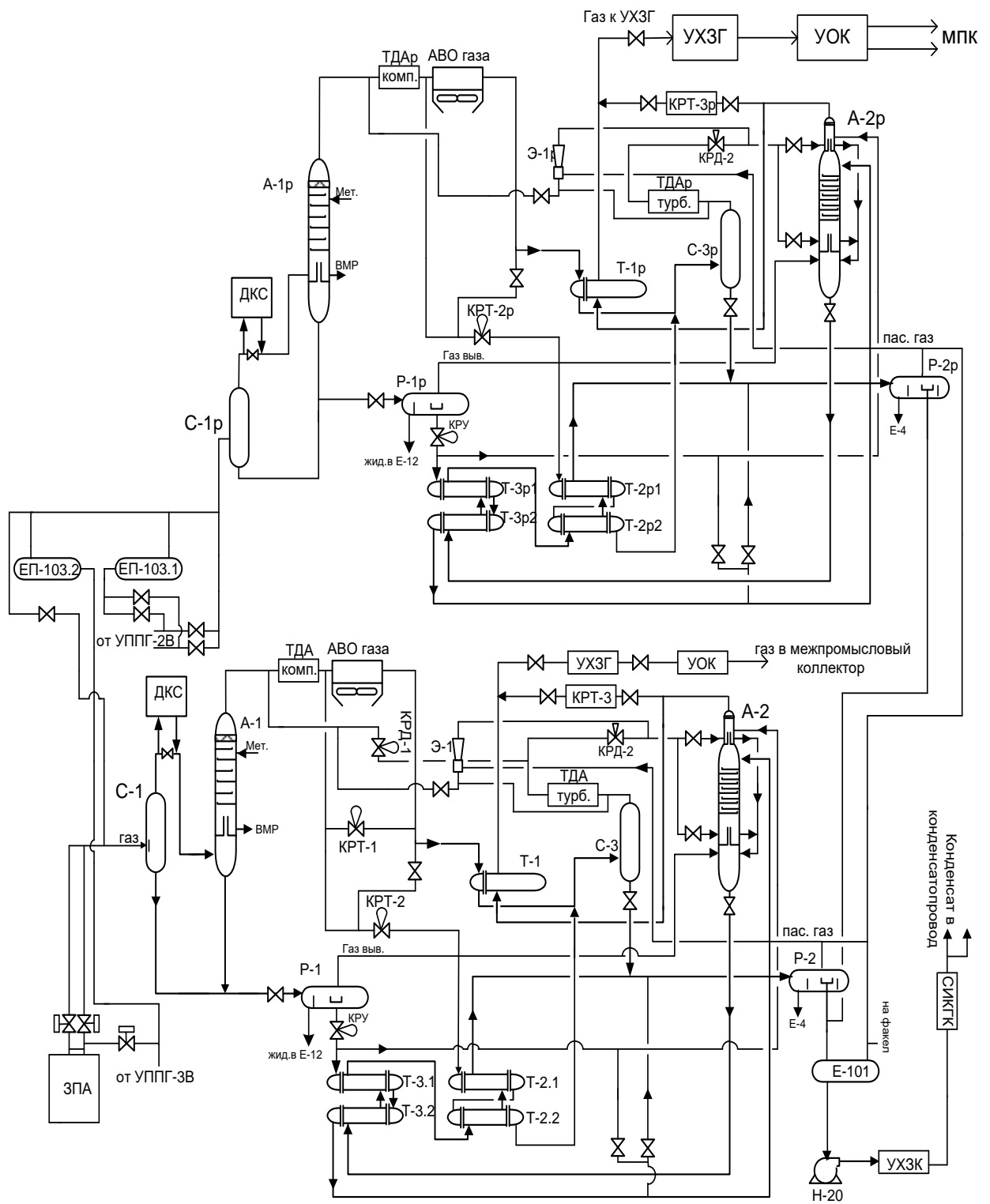


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема подготовки газа и конденсата (I и II очередь) ГП-1В

2.2 Система сбора газа

В 2013 г. после ввода в эксплуатацию новых скважин «нижнемеловых отложений» в работе находилось 110 скважин, сгруппированных в 29 кустов.

Устья скважин оборудованы фонтанной арматурой АФК-100-350хЛ с колонной головкой без управляемой коренной задвижки. Статическое давление газа на устьях скважин 12÷17 МПа, температура 10÷38 °С. Транспорт газа от скважин до УКПГ осуществляется по газопроводам-шлейфам. Способ прокладки шлейфов – надземный, на низких опорах с теплоизоляцией из пенополиуретана и защитным покрытием из металлического листа. Метанолопроводы прокладываются параллельно шлейфам. Проектом предусмотрена система подачи газа от 1-3 кустов скважин в один шлейф. Подача метанола на устья скважин предусмотрена при выводе на режим скважин и шлейфов и при понижении температуры воздуха для предотвращения гидратообразования. На кустовой обвязке скважин «нового» фонда установлены приборы информационно-управляющей системы телемеханики КТМ КГС ООО «Вымпел». Система телемеханики позволяет дистанционно контролировать и регулировать расходы, температуру и давление газа на скважинах и метанола подаваемого для предотвращения гидратообразования [13].

На ГП-1В также подается пластовый газ, добываемый на УППГ-2В, 3В.

Транспорт газожидкостной смеси от УППГ-3В до УКПГ-1В осуществляется по двум газопроводам Ду 500. Транспорт газожидкостной смеси от УППГ-2В до УКПГ-1В осуществляется по двум газопроводам Ду 500 после подключения второго газопровода Ду500 в декабре 2011 г.

При транспорте газа по одному трубопроводу минимальная допустимая производительность должна составлять не менее 6 млн м³/сутки для обеспечения скоростей, обеспечивающих вынос жидкости из пониженных участков.

Прокладка газопроводов – надземная, в теплоизоляции из пенополистерольной скорлупы.

Температура газа на выходе из УППГ-2В, 3В поддерживается в пределах 25...35 °С, что обеспечивает безгидратный транспорт газожидкостной смеси до

УКПГ-1В. Необходимая температура на выходе достигается за счет подогрева части газа в печах.

Возможен также транспорт смеси от УППГ-2В, 3В до УКПГ-1В без подогрева газа, при этом для обеспечения безгидратного транспорта двухфазного потока требуется круглогодичная подача метанола в начале коллекторов.

Газ от УППГ-3В от узла подключения, размещаемого на территории I очереди, по трубопроводу Ду 700 поступает в пробкоуловитель ЕП-103 № 2.

Прием газа от УППГ-2В производится на площадке II очереди по двум трубопроводам Ду 700.

Газ нового фонда скважин с ЗПА УКПГ-1В направляется по одному коллектору Ду 400 на пункт сепарации пластового газа I очереди.

При снижении давлений нового фонда скважин до значений старого фонда, имеется технологическая возможность подать газ ЗПА УКПГ-1В, УППГ-2В, УППГ-3В на пункт сепарации пластового газа I, II очереди.

2.3 Пункт сепарации пластового газа

Пункт сепарации пластового газа предназначен для отделения газа от конденсата, пластовой воды и механических примесей.

В пункте сепарации II очереди размещено следующее оборудование:

- блок первичных сепараторов С-1р/1÷5, с арматурными блоками БА-1р/1÷5;
- арматурные блоки разделителей II ступени Ар-07/1÷4.

Сырой пластовый газ от ЗПА УКПГ-1В, УППГ-3В, УППГ-2В через ЕП-103/1,2 по коллекторам с давлением до 10,0 МПа и температурой 15÷20°С поступает через пневмокраны Г-601/1÷3 в сепараторы С-1/1÷3 и Г-601р/1÷5 в сепараторы

С-1р/1÷5, в которых происходит отделение газа от конденсата, пластовой воды и механических примесей [15].

Из сепараторов С-1р/1-5 сырой газ «старого» фонда через пневмокраны Г-602р/1÷5 по коллектору Ду 700 поступает на узел подключения к ДКС, проходит через сепараторы С-1№1-6 Установки очистки газа (УОГ) и направляется на ГПА-10 ДКС для компримирования до 9,5 МПа.

КРУ-1р поступает на установку подготовки газа и извлечения конденсата II очереди в разделители Р-1р/1÷8 по четырем трубопроводам Ду 150.

Имеется возможность аварийного сброса жидкости из сепараторов I и II очереди на установку технологических емкостей I очереди по коллектору Ду 150.

Сырой газ через узел подключения ДКС к УКПГ по коллекторам Ду700 поступает на установку очистки газа в сепараторы С-1 /1-6. Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат внутренним диаметром 2600 мм, состоит из 4 секций:

- секции предварительной очистки газа от механических примесей и жидкости, представляющей собой узел ввода газа с отклоняющей пластиной и коагулятором;
- секции промежуточной очистки газа, состоящей из тарелки, на которой установлены сепарационные прямоточные центробежные элементы по ГПР 1021 в количестве 131 шт.;
- секции окончательной очистки газа, состоящей из тарелки, на которой установлены центробежные элементы по ГПР 515 в количестве 233 шт.;
- нижней секции с защитным листом и узлом выхода жидкости.

Нижняя часть аппарата служит сборником жидкости.

Жидкость из сборника жидкости направляется в разделитель Р-1 установки подготовки газа и извлечения конденсата (в линию 182 2 очереди или в линию 59 1 очереди УКПГ-1В).

Количество рабочих сепараторов определяется текущей производительностью УКПГ по газу, а также давлением газа во входном коллекторе сепараторов.

Очищенный газ после УОГ подается на компримирование по двум теплоизолированным трубопроводам Ду 700 мм объединенных в кольцо.

Дренажи из сепараторов направляются в емкость Е-1, откуда насосом Н-1

откачиваются в емкость Е-8ар № 32 – очереди УКПГ.

Стоки после пропарки и от промывки сепараторов и емкости Е-1 поступают в КНС промстоков с последующей откачкой на установку закачки стоков в пласт, где подвергаются механической очистке, после чего закачиваются в поглощающие горизонты.

2.4 Установка подготовки газа и извлечения конденсата

Установка включает четыре технологических линии. В абсорберах А-1р, состоящих из сепарационной, массообменной и фильтрующей секций, производится отделение жидкости и механических примесей от газа и отдувка газом метанола из водометанольного раствора. При этом метанол переходит в паровую фазу и по мере снижения температуры при охлаждении газа конденсируется, предотвращая гидратообразование. В абсорберах углеводородов А-2р, состоящих из кубовой, абсорбционной и сепарационной секций, производится извлечение углеводородов абсорбентом – охлажденным конденсатом из разделителей Р-1р (2 аппарата в нитке) через Т-3р.

Для охлаждения газа применяются воздушные холодильники ВХ-1р (4 в нитке), обвязанные параллельно-последовательно, турбодетандерные агрегаты БТДА-1р (2 шт.), работающие по схеме "компрессор-турбина". Для рекуперации холода газовых и конденсатных потоков используются кожухотрубчатые теплообменники Т-1р (газ-газ), Т-2р (газ-конденсат) и Т-3р (конденсат-конденсат). Теплообменники Т-2р и Т-3р смонтированы попарно и по межтрубному пространству обвязаны последовательно.

Для предотвращения гидратообразования предусмотрен подвод метанола через панели ИНГ-2р и систему трубопроводов индивидуальной подачи.

Для сокращения потерь метанола схемой предусматривается подача части ВМР, отбираемого с "полуглухой" тарелки А-1р/1÷4 в разделители Р-2р для разбавления водометанольной фазы, что снижает растворимость метанола в углеводородном конденсате.

В низкотемпературных сепараторах С-3р отделяется конденсат и ВМР, выделившиеся при охлаждении газа в воздушных холодильниках ВХ-1р/1÷8 и теплообменниках Т-1р.

В разделителях Р-1р происходит выветривание газа, разделение на конденсат и метанольную воду [15].

Сырой газ, с давлением до 10,0 МПа и температурой 15÷30°С из пункта сепарации пластового газа по коллектору через ДКС (Р = до 9,5МПа) и входные пневмокраны Г-201 поступает в абсорберы А-1р/1÷4, в которых последовательно проходит секции:

- сепарационную, где происходит отделение газа от конденсата и пластовой воды, которые через клапан-регулятор уровня поз. КРУ-2р, дроссельную шайбу поступают в разделители Р-1р/1÷8;

- массообменную, где происходит отдувка газом метанола из ВМР с концентрацией метанола 70÷85% масс, подаваемого на верхнюю тарелку секции насосами Н-10/5÷13 из емкости Е-4 установки регенерации метанола. С полуглухой тарелки отдувочной секции, ВМР с концентрацией метанола 10÷75% масс, через клапан-отсекатель, дроссельную шайбу, клапан-регулятор уровня поз. КРУ-1р и далее по коллектору насыщенного ВМР поступает в разделители насыщенного ВМР Р-3/1,2 установки регенерации метанола, а часть его через регулятор расхода КРР-6р - в линию подачи конденсата - в разделители II ступени Р-2р (при концентрации ВМР-75%);

- фильтрующую, где капельный ВМР, выносимый потоком газа, коагулируется на сетке фильтра, попадает через линию насыщенного ВМР в арматурный блок АР-02р.

Газ из абсорберов А-1р/1÷4 через диафрагмы, клапаны-регуляторы расхода поз. КРР-1р/1÷4, выходной пневмокран Г-202р/1÷4 поступает на коллекторы турбодетандерных агрегатов БТДА-1р/1÷8 в компрессор где компримируется до давления 12,0 МПа и нагревается до температуры 30÷45°С. Далее в воздушные холодильники ВХ-1р/1÷8, где охлаждается до температуры минус 5÷30°С.

В теплообменниках газ охлаждается поступающими в межтрубное пространство из абсорберов А-2р/1÷4, потоками:

- в Т-1р/1÷4 газа с температурой минус 32÷-28°С;
- в Т-2р/1÷8 конденсата с температурой минус 15÷-10°С.

Из теплообменников Т-1р/1÷4 и Т-2р/1÷8 охлажденный газ с температурой 5 °С минус 15°С поступает в низкотемпературные сепараторы С-3р/1÷4, где от газа отделяется жидкая фаза, которая через клапан-регулятор уровня поз. КРУ-5р поступает в трубопроводы подачи конденсата в разделители Р-2р/1÷4.

Газ из сепараторов С-3р/1÷4 проходит через турбины БТДА-1р/1÷8, где охлаждается до температуры минус 37÷-25°С и с давлением до 7,5 МПа поступает в абсорберы углеводородов А-2р/1÷4.

В холодный период года при давлении газа в А-1р 9,5 МПа, достижение температуры минус 32÷-28°С возможно без применения турбодетандерных агрегатов БТДА-1р/1÷8 за счет дроссель-эффекта, получаемого на клапане-регуляторе давления КРД-2р, при этом газ проходит по байпасам компрессора и турбины БТДА.

В абсорберах углеводородов А-2р/1÷4 газ последовательно проходит секции:

- абсорбционную, в которую поступает над нижней тарелкой секции. В абсорбционной секции происходит извлечение (абсорбция) из газа углеводородов С₃₊ охлажденным конденсатом из разделителей Р-1р/1÷8, подаваемым на орошение под верхнюю тарелку секции;
- сепарационную, где происходит отделение газа от капельного конденсата, выносимого потоком газа.

Из абсорберов А-2р/1÷4 осушенный газ под давлением до 7,5 МПа с температурой минус 32÷-28°С через регулятор давления "до себя" КРД-3р, пневмокран Г-230р поступает в межтрубное пространство теплообменников Т-1р/1÷4.

Регулирование температуры товарного газа осуществляется клапаном - регулятором температуры поз. КРТ-3р/1÷4.

Из межтрубного пространства теплообменников Т-1р/1÷4 газ с температурой минус 5÷-2°С через пневмокраны Г-232р/1÷4 поступает в коллектор осушенного газа и далее на I очередь УКПГ-1В, где через кран Г-506,2 направляется на общий пункт хозрасчетного замера газа.

Для защиты промышленного коллектора на трубопроводе осушенного газа установлены 6 предохранительных клапанов производительностью 10 млн. м³/сутки, с P_н= 7,88 МПа. Каждый клапан может отключаться от коллекторов входа и выхода задвижками, опломбированными в открытом состоянии. Одновременно допускается отключение только одного клапана.

В разделителях Р-1р/1÷8 происходит разделение конденсата от пластовой воды и дегазация жидкой фазы. Газ из разделителей Р-1р/1÷8 через клапаны-регуляторы давления поз. КРД-4р поступает в кубовую секцию абсорберов А-2р/1÷4.

Пластовая вода из разделителей Р-1р/1÷8 через клапан-отсекатель поз. КРУ-4р поступает в емкость Е-12 установки регенерации метанола I очереди. При повышении концентрации ВМР свыше 5% -направляется в Р-3/1,2 ЦРМ.

Конденсат из разделителей Р-1р/1÷8 через клапан-регулятор уровня КРУ-5р направляется в трубное пространство теплообменников Т-3р/1÷8, где охлаждается до температуры минус 32÷15°С конденсатом, поступающим в межтрубное пространство из кубовой части абсорберов А-2р/1÷4, и поступает на орошение под верхнюю тарелку абсорбционной секции абсорберов А-2р/1÷4.

В абсорберах А-2р/1÷4 конденсат с полуглухих тарелок абсорбционной и сепарационной секций поступает в кубовую секцию. Из кубовой секции абсорберов А-2р/1÷4 конденсат через клапаны-регуляторы уровня поз. КРУ-6р подается в межтрубное пространство теплообменников Т-3р/1÷8 (конденсат-конденсат), а затем Т-2р/1÷8 (газ-конденсат), где газом, подаваемым в трубное пространство, регулируется температура конденсата поступающего из Т-2р в разделители Р-2р/1÷4.

Схемой предусмотрен вывод конденсата в емкости аварийного слива Е-1/1÷6 установки технологических емкостей ГСМ, конденсата и метанола I очереди.

В абсорберах А-1р/1÷4 контролируется перепад давления, расход газа, температура газа, регулируются: уровни конденсата в сепарационной секции и ВМР на полуглухой тарелке отдувочной секции, расход ВМР.

В коллекторах входа и выхода газа воздушных холодильников ВХ-1р/1÷8 контролируются:

- давление и температура на выходе;
- перепад давления между выходом и входом.

Предусмотрен местный контроль температур газа на выходе каждой пары секций АВО.

Включение и выключение вентиляторов воздушных холодильников ВХ-1р/1÷8 осуществляется оператором с пульта (по месту) в зависимости от температуры газа из абсорберов А-2р и температуры воздуха.

В сепараторах С-3р/1÷4 контролируется давление, перепад давления, температура, регулируется уровень конденсата.

В эжекторах ЭГ-2р/1÷4 контролируется:

- давление, расход активного и пассивного газов;
- температура общего потока газа.

В узле КРД-2р контролируется давление до дросселя, контролируется и регулируется давление после дросселя.

В теплообменниках Т-1р/1÷4 контролируется:

- в трубном пространстве – перепад давления между входом и выходом, давление и температура на входе и выходе;
- в межтрубном пространстве давление и температура на входе и выходе, перепад давления.

В теплообменниках Т-2р/1÷8 контролируется:

- в трубном пространстве – перепад давления между входом и выходом, давление и температура на входе и выходе;

- в межтрубном пространстве давление и температура конденсата на входе и выходе.

В теплообменниках Т-3р/1÷8 контролируется в трубном и межтрубном пространстве давление и температура на входе и выходе, перепад давления.

В абсорберах углеводородов А-2р/1÷4 контролируется: перепад давления, давление газа на входе, температура: выхода осушенного газа, кубовой части, контролируются уровни конденсата: на полуглухих тарелках сепарационной и абсорбционной секций соответственно, уровень конденсата в кубе регулируются: уровень конденсата в кубовой секции, расход конденсата в абсорбционную секцию, давление в абсорбере.

В разделителях Р-1р/1÷8 контролируется и регулируется давление соответственно, регулируются уровни: конденсата и метанольной воды.

В летний период температурный режим процесса низкотемпературной абсорбции углеводородов обеспечивают турбодетандерные агрегаты БТДА-1р/1÷8, работу которых поддерживает автономная агрегатная автоматика.

На пульт оператора выведены:

- контроль работы агрегатной автоматики;
- прием аварийных сигналов и сигналов состояния агрегатов от агрегатной автоматики;
- подача команд, вводимых с пульта или дисплея, на агрегатную автоматику.

3 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

3.1 Обоснование выбора ингибитора гидратообразования

В процессе эксплуатации Ямбургского месторождения существуют условия образования гидратов, как в системе сбора газа, так и в технологическом оборудовании установки подготовки газа к транспорту, что диктует необходимость использования методов борьбы с гидратами.

В России метанол в качестве ингибитора гидратообразования получил широкое распространение на всех действующих месторождениях Крайнего Севера. В зарубежной практике более широкое распространение получил моноэтиленгликоль (МЭГ). Использование каждого из указанных ингибиторов имеет как свои достоинства, так и недостатки [13].

Практически повсеместное применение водного раствора метанола в России объясняется следующими основными причинами:

- легкая смешиваемость с газом благодаря высокой летучести;
- низкая температура замерзания (вплоть до минус 90 °С);
- способность не только предотвращать гидратообразование, но и разлагать гидратные пробки;
- малая вязкость;
- слабая коррозионная активность;
- сравнительно низкая стоимость и широкая промышленная база производства.

Существенными недостатками применения метанола являются:

- высокая токсичность;
- пожарная опасность;
- высокие потери с товарным газом (до 0,4 г/м³), так безвозвратные потери составят до 4500 т/год.

Применение МЭГ в зарубежной практике обусловлено следующими причинами:

- малая растворимость в природном газе и, следовательно, малые безвозвратные потери (примерно в 20 раз меньше по сравнению с метанолом);
- меньшая, по сравнению с метанолом, токсичность;
- слабая воспламеняемость;
- меньшие энергетические затраты на регенерацию.

Недостатками применения МЭГ по сравнению с метанолом являются:

- более высокая температура замерзания (минус 40 °С при концентрации 60 % – 80 %);
- большая вязкость;
- коррозионная активность при высоких температурах (например – в процессе регенерации);
- более высокая стоимость и отсутствие опыта применения в условиях Крайнего Севера [4].

3.2 Варианты подачи ингибитора в зависимости от технологии

Вариант 1. Антигидратный реагент метанол в сочетании с гликолевой осушкой газа

В систему сбора подаётся метанол. При поступлении на берег, метанол распределяется между газом первичной сепарации и отделяемым ВМР в соответствии с давлением, температурой и концентрацией в водной фазе. Метанол с газом сепарации поступает в абсорбер, где улавливается потоком гликоля, причём из-за относительно высоких температур работы колонны, эффективность перехода метанола в гликоль будет невысокой, поэтому заметная часть метанола теряется с осушенным газом. Уловленный метанол поступает на установку регенерации гликоля, оттуда – с отпаренной водой на установку регенерации метанола. Соответственно, сточные воды будут содержать оба реагента. Таким образом, вариант характеризуется двумя системами регенерации – метанола и гликоля, сниженными потерями метанола.

Вариант 2. Антигидратный реагент МЭГ в сочетании с гликолевой осушкой газа

МЭГ подаётся на устье скважин, вследствие низкой летучести, потребуется также подача перед АВО ДКС. В зимних условиях возможно образование гидратов в рядах трубок, ближайших к вентилятору. Насыщенный МЭГ будет выделяться во входном сепараторе УКПГ и направляться на установку регенерации. Газ сепарации после ДКС поступает на осушку. Для минимизации количества применяемых реагентов, в качестве абсорбента целесообразно также применение МЭГ. Для обеспечения точки росы на уровне минус 20 °С, необходимая концентрация МЭГ составляет выше 99 %, что предполагает вакуумную систему регенерации. В отличие от предыдущего варианта, товарный газ не будет содержать метанол, поэтому не исключено, что для предотвращения замерзания унесённого из колонны абсорбции МЭГ в СОГ потребуются дополнительные меры. Таким образом, вариант характеризуется двумя системами регенерации МЭГ, одна из которых вакуумная, не менее одной системы удаления солей, отсутствием опыта работы с подобными системами, повышенными требованиями к содержанию механических примесей, повышенными требованиями к сепарационному оборудованию.

Вариант 3. Антигидратный реагент метанол в сочетании с НТС

Система подачи метанола та же, что и в варианте 1. Часть метанола поступает с газом первичной сепарации. На УКПГ метанол подаётся перед промежуточным сепаратором. ВМР собирается из первичного, промежуточного и низкотемпературного сепараторов и направляется на регенерацию. Вариант характеризуется одной системой регенерации, значительными потерями метанола с товарным газом. Однако, система НТС с применением метанола хорошо отработана, имеется большой опыт проектирования и эксплуатации. Не требуется высокой эффективности сепарационного оборудования.

Вариант 4. Антигидратный реагент МЭГ в сочетании с НТС

Схема подачи на устье и особенности применения МЭГ как антигидратного реагента – те же, что и для варианта 2. На установке НТС требуется дополнительная точка подачи – перед детандером ТДА. Это приведёт к снижению

его КПД, необходимости отдельной установки регенерации МЭГ, и скорее всего, установки удаления солей [6]. Возможны проблемы с теплообменниками газ-газ. Для минимизации поступления солей на установку НТС необходима высокая эффективность сепарационного оборудования. При наличии конденсата в пластовой смеси, возможно ограничение по температуре НТС. Требуется мелкодисперсный распыл МЭГ по потоку, тщательный контроль концентрации подаваемого МЭГ. К преимуществам варианта следует отнести осушающее действие гликоля, особенно в системе НТС, что приведёт к снижению точки росы по воде и, соответственно, к снижению мощности головной КС. Вариант характеризуется одной или двумя установками регенерации и удаления солей, повышенными требованиями к сепарационному оборудованию, необходимостью тщательного контроля содержания механических примесей и концентрации подаваемого МЭГ, малым опытом эксплуатации аналогичных систем. Варианты подачи разных реагентов на устье и в систему НТС рассматривать нецелесообразно, так как они содержат недостатки обоих реагентов.

Учитывая вышеизложенное, в качестве ингибирования гидратообразования в системе сбора пластового газа и для технологии подготовки газа принят метанол как наиболее апробированный и надежно зарекомендовавший себя в отечественной газовой промышленности ингибитор гидратообразования. Использование метанола позволит гарантированно защитить трубопроводы сбора и установку подготовки газа от образования гидратов и обеспечить их надежную эксплуатацию на протяжении всего периода разработки.

3.3 Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов

Порядок расчета:

Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов предусматривает оценку изменения термобарических параметров на выходе из трубопровода [7]. В качестве примера возьмем куст №113 в зимний период эксплуатации.

Газ на установку комплексной подготовки газа подается от куста скважин по теплоизолированному шлейфу.

Исходные данные представлены в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Параметры газа, грунта, расстояние от скважины до УКПГ [15]:

Наименование величины, обозначение, единица измерения	Значение
Q расход, млн.м ³ /сут	0,394
ω скорость газа в шлейфе, м/с	1,5
P давление в начале шлейфа P, МПа	7,29
T температура в начале шлейфа, К	296
T _{гр} температура грунта на глубине прокладки газопровода, К	233
L расстояние от скважины до УКПГ, м	10960

Таблица 3.2 – Состав газовой смеси и параметры компонентов

Компонент	y_i	T _{кр} , К	P _{кр} , МПа	$\mu \cdot 10^{-12}$, МПа · с	ρ_0 , кг/м ³
1	2	3	4	5	6
CH ₄	93,39	190,5	4,88	1,05	0,717
C ₂ H ₆	4,34	305,4	5,07	0,87	1,344
C ₃ H ₈	1,2	369,8	4,42	0,76	1,967
iC ₄ H ₁₀	0,156	408,1	3,8	0,7	2,6
nC ₄ H ₁₀	0,154	425,5	3,95	0,7	2,6
nC ₅ H ₁₂	0,0143	469,7	3,5	0,63	3,22
C ₅₊	0,001	574	3,13	0,62	3,88
C ₇₊	0,0075	540,1	2,75	0,526	4,7
C ₈₊	0,0059	568,8	2,51	0,714	5,1
CO ₂	0,31	304	7,64	1,39	1,977

Продолжение таблицы 3.2

N ₂	0,395	125,9	3,53	1,7	1,251
He	0,0067	5,1	0,24	1,8	0,178

Необходимо рассчитать температуру и давление на входе в УКПГ.

Порядок расчета [11]:

Первым шагом определим псевдокритические параметры $P_{пк}$, $T_{пк}$.
Необходимые значения критического давления P_k и критической температуры T_k
для отдельных компонентов возьмем из таблицы 3.2.

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^n P_{кри} \cdot y_i, \quad (3.1)$$

где $P_{кри}$ – критическое давление i -го компонента, МПа;

y_i – доля i -го компонента.

$$T_{пк} = \sum_{i=1}^n T_{кри} \cdot y_i, \quad (3.2)$$

где $T_{кри}$ – критическая температура i -го компонента, К.

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n \rho_0 \cdot y_i, \quad (3.3)$$

где ρ_0 – плотность i -го компонента в нормальных условиях, кг/м³.

$$\begin{aligned} P_{пк} = & 4,88 \cdot 0,9339 + 5,07 \cdot 0,0434 + 4,42 \cdot 0,012 + 3,8 \cdot 0,00156 + \\ & + 3,95 \cdot 0,00154 + 3,51 \cdot 0,000196 + 3,5 \cdot 0,000143 + 3,13 \cdot 0,00001 + \\ & + 2,75 \cdot 0,000075 + 2,51 \cdot 0,000059 + 7,64 \cdot 0,0031 + 3,53 \cdot 0,00395 + \\ & + 0,24 \cdot 0,000067 = 4,88 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{пк} = & 190,5 \cdot 0,9339 + 305,4 \cdot 0,0434 + 369,8 \cdot 0,012 + 408,1 \cdot 0,00156 + \\ & + 425,5 \cdot 0,00154 + 460,4 \cdot 0,000196 + 469,7 \cdot 0,000143 + 574 \cdot 0,00001 + \\ & + 540,1 \cdot 0,000075 + 568,8 \cdot 0,000059 + 304 \cdot 0,0031 + 125,9 \cdot 0,00395 + \\ & + 5,1 \cdot 0,000067 = 198,57 \text{ К.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \rho_{см} = & 0,717 \cdot 0,9339 + 1,344 \cdot 0,0434 + 1,967 \cdot 0,012 + 2,6 \cdot 0,00156 + \\ & + 2,6 \cdot 0,00154 + 3,22 \cdot 0,000196 + 3,22 \cdot 0,000143 + 3,88 \cdot 0,00001 + \\ & + 4,7 \cdot 0,000075 + 5,1 \cdot 0,000059 + 1,977 \cdot 0,0031 + 1,251 \cdot 0,00395 + \\ & + 0,178 \cdot 0,000067 = 0,772 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

Используя значения $T_{пк}$ и $P_{пк}$, рассчитаем приведенные параметры газа при нормальных и рабочих условиях:

$$T_{np}^0 = \frac{T_0}{T_{нк}} = \frac{273}{198,55} = 1,375; P_{np}^0 = \frac{P_0}{P_{нк}} = \frac{0,101325}{4,88} = 0,0208; \quad (3.3-3.6)$$

$$T_{np}^p = \frac{T_p}{T_{нк}} = \frac{296}{198,57} = 1,491; P_{np}^p = \frac{P_p}{P_{нк}} = \frac{7,29}{4,88} = 1,493.$$

Далее найдем коэффициент сверхсжимаемости газа при рабочих условиях z_p и нормальных условиях z_n по формуле Латонова-Гуревича.

$$z_n = (0,4 \cdot \lg T_{np}^0 + 0,73)^{P_{np}^0} + 0,1 \cdot P_{np}^0; \quad (3.7)$$

$$z_n = (0,4 \cdot \lg 1,375 + 0,73)^{0,0208} + 0,1 \cdot 0,0208 = 0,997;$$

$$z_p = (0,4 \cdot \lg T_{np}^p + 0,73)^{P_{np}^p} + 0,1 \cdot P_{np}^p; \quad (3.8)$$

$$z_p = (0,4 \cdot \lg 1,491 + 0,73)^{1,493} + 0,1 \cdot 1,493 = 0,865.$$

По формуле 3.9 рассчитаем объёмный расход газа в рабочих условиях

$$q = \frac{Q \cdot z_p \cdot 10^6}{P \cdot z_n \cdot 86400 \cdot 9.8}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.9)$$

где Q_z – расход газа в нормальных условиях, млн. м³/сут;

T_p, T_0 – рабочая и нормальная (273К) температура, К;

P – давление в расчётной точке шлейфа, МПа;

z_p, z_0 – коэффициент сверхсжимаемости при рабочих и нормальных условиях.

$$q = \frac{0,394 \cdot 10^6 \cdot 0,865}{7,29 \cdot 0,997 \cdot 86400 \cdot 9,8} = 0,055 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутренний диаметр трубопровода определим по формуле:

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{q}{0,785 \cdot \omega}}, \quad (3.10)$$

где ω – скорость потока в шлейфе, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$.

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{0,055}{0,785 \cdot 1,5}} = 217 \text{ мм}.$$

Фактические значения диаметров газопровода представлены в таблице А.1 приложения А.

d_n наружный диаметр = 273 мм.

δ толщина стенки = 13 мм.

$d_{вн}$ внутренний диаметр = 247 мм.

Фактическая скорость потока:

$$\omega = \frac{q}{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2}, \quad (3.11)$$

где $d_{\text{вн}}$ – фактический внутренний диаметр трубопровода, м.

$$\omega = \frac{0,055}{0,785 \cdot 0,247^2} = 1,498 \text{ м/с.}$$

Наружный диаметр трубопровода:

$$d_{\text{н}} = d_{\text{вн}} + 2 \cdot (\delta_{\text{т}} + \delta_{\text{из}}), \quad (3.12)$$

где $\delta_{\text{т}}, \delta_{\text{из}}$ – толщины стенок трубы и изоляции соответственно, м.

$$d_{\text{н}} = 217 + 2 \cdot (13+50) = 343 \text{ мм.}$$

Принимаем $d_{\text{н}} = 273 \text{ мм.}$

Общий коэффициент теплопередачи:

Принимаем $K = 1,75 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$, так как параметры грунта неизвестны.

Определяем плотность газа в рабочих условиях $\rho_{\text{р}}$.

$$\rho_{\text{р}} = \frac{\rho_0 \cdot z_{\text{н}} \cdot T_{\text{н}} \cdot P_{\text{р}}}{P_{\text{н}} \cdot z_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}}}, \quad (3.13)$$

где ρ_0 – плотность газа в нормальных условиях, кг/м^3 ;

$T_{\text{р}}$ – рабочая температура, К;

$P_{\text{р}}$ – рабочее давление, МПа;

$T_{\text{н}}$ – нормальная температура, 293К;

$P_{\text{н}}$ – нормальное давление, 0,102МПа;

$z_{\text{р}}, z_{\text{н}}$ – коэффициенты сверхсжимаемости газа при рабочих и нормальных условиях.

$$\rho_{\text{р}} = \frac{0,772 \cdot 0,997 \cdot 293 \cdot 7,29}{0,1013 \cdot 0,865 \cdot 296} = 63,41 \text{ кг/м}^3.$$

Вязкость смеси в нормальных условиях:

$$\mu_0 = \sum_{i=1}^n \mu_{0i} \cdot y_i, \quad (3.14)$$

где μ_{0i} – вязкость i -го компонента в нормальных условиях, $\text{мПа} \cdot \text{с}$.

$$\begin{aligned} \mu_0 &= 1,05 \cdot 0,9339 + 0,87 \cdot 0,0434 + 0,76 \cdot 0,012 + 0,7 \cdot 0,00156 + \\ &+ 0,7 \cdot 0,00154 + 0,65 \cdot 0,000196 + 0,63 \cdot 0,000143 + 0,62 \cdot 0,00001 + \\ &+ 0,526 \cdot 0,000075 + 0,714 \cdot 0,000059 + 1,39 \cdot 0,0031 + 1,7 \cdot 0,00395 + \\ &+ 1,8 \cdot 0,000067 = 1,041 \cdot 10^{-12} \text{ мПа} \cdot \text{с.} \end{aligned}$$

Вязкость смеси в рабочих условиях определим по графику Б.1 приложения Б.

$$\mu_p = 0,0125 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Определяем число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{w \cdot d_{\text{вн}}}{10^3 \cdot \nu} = \frac{w \cdot d_{\text{вн}} \cdot \rho_p}{10^3 \cdot \mu}, \quad (3.15)$$

где w – средняя скорость газа в шлейфе, м/с;

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

ρ_p – плотность потока при рабочих условиях, кг/м³;

μ – динамическая вязкость потока, Па·с;

ν – кинематическая вязкость потока, м/с.

$$\text{Re} = \frac{1,498 \cdot 217 \cdot 963,41}{10^3 \cdot 0,014 \cdot 10^{-3}} = 147243,9.$$

По таблице А.2 приложения А, определим значение эквивалентной абсолютной шероховатости труб:

$$K_{\text{ш}} = 500 \text{ мкм}.$$

По формуле 3.16 найдем коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2 \cdot K_{\text{ш}}}{10^3 \cdot d_{\text{вн}}} \right)^{0,2}, \quad (3.16)$$

где $K_{\text{ш}}$ – шероховатость стен труб, мкм

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{147243,9} + \frac{2 \cdot 500}{10^3 \cdot 217} \right)^{0,2} = 0,0238.$$

Далее необходимо рассчитать удельную теплоемкость газовой смеси при рабочей температуре и атмосферном давлении. Значения удельной теплоемкости компонентов представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Значения удельной теплоемкости компонентов

Компонент	$C_p^0, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$
CH ₄	2,22
C ₂ H ₆	1,73
C ₃ H ₈	1,57
iC ₄ H ₁₀	1,5
nC ₄ H ₁₀	1,5
iC ₅ H ₁₂	1,45
nC ₅ H ₁₂	1,45
C ₅₊	1,42

C_{7+}	1,68
CO_2	0,846
N_2	1,043
He	0,859
$c_{pсм}^0 = \Sigma(c_{pi}^0 \cdot y_i)$	2,1793

$$c_{pсм}^0 = \sum_{i=1}^n c_{pi}^0 \cdot y_i, \quad (3.17)$$

$$\begin{aligned} c_{pсм}^0 &= 2,22 \cdot 0,9339 + 1,73 \cdot 0,0434 + 1,57 \cdot 0,012 + 1,5 \cdot 0,00156 + \\ &+ 1,5 \cdot 0,00154 + 1,45 \cdot 0,000196 + 1,45 \cdot 0,000143 + 1,42 \cdot 0,00001 + \\ &+ 1,68 \cdot 0,000075 + 0,846 \cdot 0,0031 + 1,043 \cdot 0,00395 + 0,859 \cdot 0,000067 = \\ &= 2,1793 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}. \end{aligned}$$

Определим поправку к теплоемкости при рабочем давлении по рисунку Б.2 приложения Б.

$$\Delta C_p = 9,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}.$$

Теплоемкость смеси при рабочих параметрах:

$$C_p = c_{pсм}^0 \cdot M + \Delta C_p, \quad (3.18)$$

где M – молекулярная масса газовой смеси, $M = 17,281 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$.

$$C_p = 2,1793 \cdot 17,281 + 9,5 = 47,16 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}.$$

Определяем параметр Шухова

$$a = \frac{262,3 \cdot \text{К} \cdot \text{дн}}{Q \cdot \Delta C_p \cdot 10^6}, \quad (3.19)$$

где K – коэффициент теплопередачи от транспортируемого газа к окружающей среде, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$;

C_p – изобарическая теплоемкость газа, $\text{кДж}/\text{кг}$;

d_n – наружный диаметр газопровода, мм .

$$a = \frac{262,3 \cdot 1,75 \cdot 343}{0,394 \cdot 0,55 \cdot 47,16 \cdot 10^6} = 0,0154 \text{Вт} / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

По формуле 3.20 определим среднюю температуру газа на расчетном участке

$$T_{cp} = T_{гр} + \frac{T_n - T_{гр}}{a \cdot l} \cdot (1 - e^{-a \cdot l}), \quad (3.20)$$

где T_{cp} – средняя температура грунта на расчетном участке, К ;

T_n – температура на начальном участке газопровода, К ;

$T_{гр}$ – температура грунта на глубине прокладки газопровода, К;

e – основание натуральных логарифмов, $e=2,718$;

a – параметр Шухова.

$$T_{cp} = 233 + \frac{296 - 233}{0,154 \cdot 10,96} \cdot (1 - e^{-0,0154 \cdot 10,96}) = 290,968 \text{ К}.$$

Определяем давление газа на входе в УКПГ

$$P_1 = \sqrt{P_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot z_p \cdot l}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot d_{вн}^5}}, \quad (3.21)$$

где P_H – давление газа в начале газопровода, МПа;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода;

T_{cp} – средняя температура в газопроводе, К;

l – длина газопровода, км;

Δ – относительная плотность газа в нормальных условиях.

$$P_1 = \sqrt{10^2 - \frac{0,394^2 \cdot 0,0238 \cdot 0,55 \cdot 290,968 \cdot 0,865 \cdot 10,96}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot 217^5}} = 7,211 \text{ МПа}.$$

Определяем среднее давление в шлейфе

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right), \quad (3.22)$$

где P_H, P_K – давление в начале и конце газопровода, МПа

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(7,29 + \frac{7,211^2}{7,29 + 7,211} \right) = 7,251 \text{ МПа}.$$

Обобщенную функцию коэффициента Джоуля – Томпсона определим по графику Б.3 приложения Б.

$$\left[\frac{P_{кр}}{T_{кр}} * \mu_i * C_{P_{см}} \right] = 1.$$

По формуле вычисляем коэффициент Джоуля – Томсона

$$D_i = \frac{\frac{T_{пк}}{P_{пк}} \cdot \left[\frac{P_{пк}}{T_{пк}} \cdot D_i \cdot C_{P_{св}} \right]}{C_{P_{см}}^0 + \Delta C_{P_{см}}}; \quad (3.23)$$

$$D_i = \frac{198,57}{4,88} \cdot 1 = 0,863^0 \text{ C / МПа}.$$

Определяем температуру газа на входе в УКПГ

$$T_i = T_{гр} + (T_n - T_{гр}) \cdot e^{-al} - D_i \cdot \frac{P_n^2 - P_k^2}{2a \cdot l \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-al}); \quad (3.24)$$

где D_i – эффект Джоуля – Томпсона, $^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$;

P_{cp} – среднее значение давления на расчетном участке газопровода.

$$T_i = 233 + (296 - 233) \cdot e^{-10,96 \cdot 0,154} - 5,58 \cdot \frac{7,29^2 - 7,211^2}{2 \cdot 0,0154 \cdot 10,96 \cdot 7,251} \cdot (1 - e^{-10,96 \cdot 0,154}) =$$

$$= 286,149 \text{ К}.$$

По графику Б.4 приложения Б, используя значения P_p , определим температуру гидратообразования.

$$T_{го} = 290 \text{ К}.$$

Результаты расчетов температуры и давления газа по всей длине шлейфа приведены в таблице 3.4. График распределения температуры по длине шлейфа показан на рисунке 3.1.

Таблица 3.4 – Температура и давление газа по всей длине трубопровода

L, км	T, К	P, МПа	T _{го} , К
1	294,9695784	7,282863	290
2	294,0216714	7,27572	290
3	293,0882587	7,268569	290
4	292,1691186	7,261411	290
5	291,264033	7,254246	290
6	290,3727868	7,247074	290
7	289,4951686	7,239895	290
8	288,63097	7,232709	290
9	287,7799858	7,225516	290
10	286,9420139	7,218315	290
10,96	286,1496183	7,211396	290

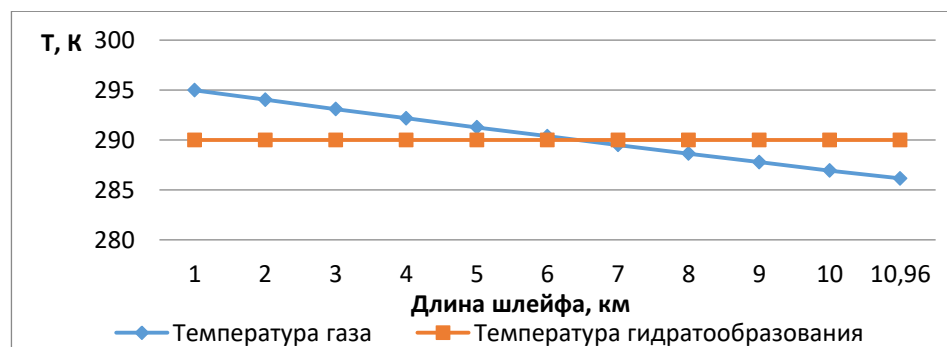


Рисунок 3.1 – График распределения температуры и равновесной температуры гидратообразования по длине шлейфа в зимнее время

Вывод: так как кривая распределения температуры газа по длине шлейфа пересекает кривую гидратообразования, то в данный шлейф для борьбы с гидратообразованием необходимо подавать метанол.

3.4 Расчет расхода ингибитора гидратообразования

Промысловые данные для расчета:

Газ транспортируется от скважин до УКПГ относительной плотностью $\rho_{п.}$ $P_1=7,29$ МПа давление на устье скважин, $T_1=296$ К температура. Газ охлаждается до $T_2=286,15$ при транспортировании. $P_2=7,211$ МПа давление газа на входе в УКПГ. Для борьбы с гидратообразованием в шлейф подается $X_1=85\%$ -ый раствор метанола. Необходимо рассчитать расход метанола G .

Методика расчёта [11]:

1. Определим температуру гидратообразования по графику Б.4 приложения Б, используя значение P_p :

$$T_r=17^{\circ}\text{C}.$$

2. Рассчитаем снижение температуры гидратообразования по формуле 3.25:

$$\Delta t = T_r - T_p; \quad (3.25)$$

$$\Delta t=17-13=4^{\circ}\text{C}.$$

3. Находим массовую концентрацию метанола в отработанном растворе (X_2), которая обеспечивает снижение температуры гидратообразования на $\Delta t^{\circ}\text{C}$ с помощью графика Б.5 приложения Б:

$$X_2=7,5\%.$$

Определим массовое содержание метанола в отработанном растворе:

$$X_2 = \frac{M \cdot \Delta t}{K + M \cdot \Delta t}, \quad (3.26)$$

где $M=32$ кг/моль - молекулярная масса метанола;

$K=1220$ - коэффициент, зависящий от типа раствора.

$$X_2 = \frac{32 \cdot 4}{1220 + 32 \cdot 4} = 0,095 = 9,5\%.$$

Принимаем $X_2 = 11,4\%$.

4. Определим количество воды в жидкой фазе:

$$W=b_1-b_2+\Delta b, \quad (3.27)$$

где b_1 и b_2 - влагосодержание газа в начальной и расчетной точках системы соответственно, кг/1000 м³;

$\Delta b=0$ -количество капельной влаги в газе в начальной точке системы, кг/1000 м³.

Значения b_1 и b_2 определяются по формуле

$$b = \frac{A}{10 \cdot P} + B, \quad (3.28)$$

где P - давление газа, МПа;

A - влагоемкость идеального газа при $P_{\text{атм}}$, г/м³.

B - коэффициент, показывающий разницу влагосодержания реального и идеального газов, г/м³:

Значения A и B определяются из таблицы А.2 приложения А.

$$A_1=21,525 \text{ г/м}^3, B_1=0,1285 \text{ г/м}^3;$$

$$A_2=11,71 \text{ г/м}^3, B_2=0,0822 \text{ г/м}^3.$$

$$b_1 = \frac{21,525}{10 \cdot 7,29} + 0,01285 = 0,41798;$$

$$b_2 = \frac{11,71}{10 \cdot 7,211} + 0,0822 = 0,2414;$$

$$W=0,41798-0,2414=0,17658 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}.$$

5. Рассчитаем количество раствора метанола, который необходим для насыщения жидкой фазы:

$$g_{\text{жс}} = \frac{W \cdot X_2}{X_1 - X_2}; \quad (3.29)$$

$$g_{\text{жс}} = \frac{0,17658 \cdot 0,1139}{0,85 - 0,1139} = 0,02734 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}$$

6. Находим количество метанола, которое необходимо для насыщения газовой фазы при температуре T_2 и давлении P_2 :

$$g_{\Gamma}=0,1 \cdot a \cdot X_2, \quad (3.30)$$

где a – отношение содержания ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы, к концентрации метанола в отработанном водном растворе. Значение a в зависимости от температуры и давления для метанола определим по графику Б.6 приложения Б.

Принимаем значение $a = 0,030 \frac{\text{кг}/100\text{м}^3}{\% \text{ масс.}}$

$$g_{\Gamma} = 0,1 \cdot 0,03 \cdot 0,1139 = 0,000342 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}$$

Рассчитываем количество раствора метанола, который растворился в конденсате по формуле:

$$q_k = \frac{G_k \cdot K}{100} \cdot \exp(0,0489 \cdot t + \ln(0,000143 \cdot X_2 + 0,00486 \cdot X_2)), \quad (3.31)$$

где G_k – масса конденсата, содержащегося в 1000 м^3 газ;

K – коэффициент, зависящий от молекулярной массы конденсата,

$$K = 0,000143 \cdot M_k^2 - 0,0414 \cdot M_k + 3,174, \quad (3.32)$$

где M_k – молекулярная масса конденсата, $M_k = 71 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$

$$K = 0,000143 \cdot 71^2 - 0,0414 \cdot 71 + 3,174 = 0,9555$$

$$q_k = \frac{110 \cdot 0,9555}{100} \cdot \exp(0,0489 \cdot 23 + \ln(0,000143 \cdot 0,1139 + 0,00486 \cdot 0,1139)) = 0,001845 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}$$

Итого определяем общий расход метанола:

$$G = g_{\text{ж}} + g_{\Gamma} + g_k. \quad (3.33)$$

$$G = 0,02734 + 0,00342 + 0,001845 = 0,02952 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}.$$

Вывод: в ходе расчета расхода ингибитора было определено, что для заданных условий работы шлейфа потребность в метаноле составляет $29,52 \text{ г}/1000 \text{ м}^3$, а проектом предусмотрено $41 \text{ г}/1000 \text{ м}^3$.

3.5. Расчёт абсорбера до перехода на одnoreагентную систему

Первоначально на УКПГ-1В было запланировано использовать в качестве абсорбента диэтиленгликоль (ДЭГ), но его высокая стоимость (52000 руб. за тонну), сложность и экономическая неэффективность процесса регенерации для повторного использования, predeterminedели в 1997 году переход УКПГ-1В на одnoreагентную систему подготовки пластового газа – абсорбцию ДЭГ заменили

на отдувку ВМР, метанол стал использоваться как в качестве абсорбента в аппарате А-1р, так и в качестве ингибитора гидратообразования, что позволило упростить систему регенерации реагентов на УКПГ [15].

Произведем расчет абсорбера сначала при условии использования в качестве абсорбента диэтиленгликоля (ДЭГ), затем при условии использования в качестве абсорбента водометанольного раствора (ВМР) [11]. Сравним основные показатели работы аппарата при разных абсорбентах. Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 –Исходные данные для расчёта

Наименование показателя, обозначение, единица физической величины	Значение
Производительность по газу Q_r , м ³ /ч (млн. м ³ /сут.) при условии: $P=0,1013$ МПа; $t=0$ °С	416666,7 ($10 \cdot 10^6$)
Давление рабочее P_p , МПа	8,5
Температура рабочая t , °С	20
Точка росы осушенного газа при $t=20$ °С: t_p , °С	-20
Точка росы осушенного газа при $t=40$ °С: t_p , °С	-10
Плотность газа ρ_r , кг/м ³	67,63
Плотность метанола ρ_m , кг/м ³	792
Плотность ДЭГ $\rho_{дэг}$, кг/м ³	1110
Поверхностное натяжение воды $\sigma_ж$, Н/м	0,071
Поверхностное натяжение метанола σ_m , Н/м	0,023
Поверхностное натяжение ДЭГ $\sigma_{дэг}$, Н/м	0,046
Количество жидкости, поступающей с газом $Q_ж$, м ³ /ч	4,6
Массовая доля регенерированного метанола $X_{1м}$, %	95
Массовая доля насыщенного метанола $X_{2м}$, %	75
Массовая доля регенерированного ДЭГ $X_{1д}$, %	99,5
Массовая доля насыщенного ДЭГ $X_{2д}$, %	97

Определение числа теоретических тарелок

Для расчёта числа теоретических тарелок аппарата строим равновесную линию водяного пара и раствора ДЭГ и рабочую линию абсорбции.

Построение равновесной и рабочей линии для температуры контакта $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Равновесную линию строим по данным таблицы 3.6.

Таблица 3.6 – Влажосодержание ДЭГ и газа

Влажосодержание ДЭГ, %	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Точка росы, $^{\circ}\text{C}$	-17	-10	-5	0	3	6	11
Влажосодержание газа, $\text{г}/\text{м}^3$	0,031	0,050	0,072	0,099	0,121	0,145	0,197

На рисунке 3.2 рабочая линия - АВ. Точка А соответствует конечной точке осушки газа. Концентрация ДЭГ в точке А – 99,5 % вес., т.е. влажосодержание ДЭГ – 0,5 % вес.

Точка В соответствует начальной точке осушки. Концентрация ДЭГ в точке В – 97 % вес., т.е. влажосодержание ДЭГ – 3 % вес.

В точке А влажосодержание газа равно $0,05\text{ г}/\text{м}^3$, что соответствует точке росы минус $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. В точке В влажосодержание газа равно $0,88\text{ г}/\text{м}^3$, что соответствует температуре $40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Построением ломаной ступенчатой линии между равновесной и рабочей линиями получаем теоретическое число ступеней контакта равным 1,9.

КПД контактно-сепарационных тарелок принимаем 0,45.

Число рабочих тарелок:

$$n_T = \frac{n'_m}{\eta}, \text{ шт.} \quad (3.34)$$

где n'_m - число теоретических тарелок, шт;

η - КПД сепарационных тарелок;

$$n_T = \frac{1,9}{0,45} = 4,22 \text{ шт.}$$



1 – рабочая линия; 2 – равновесная линия

Рисунок 3.2 – Построение равновесной и рабочей линий при $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$

Построение равновесной и рабочей линии для температуры контакта $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Равновесную линию строим по данным таблицы 3.7.

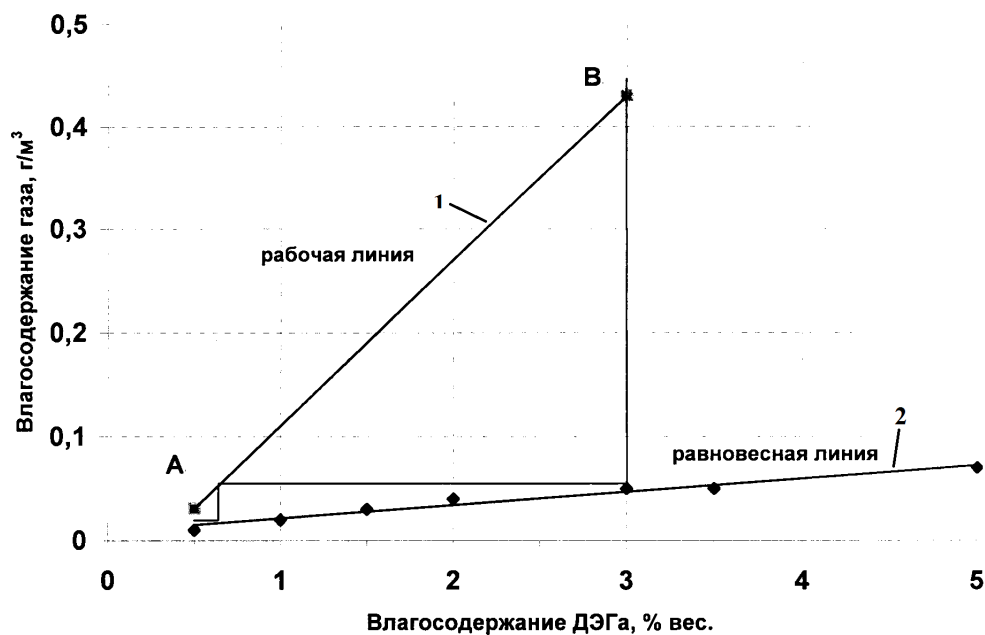
Таблица 3.7 – Влагосодержание ДЭГ и газа

Влагосодержание ДЭГ, %	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Точка росы, $^{\circ}\text{C}$	-29	-22	-18	-14	-11	-9	-6
Влагосодержание газа, г/м^3	0,013	0,022	0,029	0,039	0,047	0,054	0,067

На рисунке 3.3 рабочая линия - АВ. Точка А соответствует конечной точке осушки газа. Концентрация ДЭГ в точке А – 99,5 % вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 0,5 % вес.

Точка В соответствует начальной точке осушки. Концентрация ДЭГ в точке В – 97 % вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 3 % вес.

В точке А влагосодержание газа равно $0,025\text{ г/м}^3$, что соответствует точке росы минус $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. В точке В влагосодержание газа равно $0,31\text{ г/м}^3$, что соответствует температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$.



1 – рабочая линия; 2 – равновесная линия

Рисунок 3.3 – Построение равновесной и рабочей линий при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$

Построением ломаной ступенчатой линии между равновесной и рабочей линиями получаем теоретическое число ступеней контакта равным 1,9.

КПД контактно-сепарационных тарелок принимаем 0,45. Число рабочих тарелок:

$$n_T = \frac{1,9}{0,45} = 4,22 \text{ шт.}$$

Для абсорбера примем число рабочих тарелок 5 шт.

Расчёт количества ДЭГ

Расчёт количества регенерированного ДЭГ проведён для следующих параметров газа: температура контакта $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, точка росы минус $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, давление – 8,5 МПа. Влагосодержание газа при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ W_1 , г/м³:

Значения А и В определяются из таблицы А.2 приложения А.

$$W_1 = \frac{A_1}{P \cdot 10} + B_1, \quad (3.35)$$

где А, В – коэффициенты влагосодержания.

$$W_1 = \frac{17,87}{8,5 \cdot 10} + 0,112 = 0,322 \text{ г/м}^3.$$

Влагосодержание газа при $t = \text{минус } 20^{\circ}\text{C}$:

$$W_2 = \frac{A_2}{P \cdot 10} + B_2, \quad (3.36)$$

$$W_2 = \frac{0,96}{8,5 \cdot 10} + 0,0134 = 0,0247 \text{ г/м}^3.$$

Количество влаги, поглощаемое при осушке G_B , кг/ч:

$$G_B = \frac{1,1 \cdot Q_G \cdot (W_1 - W_2)}{24 \cdot 10^3}, \quad (3.37)$$

$$G_B = \frac{1,1 \cdot 10 \cdot 10^6 \cdot (0,322 - 0,0247)}{24 \cdot 10^3} = 136,26 \text{ кг/ч.}$$

Необходимое количество метанола $Q_{РДЭГ}$, м³/ч:

$$Q_{РДЭГ} = \frac{G_B \cdot X_2}{(X_1 - X_2) \cdot \rho_{эс}}, \quad (3.38)$$

$$Q_{РДЭГ} = \frac{136,26 \cdot 97}{2,5 \cdot 1110} = 4,763 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

При температуре осушаемого газа 20 °С для достижения точки росы минус 20 °С при Р = 8,5 МПа необходимо 4,763 м³/ч регенерированного ДЭГ.

Расчёт массообменной секции

Диаметр аппарата: принято $D = 1,8 \text{ м.}$

Количество контактно-сепарационных элементов, размещённых на тарелке: принято (конструктивно) $n_{к-с} = 159 \text{ шт.}$

Внутренний диаметр элемента: принято $d_{к-с} = 0,06 \text{ м.}$

Площадь сечения элемента $F_{к-с}$, м²:

$$F_{к-с} = 0,785 \cdot d_{к-с}^2, \quad (3.39)$$

$$F_{к-с} = 0,785 \cdot 0,06^2 = 0,00283 \text{ м}^2.$$

Фактор скорости в контактных элементах:

- номинальный – $\Phi_{ном.} = 24,3$;
- максимальный – $\Phi_{max} = 24,3 \cdot 1,1 = 26,7$;
- минимальный – $\Phi_{min} = 12$.

Скорость газа в контактных элементах $W_{НОМ}$, м/с:

$$W_{НОМ} = \frac{\Phi_{ном.}}{\rho_2^{0,5}}, \quad (3.40)$$

$$W_{НОМ} = \frac{24,3}{67,63^{0,5}} = 2,95 \text{ м/с,}$$

$$W_{max} = \frac{26,7}{67,63^{0,5}} = 3,247 \text{ м/с,}$$

$$W_{\min} = \frac{12}{67,63^{0,5}} = 1,459 \text{ м/с.}$$

Максимальная объёмная производительность секции Q_{\max} , м³/сут:

$$Q_{\max} = W_{\max} \cdot n_{k-c} \cdot F_{r-c} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.41)$$

$$Q_{\max} = 3,247 \cdot 159 \cdot 0,00283 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 10917310,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Минимальная объёмная производительность секции Q_{\min} , м³/сут:

$$Q_{\min} = W_{\min} \cdot n_{k-c} \cdot F_{r-c} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.42)$$

$$Q_{\min} = 1,459 \cdot 159 \cdot 0,00283 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 4905560,9 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Объём газа приведён к условиям: $P = 0,1013$ МПа и $t = 0$ °С.

Расчёт выходной сепарационной секции

Критическая скорость газа в сепарационном элементе $W_{\text{кр}}$, м/с:

$$W_{\text{кр}} = T_s \cdot C_c \cdot \sqrt[4]{\frac{g \cdot \sigma_{\text{дэГ}}}{\rho_{\Gamma}}}, \quad (3.43)$$

где T_s – коэффициент структурных изменений газожидкостного потока; $T_s=12$;

C_c – коэффициент увеличения скорости;

$$C_c = \left(\frac{y'}{y_{\text{э}}} \right)^{0,14}, \quad (3.44)$$

где $y' = 0,4 \dots 0,6$;

$y_{\text{э}}$ – эффективная величина уноса.

$$y_{\text{э}} = f \left(10 \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma}{\rho_{\Gamma}}} \right) = 0,07, \quad (3.45)$$

$$C = \left(\frac{0,5}{0,07} \right)^{0,14} = 1,32.$$

Поверхностное натяжение рДЭГ при рабочем давлении $\sigma_{ДЭГ}$, Н/м:

$$\sigma_{ДЭГ} = [(\sigma_{ДЭГ}^0 + 1) - (P \cdot 10)^{0,65}] \cdot 10^{-3}, \quad (3.46)$$

$$\sigma_{ДЭГ} = [(46 + 1) - (8,5 \cdot 10)^{0,65}] \cdot 10^{-3} = 0,029 \text{ Н/м.}$$

$$W_{кр} = 12 \cdot 1,32 \cdot \sqrt[4]{\frac{9,81 \cdot 0,029}{67,63}} = 4,034 \text{ м/с.}$$

Количество элементов на тарелке принято $n_c = 8$ шт.

Максимальная производительность выходной сепарационной секции Q''_{\max} , м³/сут:

$$Q''_{\max} = W_{кр} \cdot n_c \cdot f_c \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.47)$$

$$Q''_{\max} = 4,034 \cdot 8 \cdot 0,0481 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 11599006,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Гидравлическое сопротивление сепарационной тарелки $\Delta P_{\text{ВЫХ}}$, МПа:

$$\Delta P_{\text{ВЫХ}} = \zeta_1 \cdot \frac{W_{\text{Д,ВЫХ}}^2 \cdot \rho_{\Gamma}}{2 \cdot g}, \quad (3.48)$$

где ζ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления выходной сепарационной секции; $\zeta = 9$;

$W_{\text{Д,ВЫХ}}$ - скорость на выходе с насадки, м/с;

$$W_{\text{ДВЫХ}} = 1,1 \cdot \frac{q_{\text{сек}}}{f_c \cdot n_c}, \quad (3.49)$$

где $q_{\text{сек}}$ - объемная секундная производительность, м³/с;

$$q_{\text{сек}} = 1,1 \cdot Q_{\text{ном}} \cdot \frac{T \cdot Z \cdot P_0}{86400 \cdot T_0 \cdot Z_0 \cdot P}, \quad (3.50)$$

$$q_{\text{сек}} = 1,1 \cdot 10 \cdot 10^6 \cdot \frac{293 \cdot 0,904 \cdot 0,1013}{86400 \cdot 273 \cdot 0,997 \cdot 8,5} = 1,477 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$W_{\text{ДВЫХ}} = 1,1 \cdot \frac{1,477}{0,0481 \cdot 8} = 4,22 \text{ м/с;}$$

$$\Delta P_{\text{ВЫХ}} = 9 \cdot \frac{4,22^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 552,5 \text{ мм вод.ст.} = 0,005418 \text{ МПа.}$$

Расчёт входной сепарационной секции (вертикальная кольцевая сетчатая насадка)

Скорость набегания газа на вертикальную кольцевую сетку $W_{кр}$, м/с:

$$W_{кр} = A \cdot C_f \cdot C_e \cdot K \cdot [(g \cdot \sigma_{ж} \cdot (\rho_{ж} - \rho_{г})) / \rho_{г}^2]^{1/4}, \quad (3.51)$$

где A - коэффициент увеличения скорости для вертикальной кольцевой насадки;

$A = 1,5$;

C_f - коэффициент, учитывающий сжатость объёма;

$$C_f = f\left(\frac{h'}{b'}\right), \quad (3.52)$$

где h' - расстояние от сетки до ограничивающей поверхности, м; $h' = 0,1$ м;

b' - высота насадки, м; $b' = 0,75$ м;

$$C_f = 0,85.$$

C_e - коэффициент, учитывающий влияние начального содержания жидкости:

$$C_e = \frac{1,75}{e_0^{0,107}}, \quad (3.53)$$

где e_0 - начальное содержание жидкости, $\text{см}^3/\text{м}^3$;

$$e_0 = \frac{24 \cdot Q_{ж} \cdot 10^6}{1,1 \cdot 10 \cdot 10^6}, \quad (3.54)$$

$$e_0 = \frac{24 \cdot 4,6 \cdot 10^6}{1,1 \cdot 10 \cdot 10^6} = 10,04 \text{ см}^3/\text{м}^3;$$

$$C_e = \frac{1,75}{10,04^{0,107}} = 1,367.$$

k - коэффициент устойчивости режимов течения от давления; $k = 0,51$.

$$W_{кр} = 1,5 \cdot 0,85 \cdot 1,367 \cdot 0,51 \cdot [9,81 \cdot 0,029 \cdot (1110 - 67,63) / 67,63^2]^{1/4} = 0,449 \text{ м/с}.$$

Расчётная площадь вертикальной кольцевой насадки $F_{кв}^1$, м^2 :

$$F_{кв}^1 = \frac{q_{сек}}{W_{кр}}, \quad (3.55)$$
$$F_{кв}^1 = \frac{1,477}{0,793} = 1,863 \text{ м}^2.$$

Расчётная высота насадки b_p , м:

$$b_p = \frac{F_{кв}^1}{\pi \cdot D_{cp}}, \quad (3.56)$$

где D_{cp} – средний диаметр насадки, м; $D_{cp} = 1,36$ м;

$$b_p = \frac{1,863}{3,14 \cdot 1,36} = 0,436 \text{ м.}$$

Необходимое условие:

$$b_p < b;$$

$$0,436 < 0,75.$$

Действительная поверхность набегающего кольцевой вертикальной насадки $F_{к.в.}$:

$$F_{к.в.} = \pi \cdot D_{cp} \cdot b', \quad (3.57)$$

$$F_{к.в.} = 3,14 \cdot 1,36 \cdot 0,75 = 3,2 \text{ м}^2$$

Максимальная пропускная способность секции Q'_{\max} , м³/сут:

$$Q'_{\max} = W_{кр} \cdot F_{кв} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.58)$$

$$Q'_{\max} = 0,449 \cdot 3,2 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 10725096 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Расчет фильтр-патронов выходной секции

Количество фильтрующих патронов: принято $n_{\phi} = 111$ шт.

Свободное сечение между фильтрующими патронами $F_{св}$, м²:

$$F_{св} = 0,785 \cdot (D^2 - n_{\phi} \cdot d^2), \quad (3.59)$$

где d_{ϕ} – наружный диаметр фильтрующего патрона, м; $d_{\phi} = 0,105$ м;

$$F_{св} = 0,785 \cdot (1,8^2 - 111 \cdot 0,105^2) = 1,583 \text{ м}^2.$$

Скорость в свободном сечении аппарата на верхнем срезе фильтрующих патронов $W_{св}$, м/с:

$$W_{св} = \frac{q_{сек}}{F_{св}}, \quad (3.60)$$

$$W_{св} = 1,1 \cdot \frac{1,477}{1,583} = 1,026 \text{ м/с.}$$

Коэффициент $K_{св}$:

$$K_{св} = W_{св} \cdot \frac{(\rho_{\Gamma})^{1/2}}{[g \cdot \sigma_{дЭГ} \cdot (\rho_{дЭГ} - \rho_{\Gamma})]^{1/4}}, \quad (3.61)$$

$$K_{ce} = 1,026 \cdot \frac{(67,63)^{1/2}}{[9,81 \cdot 0,029 \cdot (1110 - 67,63)]^{1/4}} = 5,22.$$

Коэффициент K'_{ce} :

$$K'_{ce} = \frac{K_{ce}}{K_{ce,б}}, \quad (3.62)$$

где $K_{ce,б} = f(P) = 1,94$;

$$K'_{ce} = \frac{5,22}{1,94} = 2,7.$$

Коэффициент: $K'_{ф.} = f(K'_{ce.}) = 1,04$.

Коэффициент: $K_{ф,б} = f(P) = 0,0735$.

Коэффициент $K_{ф}$:

$$K_{ф} = K'_{ф.} \cdot K_{ф,б}, \quad (3.63)$$

$$K_{ф} = 1,04 \cdot 0,0735 = 0,07644.$$

Скорость фильтрации $W_{ф}$, м/с:

$$W_{ф} = K_{ф} \cdot \left[\frac{g \cdot \sigma_{дэг} (\rho_{дэг} - \rho_{г})}{\rho_{г}^2} \right]^{1/4}, \quad (3.64)$$

$$W_{ф} = 0,07644 \cdot \left[\frac{9,81 \cdot 0,029 \cdot (1110 - 67,63)}{67,63^2} \right]^{1/4} = 0,0386 \text{ м/с.}$$

Максимальная пропускная способность фильтрующей секции Q''_{max} , м³/сут:

$$Q''_{max} = W_{ф} \cdot F_{ф} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.65)$$

где $F_{ф}$ – действительная площадь фильтрации, м²;

$$F_{ф} = n_{ф} \cdot f_{ф}, \quad (3.66)$$

где $f_{ф}$ – площадь набегания на фильтрующий патрон, м²;

$$f_{ф} = \pi \cdot d_{ф} \cdot l_{ф}, \quad (3.67)$$

где $l_{ф}$ – длина фильтрующих патронов, м; $l_{ф} = 1,05$ м;

$$f_{ф} = 3,14 \cdot 0,105 \cdot 1,05 = 0,35 \text{ м}^2;$$

$$F_{ф} = 111 \cdot 0,35 = 38,85 \text{ м}^2;$$

$$Q''_{max} = 0,0386 \cdot 38,85 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 11205420,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Гидравлическое сопротивление коагулирующего фильтра $\Delta P_{ф}$, МПа:

$$\Delta P_{ф} = \xi_{ф} \cdot W_{ф}^2 \cdot \frac{\rho_{г}}{2 \cdot g}, \quad (3.68)$$

где ξ_ϕ - коэффициент сопротивления фильтра; $\xi_\phi = 20$;

W_ϕ^1 - действительная скорость газа в коагулирующем фильтре, м/с;

$$W_\phi^1 = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{F_{к\phi} \cdot n_\phi}, \quad (3.69)$$

где $F_{к.ф}$ - площадь поперечного сечения коагулирующего элемента по внутреннему диаметру, м;

$$F_{к.ф} = 0,785 \cdot d_{вн.ф}^2, \quad (3.70)$$

где $d_{вн.ф}$ - внутренний диаметр коагулирующего элемента, м; $d_{вн.ф} = 0,07$ м;

$$F_{к.ф} = 0,785 \cdot 0,07^2 = 0,00385 \text{ м}^2.$$

$$W_\phi^1 = 1,1 \cdot \frac{1,447}{0,00385 \cdot 111} = 3,724 \text{ м/с.}$$

$$\Delta P_{ВЫХ} = 20 \cdot \frac{3,724^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 956,37 \text{ мм вод. ст.} = 0,009378 \text{ МПа.}$$

Расчёт глухой тарелки

Диаметр эллиптического днища: принято $D_{гл} = 1,4$ м.

Площадь сечения колонны F_k , м²:

$$F_k = 0,785 \cdot D^2, \quad (3.71)$$

$$F_k = 0,785 \cdot 1,8^2 = 2,54 \text{ м}^2.$$

Площадь для прохода газа F_Γ , м²:

$$F_\Gamma = F_k - 0,785 \cdot D_{гл}^2, \quad (3.72)$$

$$F_\Gamma = 2,54 - 0,785 \cdot 1,4^2 = 1,0 \text{ м}^2$$

Скорость газа в сечении $W_{зл}^2$, м/с:

$$W_{зл}^2 = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{F_\Gamma}, \quad (3.73)$$

$$W_{зл}^2 = 1,1 \cdot \frac{1,447}{1,0014} = 1,589 \text{ м/с.}$$

Действительное время пребывания жидкости на глухой тарелке τ , мин:

$$\tau = \frac{H_{НОМ}}{W_{жс} \cdot 60}, \quad (3.74)$$

где $H_{НОМ}$ - регулируемый уровень жидкости на тарелке, м; $H_{НОМ} = 0,4$ м;

$W_{жс}$ - скорость движения жидкости в эллиптическом днище, м/с;

$$W_{ж} = \frac{Q_{дэГ}}{86400 \cdot 0,785 \cdot D_{зл}^2}, \quad (3.75)$$

$$W_{ж} = \frac{4,763 \cdot 24}{86400 \cdot 0,785 \cdot 1,4^2} = 0,00086 \text{ м/с};$$

$$\tau = \frac{0,4}{0,00086 \cdot 60} = 7,75 \text{ мин.}$$

Допустимое время пребывания жидкости на глухой тарелке $[\tau]$, мин:

$$[\tau]=3; \quad \tau > [\tau]; \quad 7,75 > 3.$$

Проверка переливного устройства

Действительная величина стрелки слива: принято $h_{сл} = 0,125$ м.

Действительная величина стрелки приёмного кармана: $h_{пр} = 0,185$ м.

Расстояние между сливной и приёмной планками в сливном устройстве $y_{п}$, м:

$$y_{п} = h_{пр} - h_{сл}, \quad (3.76)$$

$$y_{п} = 0,185 - 0,125 = 0,06 \text{ м.}$$

$$y > 0,04; \quad 0,06 > 0,04.$$

Расчёт гидравлического сопротивления контактных тарелок

Перепад давления на тарелке $\Delta P_{сyx}$, МПа:

$$\Delta P = \Delta P_{сyx} = \xi_{к} \cdot W_{\max}^2 \cdot \frac{\rho_{г}}{2 \cdot g}, \quad (3.77)$$

где $\xi_{к}$ - коэффициент сопротивления контактной тарелки; $\xi_{к} = 8$;

$$\Delta P = \Delta P_{сyx} = 8 \cdot \frac{3,247^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 290,733 \text{ мм вод. ст.} = 0,002851 \text{ МПа.}$$

Действительная скорость газа в контактно-сепарационных элементах $W_{к-с}$, м/с:

$$W_{к-с} = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{F_{к-с} \cdot n_{к-с}}, \quad (3.78)$$

$$W_{к-с} = 1,1 \cdot \frac{1,447}{0,00283 \cdot 159} = 3,537 \text{ м/с.}$$

Высота регулируемой сливной планки:

- максимальная: $h_{н, \max} = 0,08$ м = 80 мм,

- минимальная: $h_{н, \min} = 0,05$ м = 50 мм.

Подпор жидкости над сливной планкой Δh , мм:

$$\Delta h = 3,1 \cdot L_v^{2/3}, \quad (3.79)$$

где L_y - максимальная нагрузка на единицу длины слива, $\text{м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч})$;

$$L_y = \frac{Q_{дэГ}}{d_1}, \quad (3.80)$$

где d_1 – действительная длина хорды, м; $d_1=0,91$ м;

$$L_y = \frac{4,763}{0,91} = 5,23 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$\Delta h = 3,1 \cdot 5,23^{2/3} = 9,345 \text{ мм.}$$

Необходимое условие:

$$\Delta h < H_1 - h_{n,\max};$$

$$9,345 < 160 - 80.$$

Высота части элемента, находящейся над тарелкой: принято $H_1=160$ мм.

Высота слоя светлой жидкости на тарелке $H_{ж}$, мм:

$$H_{ж} = h_{n,\min} + \Delta h, \quad (3.81)$$

$$H_{ж} = 50 + 11 = 0,061 \text{ м} = 61 \text{ мм.}$$

Проверка расстояния между контактными тарелками

Высота слоя светлой жидкости в переливе $h_{ж}$, мм:

$$h_{ж} = h_{n,\min} + \Delta h + \left(\frac{\Delta P}{\rho_{жс}^1} \right) + \left(\frac{\Delta P_{жп}}{\rho_{жс}^1} \right), \quad (3.82)$$

где $\Delta P_{ж.п}$ – сопротивление жидкости в переливе, МПа:

$$\Delta P_{ж.п} = K_4 \cdot \left[\frac{L_y}{3600 \cdot Y} \right]^2, \quad (3.83)$$

где $K_4=250$;

$$\Delta P_{ж.п} = 250 \cdot \left[\frac{9,345}{3600 \cdot 0,06} \right]^2 = 0,468 \text{ мм вод ст.} = 0,000000458 \text{ МПа};$$

$$h_{ж} = 50 + 11 + \left(\frac{290,733}{1,12} \right) + \left(\frac{0,468}{1,12} \right) = 321 \text{ мм} = 0,321 \text{ м.}$$

Высота вспененной жидкости в переливе $h_{не}$, мм:

$$h_{не} = \frac{h_{жс}}{\rho_n^1}, \quad (3.84)$$

где ρ_n^1 – плотность вспененной жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_n^1 = 0,55 \text{ кг}/\text{м}^3$;

$$h_{не} = \frac{321}{0,55} = 583,6 \text{ мм} = 0,5836 \text{ м.}$$

Условие нормальной работы переливного устройства:

$$h_{н.в} < H_T + h_{n,\min};$$

$$583,6 < 700 + 50.$$

Расстояние между тарелками: принято $H_T = 0,7 \text{ м} = 700 \text{ мм}$.

Проверка высоты кубовой части аппарата

Скорость движения жидкости $W_{ж}^1$, м/с:

$$W_{ж}^1 = \frac{Q_{ж}}{3600 \cdot 0,785 \cdot D^2}, \quad (3.85)$$

$$W_{ж}^1 = \frac{4,6}{86400 \cdot 0,785 \cdot 1,8^2} = 0,0005 \text{ м/с}.$$

Высота слоя жидкости: $h = 0,3 \text{ м}$.

Время пребывания жидкости в кубовой части аппарата τ' , мин:

$$\tau' = \frac{h}{W^1 \cdot 60}, \quad (3.86)$$

$$\tau' = \frac{0,3}{0,0005 \cdot 60} = 10 \text{ мин}.$$

Допустимое время пребывания жидкости в кубовой части аппарата:

$$[\tau] = 180 \text{ с} = 3 \text{ мин}.$$

Необходимое условие:

$$\tau > [\tau];$$

$$10 > 3.$$

Общее гидравлическое сопротивление аппарата

Гидравлическое сопротивление контактных тарелок ΔP_k , МПа:

$$\Delta P_k = n_T \cdot \Delta P, \quad (3.87)$$

$$\Delta P_k = 5 \cdot 290,733 = 1453,665 \text{ мм вод ст.} = 0,01426 \text{ МПа}.$$

Гидравлическое сопротивление глухой тарелки $\Delta P_{зл}$, МПа:

$$\Delta P_{зл} = \xi_{зл} \cdot W_z^{2l} \cdot \frac{\rho_z}{2 \cdot g}, \quad (3.88)$$

где $\xi_{гл}$ - коэффициент гидравлического сопротивления глухой тарелки; $\xi_{гл} = 0,5$;

$$\Delta P_{зл} = 0,5 \cdot \frac{1,589^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 4,352 \text{ мм вод ст.} = 0,0000427 \text{ МПа}.$$

Гидравлическое сопротивление вертикальной концевой насадки $\Delta P_{кв}$, МПа:

$$\Delta P_{кв} = \xi_{кв} \cdot W_{кв}^2 \cdot \frac{\rho_z}{2 \cdot g}, \quad (3.89)$$

где $\xi_{к.в}$ - коэффициент гидравлического сопротивления вертикальной кольцевой насадки; $\xi_{к.в} = 50$;

$W_{кв}$ - действительная скорость газа в вертикальной кольцевой насадке, м/с;

$$W_{кв} = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{F_{кв}}, \quad (3.90)$$

где $F_{кв}$ - площадь поперечного сечения вертикальной концевой насадки по внутреннему диаметру, м²; $F_{кв} = 3,2$ м²;

$$W_{кв} = 1,1 \cdot \frac{1,447}{3,2} = 0,497 \text{ м/с};$$

$$\Delta P_{кв} = 50 \cdot \frac{0,497^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 42,64 \text{ мм вод. ст.} = 0,000418 \text{ МПа.}$$

Гидравлическое сопротивление в штуцерах $\Delta P_{шт}$, МПа:

$$\Delta P_{шт} = \xi_{шт} \cdot W_{шт}^2 \cdot \frac{\rho_z}{2 \cdot g}, \quad (3.91)$$

где $\xi_{шт}$ - коэффициент гидравлического сопротивления в штуцерах;

$$\begin{aligned} \xi_{шт} &= \xi_{вх} + \xi_{вых}, \\ \xi_{шт} &= 1 + 0,5 = 1,5. \end{aligned} \quad (3.92)$$

$W_{шт}$ - скорость газа в штуцерах входа и выхода, м/с;

$$W_{шт} = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{0,785 \cdot d_{шт}^2}, \quad (3.93)$$

где $d_{шт}$ - диаметр штуцеров входа и выхода газа, м; $d_{шт} = 0,4$ м;

$$W_{шт} = 1,1 \cdot \frac{1,447}{0,785 \cdot 0,4^2} = 12,67 \text{ м/с},$$

$$\Delta P_{шт} = 1,5 \cdot \frac{12,67^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 830,37 \text{ мм вод. ст.} = 0,00814 \text{ МПа.}$$

Полное гидравлическое сопротивление аппарата ΔP_a , МПа:

$$\Delta P_a = \alpha \cdot (\Delta P_k + \Delta P_{вых} + \Delta P_{ф} + \Delta P_{гл} + \Delta P_{кв} + \Delta P_{шт}), \quad (3.94)$$

где α - коэффициент неучтённых потерь; $\alpha = 1,1$;

$\Delta P_a = 1,1 \cdot (1453,665 + 552,5 + 802,215 + 4,352 + 42,64 + 830,37) = 3934,966$ мм вод ст. = 0,3858 МПа.

Расчёт сливной трубы с выходной сепарационной тарелки и гидрозатвора

Количество жидкости, стекающей с верхней сепарационной тарелки $q_{ж}$, м³/с:

$$q_{ж} = Q_{дэг} \cdot \frac{20}{(3600 \cdot 100)}, \quad (3.95)$$

$$q_{ж} = 4,763 \cdot \frac{20}{(3600 \cdot 100)} = 0,000265 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Необходимая площадь сливной трубы $F_{сл}$, м²:

$$F_{сл} = \frac{q_{ж}}{[W_{ж}]}, \quad (3.96)$$

где $[W_{ж}]$ – допустимая скорость слива жидкости, м/с; $[W_{ж}]=0,25$ м/с;

$$F_{сл} = \frac{0,000265}{0,25} = 0,00106 \text{ м}^2.$$

Диаметр сливной трубы $d_{сл}$, м:

$$d_{сл} = \left(\frac{F_{сл}}{0,785} \right)^{0,5}, \quad (3.97)$$

$$d_{сл} = \left(\frac{0,00106}{0,785} \right)^{0,5} = 0,037 \text{ м}.$$

Принята труба 76×4 .

Столб жидкости в сливной трубе, необходимой для предотвращения проскока газа $h_{з3}$, м:

$$h_{з3} = K_n \cdot \frac{\Delta P_{сеп}}{\rho_{ДЭГ}}, \quad (3.98)$$

где K_n – коэффициент пульсации; $K_n=2$;

$$h_{з3} = 2 \cdot \frac{290,733}{1110} = 0,524 \text{ м}.$$

Необходимая высота сливного стакана $h_{см}$, м:

$$h_{см} = d_{сл}^2 \cdot \frac{h_{з3}}{d_{ст}^2 - d_{сл}^2}, \quad (3.99)$$

где $d_{ст}$ – диаметр приёмного стакана, м; $d_{ст}=0,1$ м;

$$h_{см} = 0,02^2 \cdot \frac{0,524}{0,1^2 - 0,02^2} = 0,0218 \text{ м}.$$

Необходимое условие нормальной работы:

$$H_{ст} - d_1 > h_{ст} \quad (3.100)$$

$$0,4 - 0,05 > 0,0218; \quad 0,35 > 0,0218.$$

Высота приёмного стакана: принято $H_{ст}=0,4$ м.

Недовод сливной трубы до дна приёмного стакана: принято $d_1=0,05$ м.

Основные показатели работы абсорбера приведены в таблице 3.8. Также в таблице представлены результаты расчета до поздней стадии разработки.

Таблица 3.8 – Основные показатели работы абсорбера

Показатель	P = 8,5 МПа, t = 20°C	P = 5,0 МПа, t = 20°C	P = 3,0 МПа t = 20°C
1	2	3	4
Количество регенерированного ДЭГ, м ³ /ч	4,763	6,998	10,616
Максимальная пропускная способность входной сепарационной секции, млн. м ³ /сут	10,725	6,080	3,549
Объёмная производительность массообменной секции, млн. м ³ /сут	10,917	6,183	3,609
Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, млн. м ³ /сут	11,599	6,589	3,835
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, МПа	0,034	0,0453	0,0685

Вывод: анализируя работу абсорбера, можно сказать о стабильном режиме работы всего аппарата только на ранней стадии разработки. Об этом свидетельствует выполнение всех необходимых условий нормальной работы различных ступеней и секций абсорбера.

Анализ работы абсорбера на поздней стадии разработки показал, что при падении давления работа аппарата значительно ухудшается. Это связано с увеличением расхода ДЭГ с 4,763 м³/ч до 10,616 м³/ч, полного гидравлического сопротивления аппарата с 0,034 МПа до 0,0713 МПа, при том, что значение допустимого перепада давления равно 0,03 МПа.

3.6 Расчёт абсорбера после перехода на одnoreагентную систему

Поскольку при переходе на одnoreагентную систему существенных изменений в конструкции абсорбера не производилось, расчёт аппарата при условии использования в качестве абсорбента водометанольного раствора допустимо провести по методике, изложенной выше, по формулам (3.1) – (3.67).

При замене ДЭГ на ВМР изменятся и некоторые исходные данные, в частности, плотность абсорбента ($\rho_{\text{ДЭГ}}=1110 \text{ кг/м}^3, \rho_{\text{М}}=792 \text{ кг/м}^3$) и коэффициент поверхностного натяжения абсорбента ($\sigma_{\text{ДЭГ}}=0,046 \text{ Н/м}, \sigma_{\text{М}}=0,023 \text{ Н/м}$).

Результаты расчёта приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9– Результаты расчёта

Наименование величины, размерность	Значение
1	2
Расчёт количества регенерированного метанола	
Влагосодержание при 20 °С, г/м ³	0,322
Влагосодержание при минус 20 °С, г/м ³	0,0247
Количество влаги, поглощенной при осушке, кг/ч	136,26
Необходимое количество метанола, м ³ /ч	0,671
Расчёт массообменной секции	
Кол-во контактно-сепарационных элементов, шт	159
Площадь сечения элемента, м ²	0,002826
Номинальная скорость газа в контактных элементах, м/с	2,95
Максимальная скорость газа в контактных элементах, м/с	3,247
Минимальная скорость газа в контактных элементах, м/с	1,459
Максимальная объемная производительность секции, м ³ /сут	10917310,6
Минимальная объемная производительность секции, м ³ /сут	49055609
Расчёт выходной сепарационной секции	
Критическая скорость газа в элементе, м/с	2,72
Поверхностное натяжение регенерированного ВМР, Н/м	0,006
Количество элементов на тарелке, шт	12
Максимальная производительность выходной секции, м ³ /сут	11731270,4
Скорость газа на выходе, м/с	2,76
Объемная секундная производительность, м ³ /с	1,477
Гидравлическое сопротивление сепарационной тарелки, мм вод ст.	236,3
Расчет фильтр-патронов выходной секции	
Кол-во фильтр-патронов, шт	162

Продолжение таблицы 3.9

Свободное сечение между фильтр-патронами, м ²	1,141
Скорость в свободном сечении аппарата на верхнем срезе фильтр-патронов, м/с	1,395
Скорость фильтрации, м/с	0,024
Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, м ³ /сут	10168200
Действительная скорость газа в коагулирующем фильтре, м ³ /сут	2,552
Гидравлическое сопротивление коагулирующего фильтра, мм.вод.ст.	448,995
Расчёт входной сепарационной секции	
Начальное содержание жидкости, см ³ /м ³	10,04
Коэффициент, учитывающий влияние начального содержания жидкости	1,367
Скорость набегания газа на вертикальную кольцевую сетку, м/с	0,484
Расчётная площадь вертикальной кольцевой насадки, м ²	2,989
Расчётная высота насадки, м	0,7
условие выполняется	<0,75
Максимальная пропускной способности секции, м ³ /сут	11572978,8
Расчёт глухой тарелки	
Площадь сечения колонны, м ²	2,54
Площадь для прохода газа, м ²	1,0014
Скорость газа в сечении, м/с	1,589
Скорость движения жидкости в эллиптическом днище, м/с	0,00012
Действительное время пребывания жидкости на глухой тарелке, мин	55,55
условие выполняется	>3
Проверка переливного устройства	
Расстояние между сливной и приемной планками в сливном устройстве, м	0,06
условие выполняется	>0,04
Расчёт гидравлического сопротивления контактных тарелок	
Перепад давления на тарелке, мм вод ст.	290,733
Действительная скорость газа в сепарационных элементах, м/с	3,537

Продолжение таблицы 3.9

Максимальная нагрузка на единицу длины слива, м ³ /(м·ч)	0,737
Подпор жидкости над сливной планкой, мм	2,53
условие выполняется	<160-80
Высота слоя светлой жидкости на тарелке, мм	52,53
Проверка расстояния между контактными тарелками	
Сопротивление жидкости в переливе, мм вод ст.	0,0029
Высота слоя светлой жидкости в переливе, мм	312,1
Плотность вспененной жидкости, кг/м ³	0,55
Высота вспененной жидкости в переливе, мм	567,48
условие выполняется	<700+50
Расстояние между тарелками, мм	700
Проверка высоты кубовой части аппарата	
Скорость движения жидкости, м/с	0,0005
Высота слоя жидкости, м	0,3
Время пребывания жидкости в кубовой части, мин	10
условие выполняется	>3
Общее гидравлическое сопротивление аппарата	
Гидравлическое сопротивление контактных тарелок, мм вод ст.	1453,665
Гидравлическое сопротивление глухой тарелки, мм вод ст.	4,352
Действительная скорость газа в вертикальной насадке, м/с	0,497
Гидравлическое сопротивление вертикальной концевой насадки, мм вод ст.	42,64
Скорость газа в штуцерах входа и выхода, м/с	12,67
Гидравлическое сопротивление в штуцерах, мм вод ст.	830,37
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, мм вод ст.	3317,95
Расчёт сливной трубы с выходной сепарационной тарелки и гидрозатвора	
Количество жидкости, стекающей с верхней сепарационной тарелки, м ³ /с	0,0000037
Необходимая площадь сливной трубы, м ²	0,000015
Диаметр сливной трубы, м	0,004

Принята труба	76x4
Столб жидкости в сливной трубе, необходимый для предотвращения проскока газа, м	0,763
Необходимая высота сливного стакана, м	0,03
Необходимое условие нормальной работы сливного стакана, м	<0,35

Основные показатели работы абсорбера при использовании водометанольного раствора в качестве абсорбента приведены в таблице 3.10. Также в таблице представлены результаты расчета до поздней стадии разработки.

Таблица 3.10 – Основные показатели работы абсорбера

Показатель	P = 8,5 МПа, t = 20 °C	P = 5,0 МПа, t = 20°C	P = 3,0 МПа t = 20°C
Количество регенерированного ВМР, м ³ /ч	0,671	0,994	1,495
Максимальная пропускная способность входной сепарационной секции, млн. м ³ /сут	11,573	6,553	3,826
Объёмная производительность массообменной секции, млн. м ³ /сут	11,731	6,644	3,879
Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, млн. м ³ /сут	10,168	5,758	1,123
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, МПа	0,325	0,0412	0,0541

Вывод: результаты расчётов абсорбера с использованием в качестве абсорбента метанола и ДЭГ показывают, что гидравлическое сопротивление аппарата и максимальные объёмные производительности секций изменяются незначительно, в пределах нормы.

Анализируя результаты расчета работы абсорбера с использованием метанола и ДЭГ, можно сказать, что на всех режимах расход ДЭГ более чем в 6 раз превышает расход метанола, что наглядно показано на рисунке 3.4. Изменение расхода метанола при снижении давления менее существенно по сравнению с диэтиленгликолем (рисунок 3.5).

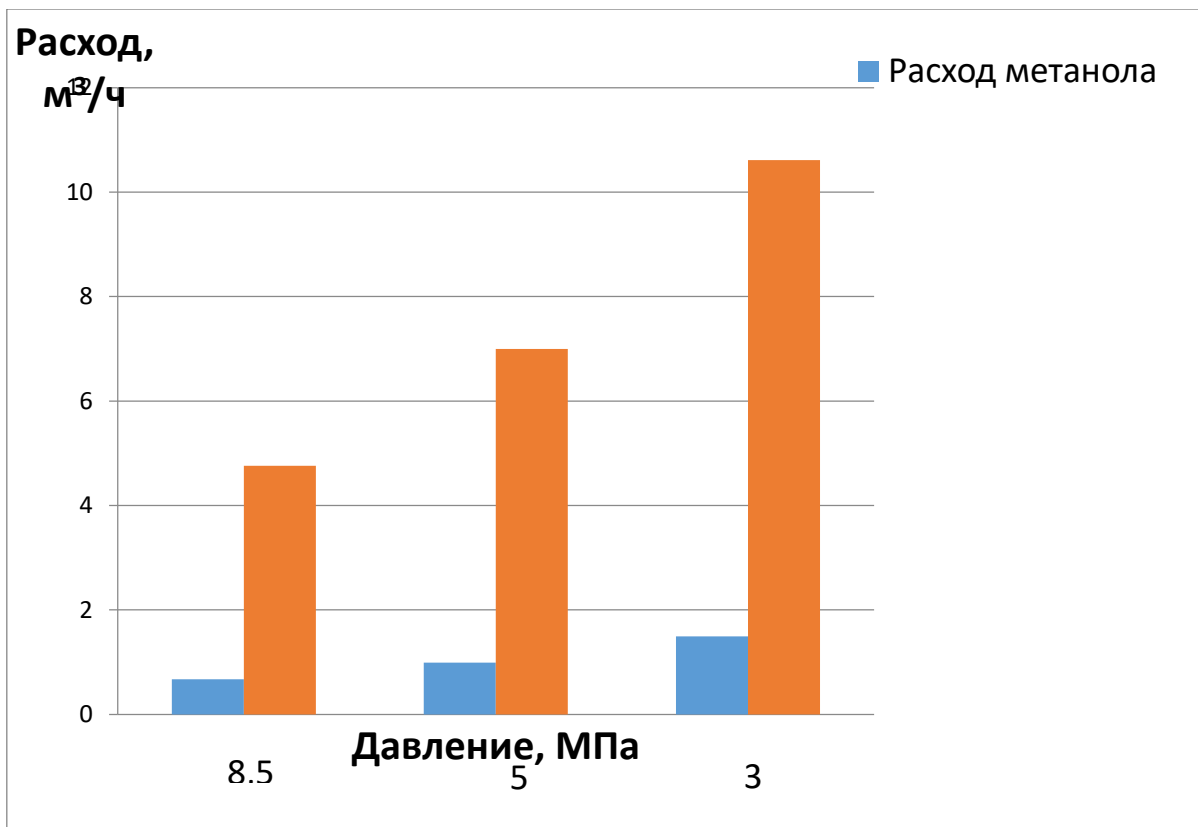


Рисунок 3.4 – Сравнительная гистограмма расходов абсорбентов

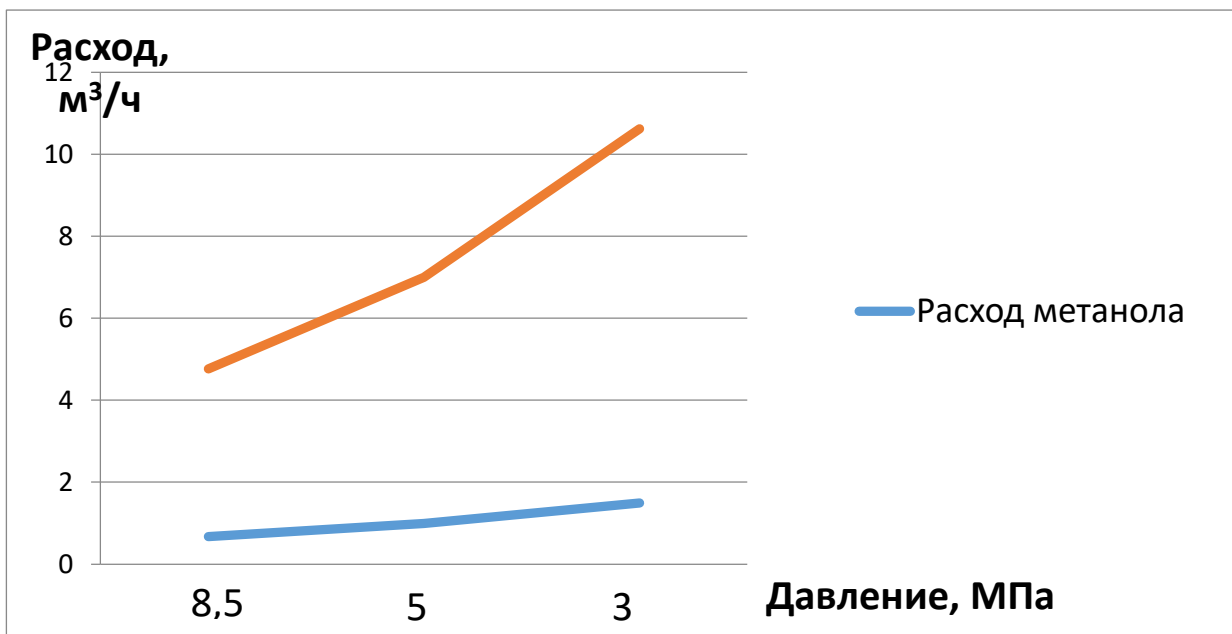


Рисунок 3.5 – Сравнительная диаграмма зависимости расхода абсорбента от давления

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Полегешко Валерию Анатольевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
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 материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала:

Оценка конкурентоспособности ИП, матрица SWOT, диаграмма Ганта, бюджет НИ, основные показатели эффективности НИ

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Полегешко Валерий Анатольевич		10.03.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Затраты предприятия на производство и реализацию продукции выраженные в денежном эквиваленте, образуют себестоимость продукции. Расчет и анализ себестоимости продукции является важнейшей задачей любого предприятия. Чем меньше себестоимость продукции, тем выше рентабельность ее производства, тем больше получаемая прибыль.

В случае компании ПАО «Газпром» себестоимость добычи природного газа является одной из самых низких в мире. Однако всегда есть пути дальнейшей минимизации затрат – улучшение и модернизация технологического процесса подготовки газа или замена используемых на промыслах химических реагентов на более эффективные.

4.1 Расчет средней цены на диэтиленгликоль и метанол

Для определения средней цены на диэтиленгликоль (ДЭГ) воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена-60500 руб/т; ООО «Гликоли.Ру», г. Нижний Новгород, цена – 59000 руб/т; ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград, цена – 46000 руб/т; ООО «ПолиХимСтрой», г.Казань, цена-60000 руб/т; ООО «ТД Монолит», г. Уфа, цена – 85000 руб/т; ООО «Натолхим», г. Екатеринбург, цена-54000 руб/т [18]. Расчет по формуле (4.1).

$$C_{\text{дэг}} = \frac{60500+59000+46000+60000+85000+54000}{6} = 60750 \text{ руб/т} \quad (4.1)$$

Для определения средней цены на метанол воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «Шиханы-Ойл», г. Уфа, цена -27000 руб/т; ООО «СИНТЕЗ», г. Москва, цена – 23000 руб/т; ООО «ВИА Ойл», г. Пермь, цена – 20000 руб/т; ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена – 31000 руб/т; ООО

«СотСнаб», г. Санкт-Петербург, цена-31000 руб/т; ООО «ШЕТРИ», г. Ангарск, цена-28000 руб/т [18]. Расчет по формуле (4.2)

$$C_{\text{ТЕГ}} = \frac{27000+23000+20000+31000+31000+28000}{6} = 26667 \text{ руб/т} \quad (4.2)$$

Таким образом, примерная средняя цена диэтиленгликоля в России составляет 60750 руб/т, а метанола 26667 руб/т, т.е. ДЭГ дороже метанола на 56%.

4.2 Определение затрат на транспортировку реагентов

После покупки абсорбентов их необходимо доставить до газового промысла ООО «Газпром Добыча Ямбург».

Основные поставщики находятся в Нижнем Новгороде, Москве, Перми, Санкт-Петербурге, Екатеринбурге, Казани, Волгограде, Уфе и Ангарске. Доставка осуществляется автотранспортом в специализированных цистернах. Примерная стоимость транспортировки 10 т абсорбента на 1 км пути составляет 40 рублей [18] (согласно перечню цен на доставку выше перечисленных поставщиков). Примерная стоимость доставки 10 т абсорбента представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Стоимость транспортировки 10 т абсорбента до г. Новый Уренгой

	Расстояние до г. Новый Уренгой, км	Стоимость доставки до г. Новый Уренгой, руб
Санкт-Петербург	4065	162600
Волгоград	3620	144800
Москва	3600	144000
Нижний Новгород	3175	127000
Казань	2788	111520
Ангарск	3361	13440
Уфа	2365	94600
Екатеринбург	1870	74800
Пермь	1876	75040

Наиболее выгодная закупка абсорбента с точки зрения доставки у поставщиков из близлежащих городов – Уфы, Перми и Екатеринбурга.

Таким образом, самая выгодная доставка метанола из Перми, стоимость составит 275 тыс рублей, самая выгодная доставка ДЭГ из Волгограда – 604,8 тыс рублей. Экономия в случае использования метанола в качестве абсорбента составит 329800 рублей.

4.3 Расчет себестоимости продукции и ликвидации гидратообразования при закачке метанола в скважину

При работе систем ингибиторной защиты происходят следующие процессы:

- хранение и доставление ингибитора к дозирующему устройству или к точке ввода ингибитора;
- закачивание ингибитора;
- наблюдение производительности ингибирования.

Подача ингибитора к точкам ввода считается существенным действием при ингибировании. От того, как вовремя и в каком размере ингибитор был транспортирован к дозирующим устройствам, к обрабатываемым скважинам и узлам закачивания ингибитора в газопровод, зависит достижение требуемой доступности ингибирования. Все перебои в транспортировке химреагента могут являться причиной к сдвигу периодичности выполнения событий для ингибирования, что непременно отзовется на доступности ингибирования и, как результат, на действенности защиты.

Периодичность доставки ингибитора для наполнения рабочих емкостей дозирующих агрегатов должна первоначально формироваться с учетом установленного расхода ингибитора.

При его сдвиге, периодичность завоза должна вовремя корректироваться

Размер хранимого ингибитора планируется предварительно с резервом на случай внезапных изменений в системе и перебоев в доставке ингибитора.

Запас ингибитора должен исключить понижение доступности ингибирования из-за внезапных перемен в системах, а также при перебоях в доставке ингибитора.

Минимальный резерв, обязательный для того, чтобы исключить более чем 6-дневное нарушение закачки ингибитора, должен насчитывать семисуточную потребность в ингибиторе.

Максимальный резерв ингибитора для исключения наихудшего варианта – перебоев в доставке, должен быть равен произведению периода между доставками (согласно поставленному графику доставок) на посуточное требование в ингибиторе. Дополнительно, в договоре с поставщиками ингибитора обязаны существовать наказания на случай срыва графика поставок химреагентов.

Обязанность за снабжение своевременной поставки ингибитора лежит на службах фирмы, занимающихся материально-техническим снабжением и хранением химреагентов, и подрядных учреждений, отвечающих за заливку дозирующих агрегатов и закачивание ингибиторов. Контроль выполняется участками предприятий компании, ответственными за ингибиторную защиту.

При закачке ингибитора выполняется эксплуатационное и техническое обслуживание дозирующих агрегатов и периодическая подача ингибитора в газопровод или добывающую скважину.

В ходе эксплуатационного сервиса дозирующих агрегатов производятся следующие действия:

- наблюдение за уровнем ингибитора в расходной емкости (замер);
- наблюдение за подачей ингибитора (расчет);
- регулировка подачи ингибитора;
- текущий анализ работоспособности оборудования.

Цель технического обслуживания — это поддержание оборудования дозирующих агрегатов в работоспособном состоянии.

Все приведенные действия должны проводиться в согласовании с графиками выполнения работ. Факт выполнения и первичные итоги всех действий должны документироваться.

При закачке метанола на забой скважины при помощи оборудования для дозированной подачи химического реагента, потребление метанола согласно проекту составляет 41 г/1000 м³ на весь фонд действующих на месторождении

скважин. Годовая добыча газа на рассматриваемом объекте составляет 143,81 млн м³. Годовое потребление метанола составляет:

$$V_{\text{мет пр}} = 0,041 \cdot 143,81 \cdot 10^3 = 5896,21 \text{ кг/год}$$

Исходя из расчетов необходимого количества ингибитора гидратообразования, потребность в метаноле составляет 29,52 г/1000 м³:

$$V_{\text{мет рас}} = 0,02952 \cdot 143,81 \cdot 10^3 = 4245,27 \text{ кг/год}$$

Расчеты представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Расчет материальных затрат

Наименование материалов	Единицы измерения	Расход, единиц	Цена с НДС, руб.	Стоимость, руб.
Метанол (проект)	кг	5896,21	25,0	147405,25
Метанол (расчет)	кг	4245,27	25,0	106131,75

Таким образом, сравнивая стоимость проектного значения необходимого количества метанола с расчетным, можно сделать вывод, что экономия составляет 41273,5 рублей

Для обслуживания блока подачи метанола необходимая численность персонала составляет 2 человека: оператор по добыче нефти и газа 5 разряда и оператор КИПиА.

Расчеты представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет численности персонала и фонда оплаты труда

Должность	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб/ч	Отработано часов, ч	Тарифный фонд оплаты труда, руб.
Оператор по добыче нефти и газа	5	180,63	1903	343739,0
Оператор КИПиА	4	203,5	1903	387260,5
Итого				730999,5

В соответствии с премиальным положением определяем размер премии (25% от тарифного фонда оплаты труда):

$$Pr = 730999,5 \cdot 0,25 = 182,7 \text{ тыс. руб.};$$

Определяем размер северных и районных льгот, а также доплату за вредность:

$$С_{\text{К}}=(730999,5+182,7)*0,5=456,9 \text{ тыс. руб.};$$

$$Р_{\text{К}}=(730999,5+182,7)*0,5=456,9 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{Вред}=(730999,5+182,7)*0,05=45,7 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем годовой фонд оплаты труда рабочих:

$$\text{ФОТ}=730,99+182,7+456,9+456,9+45,7=1873,1 \text{ тыс. руб.}$$

Размер амортизации основных средств определяется исходя из балансовой стоимости основных средств и общей нормы амортизации представлен в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Расчет амортизации основных средств.

Наименование основных средств	Первоначальная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Метанольная установка	1738500	Линейная (6 лет)	289750

4.4 Расчет полной себестоимости сбора и подготовки природного газа

Расчет полной себестоимости сбора и подготовки природного газа представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет полной себестоимости

Наименование экономических элементов себестоимости	Сумма затрат, тыс. руб.
Материальные затраты	106,1
Расходы на оплату труда	1873,1
Взносы ПФ, ФСС, ФОМС (27,3 от ФОТ)	560,3
Амортизация основных средств	289,8
Прочие затраты 15% от суммы вышеуказанных (материалы, все виды энергии, комплектующие и запасные части)	424,4
Итого	3253,7
Накладные расходы (16% от суммы)	520,6
Итого затраты	3774,3

Выводы по разделу

Рассматривая экономическую целесообразность применения того или иного реагента можно отметить, что примерная средняя цена диэтиленгликоля в России составляет 60750 руб/т, а метанола 26667 руб/т, т.е. ДЭГ дороже метанола на 56%.

В ходе расчетов было выяснено, что самая выгодная доставка метанола из Перми, стоимость составит 275 тыс. рублей, самая выгодная доставка ДЭГ из Волгограда – 604,8 тыс. рублей. Экономия в случае использования метанола в качестве абсорбента составит 329800 рублей.

Структура затрат в основном состоит из расходов на оплату труда и затрат на установки и реагенты для подготовки газа и борьбы с гидратообразованием.

Экономический эффект обеспечивается за счет бесперебойной добычи газа благодаря своевременному предупреждению гидратообразования. Исходя из таблицы 4.5, для полного проведения работ, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 3774300 рублей.

Пересчет количества необходимого метанола позволяет сэкономить 41273,5 рублей.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8Д		Полегешко Валерию Анатольевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ эффективности технологии подготовки газа на УКПГ-1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение Характеристика объекта исследования и области его применения.</p>	<p>Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа Областью применения является разработка и эксплуатация месторождения Рабочей зоной является цех подготовки газа Размеры помещения составляют 100*50 метров Количество и наименование оборудования: абсорберы, сепараторы, огневые печи, емкости, насосы водокольцевые, отстойники, разделители, емкости с угольными фильтрами, задвижки. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров работы процесса подготовки газа, обслуживание резервуаров.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: —</p>	<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях. - При проектировании объектов необходимо руководствоваться "Перечнем технологического оборудования нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для установки на открытых площадках" НТП 1.8-001-2004 "Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа"</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p>	<p>2.1 Анализ потенциальных вредных факторов - Отклонения показателей климата на открытом воздухе (ГОСТ 12.1.005-88) - Повышенный уровень шума (ГОСТ 12.1.003-83) и вибрации (ГОСТ 12.1.012-90) на рабочем месте - Тяжесть и напряженность труда (Р2.2.755-99) - Вредные вещества (ГОСТ 12.4.034-85) 2.2 Анализ потенциальных опасных факторов - Эксплуатация оборудования, работающих под давлением; - Электробезопасность – статическое электричество (специальная одежда антиэлектростатическая; средства защиты рук; специальная обувь антиэлектростатическая; предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца));</p>

	- Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства (средства защиты: перчатки или рукавицы с кислотной пропиткой; для головы – каски защитные; для защиты органов - противогазы и респираторы).
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	Анализ воздействия на селитебную зону (выбросы паров газа при аварии и выбросах вредных веществ); Анализ воздействия на литосферу (твёрдые бытовые и строительные отходы, разлитие растворов и химических агентов); Анализ воздействия на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды); Анализ воздействия на атмосферу (выбросы паров газа и метанола). Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации оборудования цеха подготовки газа; Наиболее типичная ЧС – аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек, негерметичных соединений; Геологические воздействия (землетрясение, цунами, ураган и т.д.); Пожарная и взрывная опасность
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
10.03.2022	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Полегешко Валерий Анатольевич		10.03.2022

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В рамках данной работы осуществляется оценка эффективности установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче газа и конденсата на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К самостоятельному выполнению работ по добыче нефти и газа допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;

- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;

- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты;

- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;

- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;

- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;

- сообщить о случившемся руководителю подразделения;

- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;

- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;

- качественное выполнение работ;

- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;

- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [36].

5.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин существует риск получения серьезного вреда здоровью.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 5.1 для дальнейшего анализа.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при работе УКПГ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
1) повышенный уровень шума; 2) повышенный уровень вибрации; 3) недостаточная освещенность рабочей зоны; 4) повышенная запыленность и загазованность; 5) повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 6) повреждения в результате контакта с насекомыми.	1) движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2) повышенное значение напряжения в электрической цепи; 3) пожаро-взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.003-2014 [19] ГОСТ 12.1.012–2004 [21] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [22] СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03 [38] ГН 2.2.5.1313-03 [30] ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ [24] СанПиН 2.2.4.548–96 [26] ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ [31] ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ [32] ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [33] ГОСТ Р 12.4.296-2013 [37]

5.2.1 Характеристика вредных производственных факторов

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

В данном разделе рассмотрим факторы, которые могут воздействовать на организм человека в процессе работы установки комплексной подготовки газа, нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Повышенный уровень шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в упругой среде (твердой, жидкой или газообразной). Длительное воздействие шума может привести

к ухудшению слуха, а в отдельных случаях к глухоте. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ.

Производственный шум рассматривают как совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у работающих неприятные ощущения. Источником возникновения шума являются шлейфы, по которым поступает газ в здание переключающей арматуры, сепараторы, абсорберы, вентиляционные холодильники

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [19]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные и коллективные средства защиты.

Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противошумные вкладыши, противошумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [20].

Повышенный уровень вибрации

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Регулируется ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ[21].

Рассматривая нарушение состояния здоровья при воздействии, вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетативная неустойчивость.

Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [22].

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и правильная организация труда и отдыха [28].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» [38]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На УКПГ используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное [29].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При поступлении газа на УКПГ могут происходить его незначительные потери, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня.

При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При

невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [30]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;

- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. Резкие колебания температуры неблагоприятно влияют на организм человека, приводят в быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового

облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [23].

В зимнее время температура воздуха понижается до -40°C , при проведении работ может произойти обмораживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [26].

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [27].

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Установка комплексной подготовки газа расположена в полевых условиях, поэтому в близлежащих окрестностях обитают гнус и клещевые инфекции.

К гнусу относят комплекс летающих кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрецы, слепни, москиты), к клещевым инфекциям относят инфекционные природно-очаговые заболевания, возбудителей которых передают иксодовые клещи.

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита. В случае защиты от клещевых инфекций можно использовать противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу [37].

5.2.2 Характеристика опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.

На УКПГ имеется множество различных машин и механизмов, таких как насосы, абсорберы, сепараторы, турбодетандеры, аппараты воздушного охлаждения. При их неправильной эксплуатации возможно получение механических травм. Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты [39]:

- 1) сапоги кожаные с жестким подноском;
- 2) сапоги резиновые с жестким подноском;
- 3) каска защитная;
- 4) подшлемник под каску;
- 5) перчатки с полимерным покрытием;

- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом

-пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения [31,32].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Источниками возникновения травм от электрического тока могут являться различные электрические приборы. Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

-проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования УКПГ должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [40], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)» [41].

Коллективные средства защиты:

- применения защитного заземления УКПГ;
- применение блокировочных устройств;
- изолирующие устройства и покрытия.

Индивидуальные средства защиты:

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, резиновые сапоги, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок [33].

Пожаровзрывоопасность

Источником возникновения пожара на УКПГ могут служить движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрические приборы, предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе, курение в неположенном месте, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [34].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория УКПГ должна быть очищена от мусора и не следует допускать загазовывания территории.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

5.3 Экологическая безопасность

Нефтегазовая промышленность в силу своей специфики, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, является одной из самых загрязняющих экологию отраслей. В связи с этим необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Атмосфера

Источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на УКПГ. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [42].

Гидросфера и литосфера

В процессе добычи нефти и газа происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами, бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Защитные мероприятия гидросферы и литосферы:

- устья скважин и прискважинные участки должны обеспечивать требуемую герметичность;
- хранение запасов ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [34].

Рекультивация нарушенных земель в процессе добычи скважины подразумевает следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [35].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [43].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Возможные чрезвычайные ситуации при добыче нефти и газа:

- наводнения;
- снежные бури;
- ураганы;
- лесные пожары;
- газонефтеводоконденсатопроявления на скважине;
- образование пожаро- и взрывоопасной смеси на промплощадке УКПГ, УКПГК с последующим взрывом;
- возгорание продукта, открытый огонь и термическое воздействие огня;
- разрушение трубопроводов, аппаратов их элементов и т.д.

Наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при добыче нефти и газа являются газонефтеводоконденсатопроявления на скважине.

Основными причинами возникновения данной ЧС являются:

- нарушение требований безопасности при проведении работ;
- отклонения от технологического регламента;
- недостаточная обученность персонала;
- неисправность технологического оборудования.

При возникновении ЧС принимаются меры согласно плану ликвидации аварий, по ограничению развития аварийной ситуации и ее ликвидации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе расчета было определено, что на участке шлейфа на расстоянии 6,3 км есть условия для образования гидратов, расход ингибитора для этих условий работы шлейфа показал потребность в метаноле 29,52 г/1000 м³, что на 28% меньше чем предусмотрено проектом 41 г/1000 м³.

Переход газового промысла на однореагентную систему подготовки скважинной продукции позволил упростить систему регенерации реагентов на УКПГ, на всех режимах расход ДЭГ более чем в 6 раз превышает расход метанола, а также изменение расхода метанола при снижении давления менее существенно по сравнению с диэтиленгликолем. Переход на однореагентную систему позволяет достигнуть наибольшего технологического и экономического эффекта, так как метанол дешевле ДЭГ.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение было рассчитано, что примерная средняя цена диэтиленгликоля в России составляет 60750 руб/т, а метанола 26667 руб/т, т.е. ДЭГ дороже метанола на 56%. самая выгодная доставка метанола из Перми, стоимость составит 275 тыс. рублей, самая выгодная доставка ДЭГ из Волгограда – 604,8 тыс. рублей. Экономия в случае использования метанола в качестве абсорбента составит 329800 рублей.

Сравнивая стоимость проектного значения необходимого количества метанола с расчетным, можно сделать вывод, что экономия составляет 41273,5 рублей.

В разделе социальная ответственность был произведен анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче газа и конденсата на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, разработаны способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Багатуров С.А. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле – М.: Химия, 1974. - 439 с.
2. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. - 596 с.
3. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. М.: Химия, 2011. - 265 с.
4. Берлин М.А. Переработка нефтяных и природных газов / Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. – М.: Химия, 1981. - 472 с.
5. Бондарев Э.А. и др. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. – Новосибирск: Наука, 1988. - 272 с.
6. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. М.: Недра, 1986. - 238 с.
7. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. – М.: Химия, 1972. - 360 с.
8. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1981.– 248 с.
9. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л.: Недра, 2008. - 161 с.
10. Ставкин Г.П. Правила и инструкции по технике безопасности на установках УКПГ. – М.: Недра, 1998. – 165 с.
11. Чеботарёв В.В. Расчёты основных показателей технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: учеб. пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2007. – 408 с.
12. Шервуд Т.Б. Свойства газов валанжинских залежей. – М.: Недра, 1996. – 127с.
13. Отчет по геологии и разработке месторождений предприятия “Ямбурггаздобыча” за 2003. – ОАО Газпром.
14. Проект разработки нижнемеловых отложений Ямбургского газоконденсатного месторождения. – М., 1986. – 115 с.

15. Технологический регламент эксплуатации газового промысла №1В (УКПГ, ДКС) Ямбургского НГКМ, 2013. – 217с.

16. Справочное пособие по технологическому расчету систем абсорбционной осушки газа. – “Тюменниигипрогаз”, 2002. – 113 с.

17. Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов ООО «Ямбурггаздобыча» ОАО «Газпром», Том 1: Газовые промыслы валанжинской залежи, Ямбург – 2001.

18. Торговая площадка Пульс цен. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pulscen.ru> (дата обращения 01.05.2022 г.)

19. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2022 г.)

20. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2022 г.)

21. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2022 г.).

22. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2022 г.).

23. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2022 г.).

24. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2022 г.).

25. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2022 г.).
26. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 02.05.2022 г.).
27. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru> (дата обращения 02.05.2022 г.).
28. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.
29. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтегазовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2022 г.).
30. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2022 г.).
31. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс].
32. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2022 г.).
33. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2022 г.).
34. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 02.05.2022 г.).

35. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин

36. Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vunivere.ru> (дата обращения 03.05.2022 г.).

37. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2022 г.).

38. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 03.05.2022 г.).

39. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2022 г.).

40. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2022 г.).

41. ГОСТ 162-90 «Оборудование противовыбросовое». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2022 г.).

42. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2022 г.).

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

Таблица А.1 – Технические данные труб, применяемых для строительства промышленных коммуникаций

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Объём 1п. м трубы, л	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Объём 1п. м трубы, л
89	4	5,15	219	8	32,4
	5	4,9		9	31,7
	6	4,65		10	31,1
	7	4,42		11	30,5
				12	29,9
102	4	6,94	245	8	41,2
	5	6,65		9	40,5
	6	6,36		10	39,7
	7	6,08		11	39,0
				12	38,4
114	4	8,82	273	8	51,9
	5	8,5		9	51,0
	6	8,17		10	50,3
	7	7,85		11	49,5
	8	7,54		12	48,7
127	4	11,12	325	8	75,0
	5	10,75		9	74,0
	6	10,39		10	73,0
	7	10,03		11	72,1
	8	9,68		12	71,1
140	5	13,27	377	8	100,1
	6	12,9		11	99,0
	7	12,5		12	97,9
	8	12,1		13	96,7
				14	95,6
146	5	14,5	426	10	–
	6	14,1		11	–
	7	13,7		12	–
	8	13,3		13	–
				14	–
168	6	19,1	530	8	–
	7	18,1		10	–
	8	18,15		12	–
	9	17,7		14	–
	10	17,2		25	–

Таблица А.2 – Значения коэффициентов А и В

Т, °С	А	В	Т, °С	А	В
- 30	0,3910	0,00710	+ 2	5,400	0,04640
- 28	0,4715	0,00806	4	6,225	0,05150
- 26	0,5660	0,00921	6	7,150	0,05710
- 24	0,6775	0,01043	8	8,200	0,06300
- 22	0,8090	0,01168	10	9,390	0,06960
- 20	0,9600	0,01340	12	10,720	0,07670
- 18	1,1440	0,01510	14	12,39	0,08550
- 16	1,3500	0,01750	16	13,94	0,09300
- 14	1,5900	0,01927	18	15,75	0,10200
- 12	1,8680	0,02155	20	17,87	0,11200
- 10	2,1880	0,02290	22	20,15	0,12270
- 8	2,5500	0,02710	24	22,90	0,13430
- 6	2,9900	0,03035	26	25,50	0,14630
- 4	3,4800	0,03380	28	28,70	0,15950
- 2	4,0300	0,03770	30	32,30	0,17400
0	4,6700	0,04180	32	36,10	0,18950

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

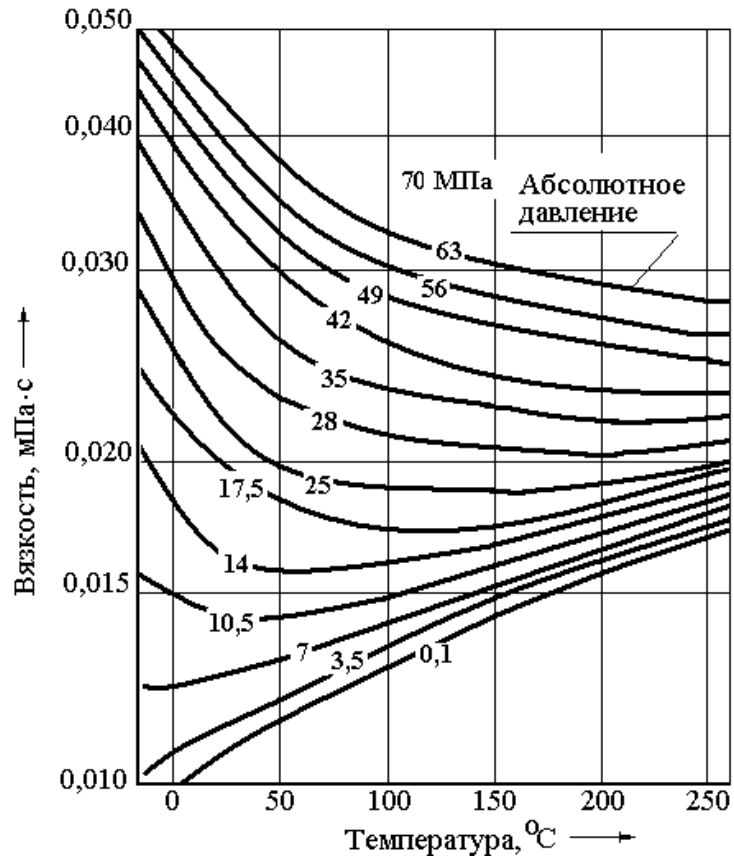


Рисунок Б.1 – Изменение вязкости природного газа от температуры при относительной плотности $\bar{\rho} = 0,6$

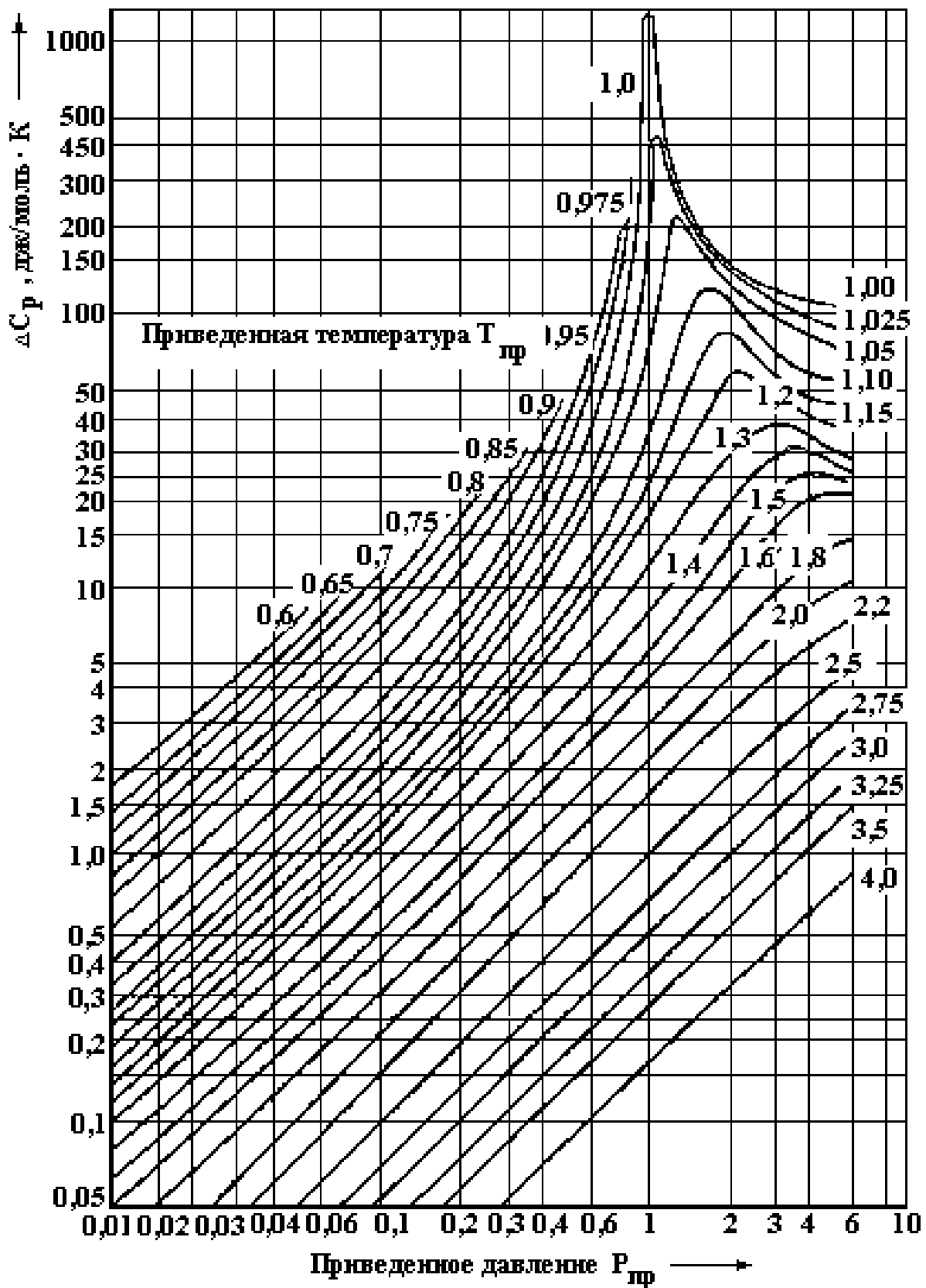


Рисунок Б.2 – Зависимость ΔC_p от приведённых температуры и давления природного газа

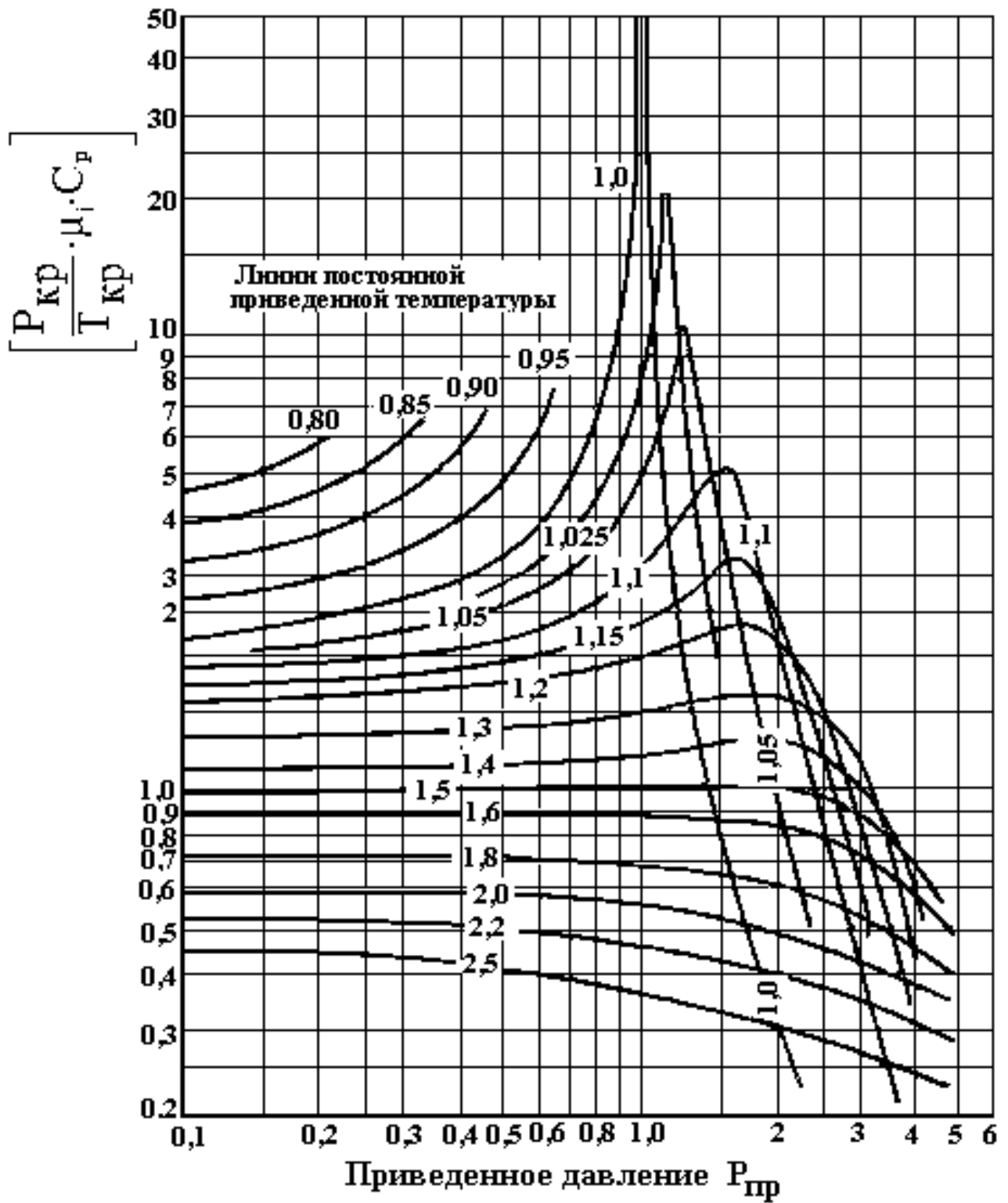


Рисунок Б.3 – Обобщённая функция коэффициента Джоуля-Томпсона в зависимости от приведённых давления и температуры

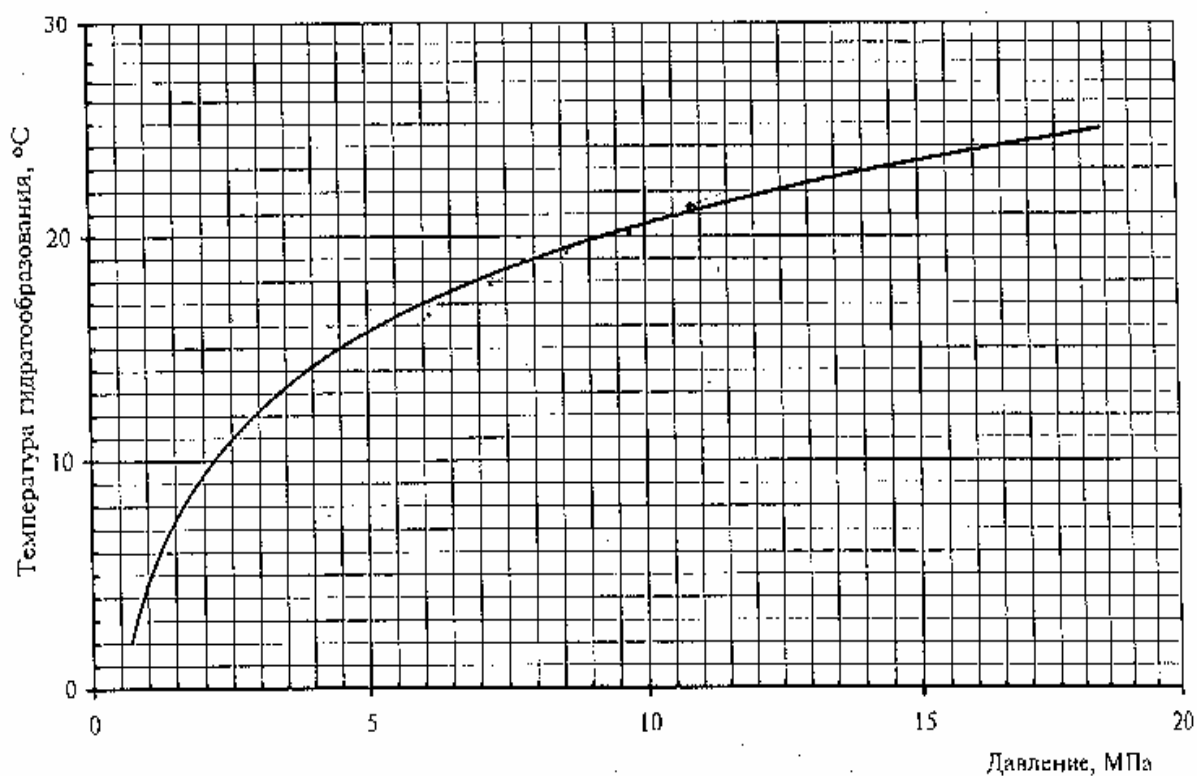
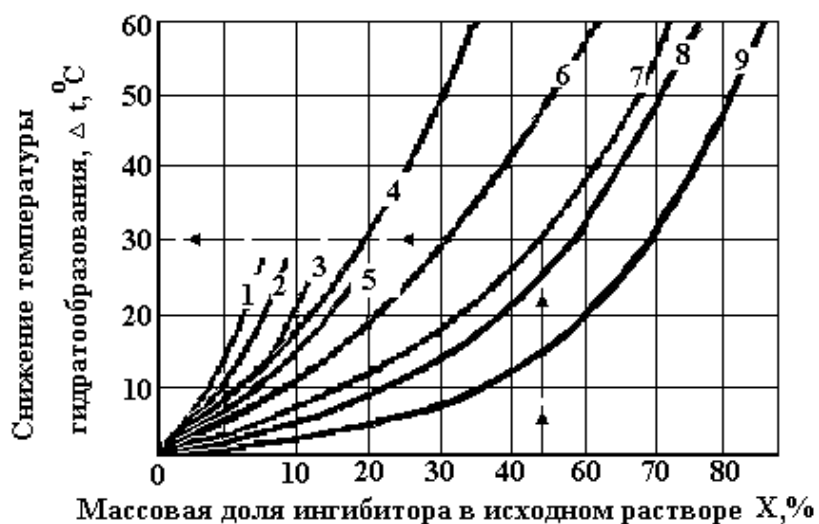


Рисунок Б.4 – Динамика изменения температуры гидратообразования газа



- 1 – LiCl ; 2 – MgCl_2 ; 3 – NaCl ; 4 – NH_4OH ; 5 – CaCl_2 ; 6 – CH_3OH ;
7 – ЭГ; 8 – ДЭГ; 9 – ТЭГ.

Рисунок Б.5 – Номограммы для определения снижения температуры гидратообразования природных газов с растворами

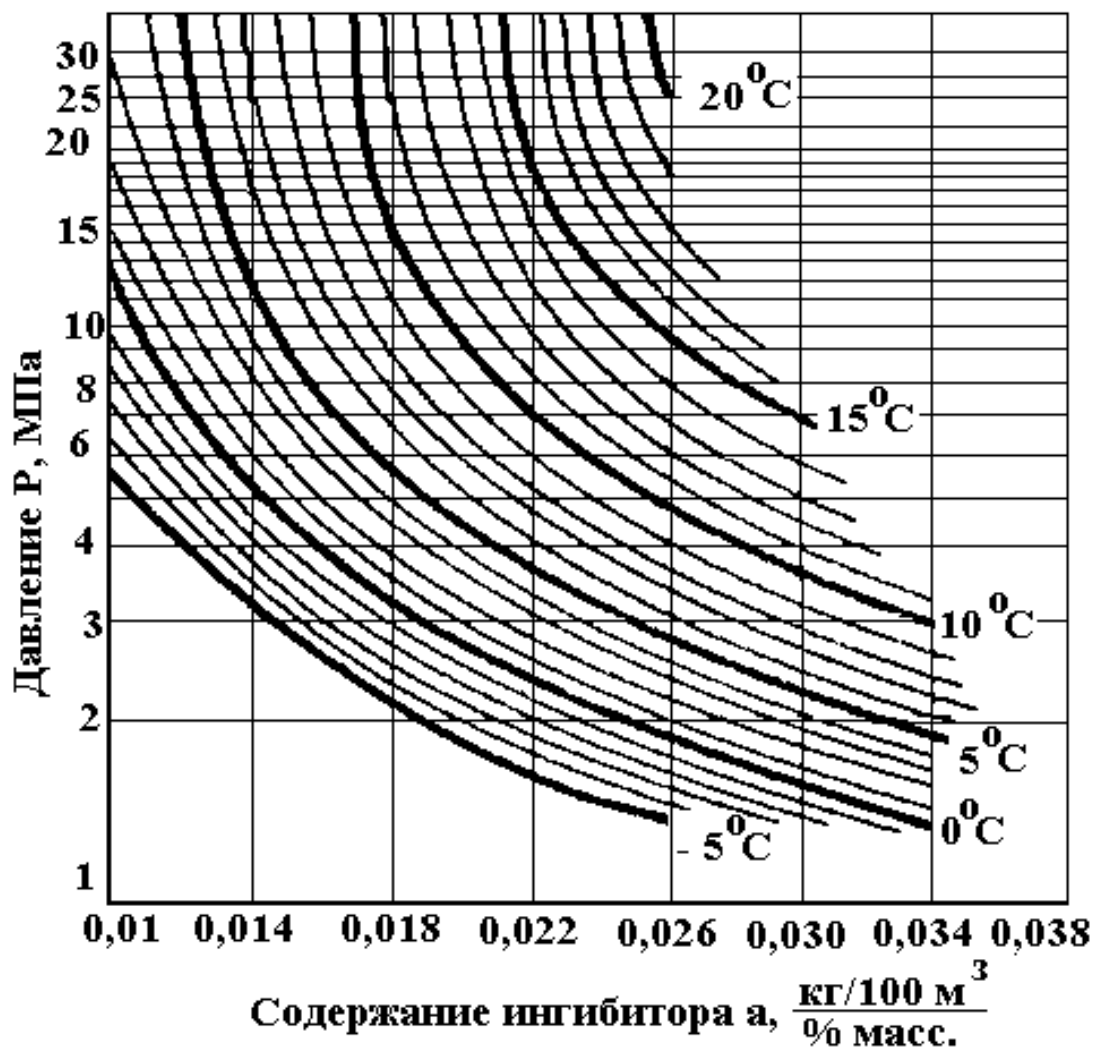


Рисунок Б.6 – Зависимость давления от значения a