

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору»

УДК (622.692.4:622.279.72)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Раздобреев Е.И.		06.06.2022

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		25.05.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп. ООД	Гуляев М.В.	-		25.05.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и
обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
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
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Раздобреев Егор Ильич

Тема работы:

«Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-43с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Параметры газа при стандартных условиях: Давление p 0,1013 МПа Температура t 20 °С Плотность газа 0.749 Диаметр трубопровода 300 мм
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Провести аналитический обзор о природе гидратах и их свойствах; определить факторы, влияющие на образование газовых гидратов, и методы борьбы с ними; произвести расчет граничных условий гидратообразования; предложить рекомендации по обеспечению оптимальной пропускной способности трубопровода.

Перечень графического материала	Хроматограмма компонентов природного газа,
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына З.В., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2022
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Раздобреев Е.И.		10.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Раздобреев Егор Ильич

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору»	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Информационные ресурсы: научные журналы, монографии, учебники по теме исследований; Человеческие ресурсы: студент и руководитель.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Определение эксплуатационных затрат
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет сравнительной эффективности технологий
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Раздобреев Егор Ильич		10.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Раздобреев Егор Ильич

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»/ «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения	Объектом исследования является промышленный газопровод, предназначенный для транспортировки газа на [REDACTED] месторождения в единую систему газоснабжения. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности. Область применения: подводные трубопроводные системы. Рабочая зона: промысел месторождения Рабочие процессы, выполняемые в рабочей зоне: огневые, газоопасные, сварочно-монтажные работы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерногеологических изысканий); 1. Размещение аварийных органов управления ГОСТ 12.2.003—91 2. Критерии и классификация условий труда Р 2.2.2006-05 - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих). Основные нормативные документы: 1.Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) 2.Оборудование рабочих мест ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ 3.Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03 4.Инструкции по технике безопасности предприятия и др.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциально вредных и опасных факторов; 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов.	2.1 При эксплуатации компрессорных станций и магистрального газопровода были проанализированы следующие виды потенциально вредных и опасных факторов:

	• производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; • Производственные факторы, связанные с температурой воздушной среды на местонахождении работающего; • Влияние вредных веществ; • Движущиеся подвижные части производственного оборудования; • Производственные факторы, связанные с электрическим током; • Повышенный уровень давления в магистральном газопроводе; • Пожаро- и взрывоопасность; • Повышенный уровень вибрации и шума; • Производственные факторы, связанные со световой средой; • Повреждения в результате контакта с животными;
3. Экологическая безопасность:	Проанализировать влияние работ, проводимых в ходе проектируемого решения, на различные компоненты окружающей среды: 1. Выбросы природного газа в атмосферу и сжигание отходов; 2. Попадание в гидросферу сточных вод и мусора; 3. Загрязнение почвы производственными отходами; 4. Воздействие на места обитания животных;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	При транспортировке природного газа, чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийного бедствия, иметь социальный или техногенный характер. Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС): • стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры); • социального характера (террористический акт); • техногенного характера (производственная авария). Наиболее типичными и опасными являются ЧС техногенного характера, такие как: воспламенение масла, взрыв топливного газа, короткое замыкание, разрушение оборудования и агрегатов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2022
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель. ООД	Гуляев М.В.	-		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Раздобреев Егор Ильич		10.02.2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2022	<i>Введение</i>	5
26.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	15
08.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2022	<i>Расчет прочности и устойчивости морского газопровода «Газ Ямала»</i>	20
29.04.2022	<i>Сформировать комплекс технологических мероприятий по прокладке подводного трубопровода с привязкой к конкретному району строительства</i>	20
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2022

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

Определения, обозначения и сокращения

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Абсорбция: Поглощение отдельных компонентов из газовых (паровых) смесей всем объемом жидкости или твердого тела (абсорбента) с образованием раствора.

Адсорбция: Поглощение отдельных компонентов из газовых (паровых) или жидких смесей на поверхности твердого тела (или в объеме его микропор) или жидкости. В технике под адсорбцией обычно понимают поглощение на поверхности твердого тела (адсорбента).

Газоперекачивающий агрегат: Технологическое устройство, включающее привод и нагнетатель, предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе.

Газопровод: Трубопровод, транспортирующий природный газ.

Газотранспортная организация: Организация, которая осуществляет транспортировку газа и у которой магистральные газопроводы и отводы газопроводов, компрессорные станции и другие производственные объекты находятся на праве собственности или на иных законных основаниях.

Газотранспортная система: Совокупность взаимосвязанных объектов, состоящая из газопроводов с сопутствующими сооружениями и предназначенная для обеспечения газом потребителя.

Ингибитор гидратообразования: Вещества, предотвращающие образование гидратов углеводородных газов при их добыче, транспорте и подземном хранении, а также в процессах первичной обработки.

Компрессорная станция: Комплекс сооружений газопровода (магистрального), предназначенный для компримирования газа.

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					1	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Компрессорный цех: Сооружение, предназначенное для поддержания заданного давления в магистральном газопроводе и технологических параметров газа, включающее группу ГПА, технологические системы очистки, осушки и подогрева (охлаждения) газа.

Производительность газопровода: Количество газа, пропускаемое по газопроводу в единицу времени транспорт газа: Подача газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт потребления.

Сокращения

АСУ ТП – автоматизированная система управления техническим процессом;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГРС – газораспределительная станция;

ДС – диспетчерская служба;

ГТС – газотранспортная система;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;

КС – компрессорная станция;

КЦ – компрессорный цех;

ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;

ЛЭП – линия электропередачи;

МГ – магистральный газопровод;

ОДУ – объединенное диспетчерское управление;

ПДС – производственно-диспетчерская служба;

ПХГ – подземное хранилище газа;

ППР – планово-профилактические работы;

САУ – система автоматического управления;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;

УО – узел очистки газа;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

УП – узел подключения;

ЦБН – центробежный нагнетатель;

ЦДУ – центральное диспетчерское управление;

ЭГПА – электроприводной газоперекачивающий агрегат.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит **172** страниц, рисунков, **18** таблиц, **37** литературных источников, **7** приложений.

Ключевые слова: газопровод, компрессорная станция, газовые гидраты, осложняющие процессы, сборный коллектор, промысловый трубопровод, пропускная способность.

Объектом исследования является природный газ поставляемый по промысловым трубопроводам ■■■ месторождения.

Цель работы – разработать мероприятия по обеспечению без гидратной транспортировки газа по сборному коллектору.

В процессе исследования проведен аналитический обзор литературы, раскрывающий необходимость поддержания максимальной пропускной способности промысловых трубопроводов, рассмотрены основные осложняющие процессы и ситуации, а также методы борьбы с ними.

В результате исследования выявлены особенности транспортировки газа по сборному коллектору, определены методы обеспечения необходимой пропускной способности трубопроводов, произведен сравнительный анализ методов борьбы с гидратообразованием. Предложена оптимальная и эффективная методика по обеспечению без гидратной транспортировки газа по промысловым трубопроводам.

Область применения: сборный коллектор.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в определении метода по поддержанию необходимой пропускной способности для промысловых трубопроводов.

Полученные результаты будут использованы для исследования в магистерской диссертации по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					4	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Abstract

The graduate qualification work contains **120** pages, **54** figures, **18** tables, **37** literature sources, **7** applications.

Key words: gas pipeline, compressor station, gas hydrates, complicating processes, collecting manifold, field pipeline, flow capacity.

The object of the study is natural gas infield pipelines of the **XX** field.

The purpose of the work is to develop measures to ensure hydrate-free transportation of gas through the gathering line.

During the research an analytical review of the literature, revealing the necessity of maintaining the maximum capacity of field pipelines, the main complicating processes and situations, as well as methods of combating them have been reviewed.

As a result of research peculiarities of gas transportation by collecting collector are revealed, methods of maintenance of necessary carrying capacity of pipelines are defined, comparative analysis of methods of struggle against hydrate formation is carried out. The optimum and effective method for ensuring hydrate-free gas transportation through the field pipelines has been proposed.

Area of application: collecting collector.

Economic efficiency/significance of the work is to determine the method for maintaining the necessary throughput capacity for field pipelines.

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					5	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Оглавление

Определения, обозначения и сокращения	1
Реферат	4
Abstract	5
Введение.....	8
1 Обзор литературных источников	10
1.1 Гидраты в составе природного газа	10
1.2 Условия образования гидратов в технологических трубопроводах компрессорных станций и магистральных трубопроводах.	12
1.3 Типы гидратов	23
1.4 Физические свойства гидратов.....	29
2 Анализ существующих технических решений	48
2.1 Предупреждение и борьба с гидратообразованием.....	48
2.2 Предупреждение гидратообразования с помощью химреагентов.....	61
3 Характеристика объекта исследования.....	68
3.1 Природно-климатические условия местоположения объекта	68
3.2 Свойства углеводородов, планируемых для транспортировки по выбранному участку	69
3.3 Технические характеристики трубопроводов участка.....	70
3.4 Характеристика производственной установки	72
4. Расчетно-технологическая часть	74
4.1 Анализ существующих методик расчета гидратообразования	74
4.2 Данные для расчетов.....	83
4.3 Определение влажности реального газа	84
4.4 Определение точки росы природного газа различными методами	92
4.5 Методы ручных вычислений условий гидратообразования.....	95
4.6 Исследование зависимости температуры начала гидратообразования от изменения давления газа	106
4.7 Исследование зависимости давления начала гидратообразования от изменения температуры газа.....	107
4.8 Расчет концентрации ингибитора разными методами.....	112

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					6	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

4.9	Исследование зависимости пропускной способности трубопровода от наличия гидратообразований.....	114
4.10	Технологическая часть	116
5	Рекомендации к методике расчета гидратообразования.....	119
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	121
6.1	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений.....	121
6.2	Сравнение экономической эффективности метанола и хлорида кальция	122
6.3	Вывод по главе 6	131
7	Социальная ответственность	133
7.1	Введение.....	133
7.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	133
7.3	Профессиональная социальная безопасность	135
7.4	Производственная безопасность	135
7.4.1	Анализ потенциально вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	136
7.4.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование	140
7.5	Экологическая безопасность.....	145
7.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	146
7.7	Заключение по главе 7	147
	Заключение	149
	Список используемой литературы	150
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	157

Введение

В настоящее время идет бурное развитие трубопроводного транспорта, что вызвано интенсивной добычей природного газа и необходимостью доставки его к потребителю наиболее экономичным способом. В силу неоднородности месторождений проблема контроля качества газа является основным критерием надёжности, особенно по такому параметру как влагосодержание газа. Это связано с тем, что при течении влажного газа в трубопроводе происходит образование газовых гидратов, которое приводит к значительному увеличению гидравлического сопротивления и снижению пропускной способности трубопроводов вплоть до их полного закупоривания, что, в свою очередь, способствует возникновению аварийных и опасных ситуаций, а также к нарушению работы оборудования. В следствие чего, все работы, направленные на обеспечение оптимальной пропускной способности трубопровода, являются актуальными, и тема работы актуальна.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра разработать мероприятия по обеспечению безгидратной транспортировки газа по сборному коллектору.

Задачи:

1. Провести анализ существующих осложняющих процессов в промысловых трубопроводах.
2. Изучить факторы гидратообразования и современные способы борьбы с ними при транспортировке газа.
3. Обзор научной литературы и нормативно-технической документации по проблематике.
4. Произвести расчёт необходимого количества ингибиторов для предотвращения гидратообразования.

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					8	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

5. Разработать технические решения по обеспечению требуемой пропускной способности промышленного трубопровода.

1 Обзор литературных источников

1.1 Гидраты в составе природного газа

В широком смысле гидраты – это химические соединения, в молекулярную формулу которых входит вода. Так, например, существуют «твердые гидраты», один из классов неорганических соединений. Твердыми гидратами являются твердые вещества с ионным типом связей, в которых, окруженные молекулами воды ионы образуют твердое кристаллическое тело. Однако в газовой индустрии принято понимать, что гидраты – это вещества, которые состоят из микромолекул и воды. Они входят в более крупный класс химических соединений, известных под названием «клатратов» или «соединений включения». Соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого вещества, называются клатратами. В представленной выпускной квалификационной работе рассматриваются водные клатраты – гидраты.

Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Образование гидратов является одной из проблем, связанных с процессами добычи, переработки и транспортировки природного газа и его производных жидкостей.

В нефтегазовой промышленности «гидраты» относятся к веществам, которые обычно находятся в газообразном состоянии при комнатной температуре. К таким веществам относятся метан, этан, углекислый газ, сероводород и др. Отсюда термин «газогидраты», а также одно из распространенных заблуждений, связанных с этим типом соединений. Многие ошибочно полагают, что неводные жидкости не способны к гидрообразованию, но на самом деле другие жидкости могут образовывать гидраты.

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Обзор литературных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					10	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

В качестве примера вещества, находящегося в жидком состоянии при комнатных условиях, а также образующего гидрат, можно назвать дихлордифторметан (фреон-12).

Зачастую природный газ сопровождается водой. Вода всегда присутствует в газоносных пластах. По этой причине природный газ, добываемый из скважин, всегда насыщен водой. Кроме того, в ряде случаев пластовая вода добывается из скважин вместе с газом. Также, в технологических процессах подготовки природного газа часто используется вода. Водные растворы используют для очистки природного газа от сероводорода, двуокиси углерода, также называемыми «кислыми газами». Наиболее распространенным методом очистки газа, является очистка водными растворами алканоламинов. Итогом данной обработки получают насыщенный водой очищенный газ. Вследствие вышеперечисленных факторов между водой и природным газом имеется тесная взаимосвязь, в результате которой на всех стадиях добычи и подготовки природного газа могут встречаться гидраты [1].

Одна из особенностей газовых гидратов обусловлена отсутствием связи между молекулами – гостями и хозяевами. Внутри решеток, образованных молекулами – хозяевами, могут свободно вращаться молекулы – гости. Данное вращение доказано благодаря спектроскопическим измерениям. В итоге, газовые гидраты можно отнести к твердым растворам [2].

В таких соединениях молекулы воды – «хозяева», а молекулы других веществ, которые стабилизируют кристаллическую решетку, называют «гостями». Гидратообразующие вещества или гидратообразователи являются молекулами «гостями». Гидраты имеют сложные кристаллические решетки с трехмерным строением, где каркас, в полостях которого находятся заключенные молекулы гости, образуют молекулы воды.

					Обзор литературных источников	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2 Условия образования гидратов в технологических трубопроводах компрессорных станций и магистральных трубопроводах.

Гидраты откладываются на внутренних стенках трубопровода тем самым понижая его эффективный диаметр и, как следствие, пропускную способность трубопровода. Это приводит к падению давления, становится необходимой дополнительная загрузка компрессорных станций и, соответственно, растут эксплуатационные затраты. Более того, в потоке среды гидраты способны перемещаться по трубопроводу, а их скопление создает гидратные пробки, способные закупорить трубопровод, что приводит если не к полной остановке перекачки, то к чрезмерному повышению давления на КС.

Для появления гидрата необходимо: присутствие воды, газа, конкретное давление и температура одновременно. Химические взаимосвязи среди молекул отсутствуют. Молекулы воды соединены водородной связью, которая довольно просто распадается при понижении давления или повышении температуры. При формировании газового гидрата и образования полостей они расширяются молекулами газа, заключенные в эти полости, а удельный объем воды в газогидратном состоянии увеличивается до 1,26 -1,32 см³ /г (удельный объем воды в состоянии льда - 1,09 см³ /г) [21].

В зависимости от молекулярной характеристики и структуры внутренних ячеек гидраты газов обладают шестью различными формами и имеющих широкое распространение.

					Обзор литературных источников	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В зависимости от состояния и условий образования по виду гидраты имеют хорошо выраженные прозрачные кристаллы различных форм в своем основании. Газогидраты, образованные в турбулентном потоке, представляют собою бесформенную массу плотно спрессованного снега. Они обладают значительной сорбционной способностью и часто, присутствие сорбционной пленки жидких углеводородов на поверхности кристаллов способствует к тому, что они кажутся оплавленными (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 Внешний вид газового гидрата в трубопроводе

Предельное отношение количества молекул газа и воды гидратообразователя (величина n) при заполнении всех полостей решетки гидрата молекулами газа составляет 5,75 для структуры I и 17 – для структуры II. Однако в реальных условиях n может значительно возрастать вследствие частичного заполнения пустого пространства решётки гидрата молекулами газогидратообразователя. Величина n зависит от давления и температуры гидратообразования.

В практических условиях добычи и транспортирования природных газов за частую образуются смешанные гидраты. В их состав входят двойные гидратструктуры II, большие из полостей, которых заняты изобутаном и пропаном, а меньшие – сероводородом, метаном, углекислотой и другими

					Обзор литературных источников	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

газами, а также простые гидраты структуры I, состоящие из сероводорода, углекислоты, метана, этана, и т. д., – при их избытке.

Состав газа обуславливает условия формирования гидратов – чем больше молекулярные массы индивидуальных газов или смесь газов, тем меньше требуемое давление для создания гидрата при одной и той же температуре. Присутствие кислых газов в смеси увеличивает опасность гидратообразования. При полном насыщении природного (попутного) газа влагой происходит гидратообразование на границе газ-вода [22].

При наличии центров кристаллизации в объеме воды активно создадутся гидраты и растворенный газ отчасти включается в состав гидратов [23].

Обстоятельства образования гидратов природных и попутных нефтяных газов обуславливается давлением, температурой и составом газа и воды. Для гидратов, образующихся из индивидуальных воды и газа, имеющих название – простые, наглядно представлены условия, описанные кривыми в координатах: давление – температура.

На рисунке 1.2 для природных газов приведены равновесные кривые разной плотности по воздуху в зависимости от температур и давлений. Выбор одного параметра, а именно температуры, определяет параметр давление. Пространство по левую сторону от соответственных кривых считается зоной присутствия гидратов.

На рисунке 1.2 видно, что при повышении плотности газа растет и температура гидратообразования.

Описанная зависимость справедлива только в случае, когда все компоненты гидратообразования участвуют в увеличении плотности газа. Если плотность газа увеличится за счет компонентов, не участвующих в гидратообразовании, то температура понизится [21].

					Обзор литературных источников	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

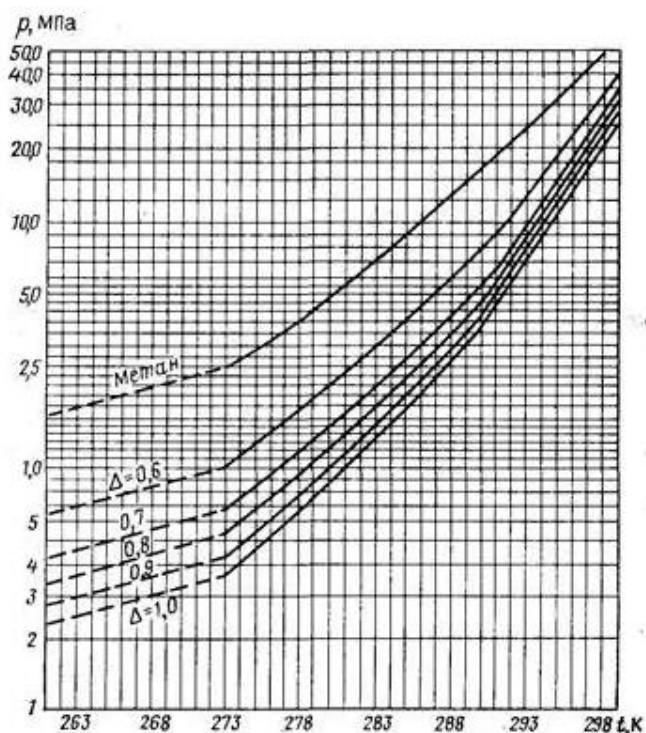


Рисунок 1.2 Равновесные кривые формирования газогидратов природных газов в зависимости от давления и температуры [24]

В практических условиях при образовании гидратов их структура в своем большинстве различается с идеальной. Реальное строение гидрата зависит от большого числа факторов, основные из которых это состав газа и воды, температура гидратообразования, давление, степень заполнения пространства кристаллической решетки молекулами газа, скорость отведения тепла, образующегося при кристаллизации гидрата.

При появлении центров кристаллизаций на поверхности контакта газ - вода начинает происходить формирование газогидратов. Контакт газ-вода может являться границей раздела фаз в трубопроводе или скважине, поверхностью пузырька, находящегося в жидкости, или каплей жидкости в газе, влажной глинистой частицей, сохранившейся на поверхности лифта.

Скорость формирования кристаллов газового гидрата определяется скоростью проникновения молекулы воды сквозь газогидратную пленку и скоростью диффузии воды в газе, например, рост кристаллов гидрата метана, в газовой среде больше, чем в воде. Молекулы воды, имеющих размер меньше, чем размер молекул метана, интенсивно диффундируют через гидратную

пленку. Скорость увеличения кристаллов гидрата значительно находится в зависимости и от скорости создания свободной поверхности контакта газ - вода, т.е. от степени турбулизации газо-водяного потока [25].

Для образования гидрата необходимы следующие три условия, представленные на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 Условия образования гидратов

Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления. В приложении 1 указаны значения давления и температуры, при которых происходит образование гидратов из обычных гидратообразующих веществ, присутствующих в природном газе. Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ показаны на рисунке 1.4.

Во всех случаях линии равновесия у трехфазных систем, включающих две жидкие фазы, имеют сильный наклон. При небольших изменениях температуры наблюдаются очень значительные изменения значений давления. У метана такой картины не наблюдается.

Точные значения температуры и давления гидратообразования зависят от химического состава газа, причем гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды 0°C.

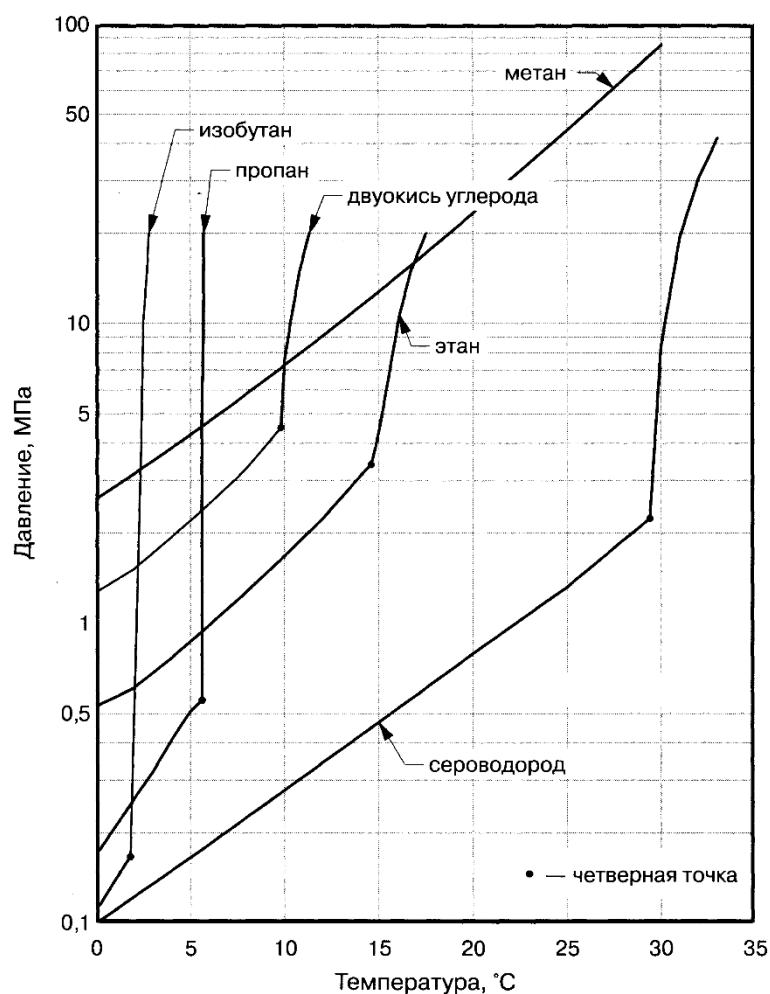


Рисунок 1.4 Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа

Для предотвращения гидратообразования достаточно исключить одно из трех условий, перечисленных выше. Как правило, мы не можем удалить из смеси гидратообразующие вещество. В случае с природным газом именно гидратообразующие вещества и являются полезным продуктом. Поэтому для борьбы с гидратообразованием мы обращаем внимание на два других фактора.

Ускоренному образованию гидратов также способствуют следующие явления:

- Турбулентность. Высокие скорости потока положительно влияют на скорость образования гидратов. Таким образом дроссельная арматура имеет повышенную чувствительность к загидрачиванию, т.к. клапан имеет уменьшенное проходное сечение, скорость потока газа значительно увеличивается. Более того, из-за эффекта Джоуля-Томсона, проходя через

дроссель, природный газ охлаждается, что тоже способствует повышенному риску образования гидратов.

- Центры кристаллизации. Центром кристаллизации является неоднородность поверхности трубы или мелкая частица, которая создает благоприятные условия для фазового перехода жидкости в твердый газогидрат. Таким образом, центрами кристаллизации, как правило, являются сварные швы, клапаны, тройники, механические примеси. Также центром кристаллизации может являться граница раздела вода-газ.

- Свободная вода. Наличие свободной воды не является обязательным условием для гидратообразования. Это продемонстрировано на фазовой диаграмме давление состав для системы метан - вода (рисунок 3). Например, в равно молярной смеси метана и воды при 10°C и 10 МПа присутствуют только гидратная и газовая фазы – свободная вода отсутствует.

Перемешивание. При перемешивании газа в трубопроводе, технологическом резервуаре, теплообменнике и т. п. интенсивность гидратообразования возрастает.

Только три названных ранее условия обязательны для гидратообразования [17].

Еще одно доказательство, так называемый «аргумент инея». Образование инея происходит без образования жидкой воды. Иней выкристаллизовывается из воздуха и покрывает предметы зимними ночами. При этом водяной пар, находящийся в воздухе, переходит непосредственно в твердую фазу, минуя жидкую. Воздушно – водяная смесь представляет собой газ, а в воздухе вода в жидком виде не содержится.

Процесс непосредственно перехода вещества из газообразного в твердое называется сублимацией. Так, например, двуокись углерода сублимирует при обычном атмосферном давлении. Твердая CO_2 , в просторечии называемая «сухим льдом», переходит из твердого состояния сразу в газообразное, минуя жидкую фазу. Или нафталин. Запах нафталиновых шариков можно чувствовать в воздухе, потому что нафталин превращается из твердого вещества

					Обзор литературных источников	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

непосредственно в газ, который и воспринимается обонянием человека. Фактически все чистые вещества, включая и чистую воду, способны к сублимации при значениях ниже давления в «тройной точке» (тройная точка – три фазы одновременно находятся в состоянии равновесия).

Однако интенсивность гидратообразования в присутствии свободной воды, безусловно, возрастает. Кроме того, поверхность раздела вода – газ является удобным центром кристаллизации для образования гидратов.

Перечисленные выше факторы способствуют усилению гидратообразования, но не являются обязательными условиями. Только три названных ранее условия обязательны для гидратообразования [17].

Еще одним важным аспектом гидратообразования является процесс накопления твердого вещества. Скопление гидрата необязательно происходит в том же месте, где и его образование. Гидраты могут перемещаться по трубопроводам вместе с потоком среды, особенно жидкой. Как правило, скопление гидратов приводит к возникновению технических проблем. В многофазных трубопроводах скопление гидратов создают пробки, которые могут забивать линии и вызывать повреждение оборудования. Для обнаружения зоны возможного гидратообразования необходимо знать влагосодержание и плотность транспортируемого газа, а также его температуру и давление. Для заданного участка в принятых масштабах строятся кривые изменения давления 1 и температуры 2 по длине газопровода. Используя кривые влагосодержания и равновесного состояния гидратов, на график наносятся кривые точки росы 3 и равновесной температуры гидратообразования (рисунок 1.5).

					Обзор литературных источников	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

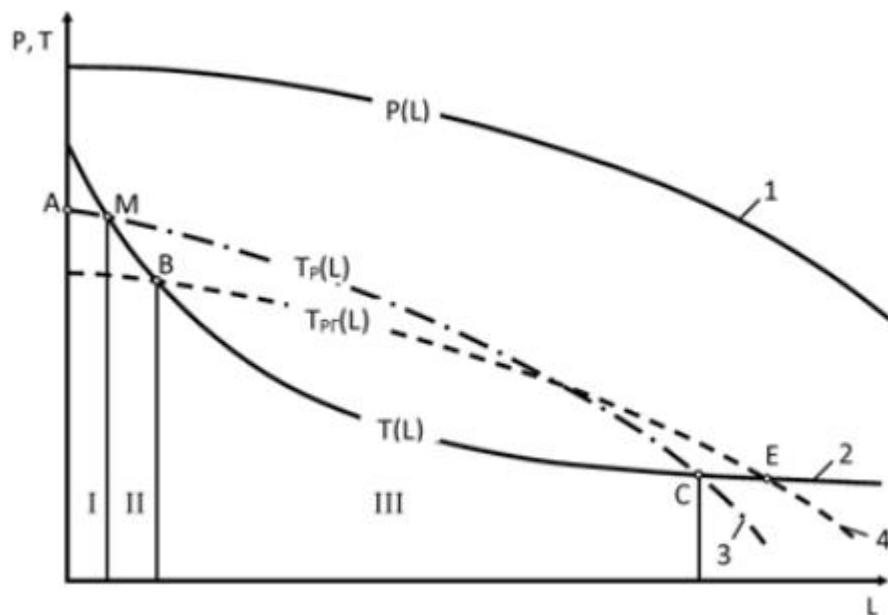


Рисунок 1.5. Положение зоны возможного образования скоплений гидратов [29]

Рассмотрим в качестве примера определение зоны возможного гидратообразования в газопроводе протяженностью L .

Пусть AM – линия точки росы, которая в точке M совпадает с температурой газа в газопроводе. Так как газ на участке AM имеет температуру выше точки росы $T(L) > T_R(L)$, то он будет недонасыщенным, и, следовательно, в самом начале газопровода (зона I) влага выпадать не будет.

В точке M температура газа $T(L)$ равна температуре точки росы $T_R(L)$. Это соответствует началу конденсации влаги на стенке газопровода (зона II). Однако, при снижении температуры от точки M до точки B гидраты образовываться не могут, так как температура газа в газопроводе $T(L)$ выше равновесной температуры гидратообразования $T_{PG}(L)$.

В точке B температура газа становится равной равновесной температуре гидратообразования $T(L) = T_{PG}(L)$. Следовательно, начиная с точки B , в газопроводе могут образовываться гидраты (зона III). Зона возможного гидратообразования будет распространяться до точки C , поскольку за ней температура газа становится выше равновесной температуры гидратообразования $T(L) > T_{PG}(L)$ и гидраты существовать уже не могут.

Участок СЕ соответствует наличию капельной влаги в газе и на стенках трубопровода, так как выполняется условие $T(L)$.

Для построения графиков $T_{PI}(L)$ и $T_P(L)$ можно воспользоваться как известными, так и эмпирическими зависимостями [18].

Условиями образования газогидрата являются, как известно, во-первых, наличие гидратообразователя, каковым является природный газ, содержащий влагу; во-вторых, низкая температура и высокое давление газа. Поэтому для образования газогидрата на стенке трубопровода необходимо, чтобы её температура $T_{ст}$ была ниже точки росы для влаги $T_{т.р.}$, содержащейся в газе. Равновесная температура T_z является функцией давления p ($T_z = T_z(p)$). Если температура $T_{ст}$ твёрдой стенки, соприкасающейся с потоком гидратообразователя (природного газа с капельками воды, например), удовлетворяет условию $T_{ст} \leq T_z$ то на этой поверхности, возможно, будет происходить отложение и нарастание со временем слоя газогидрата (рисунок 1.6, [26]).

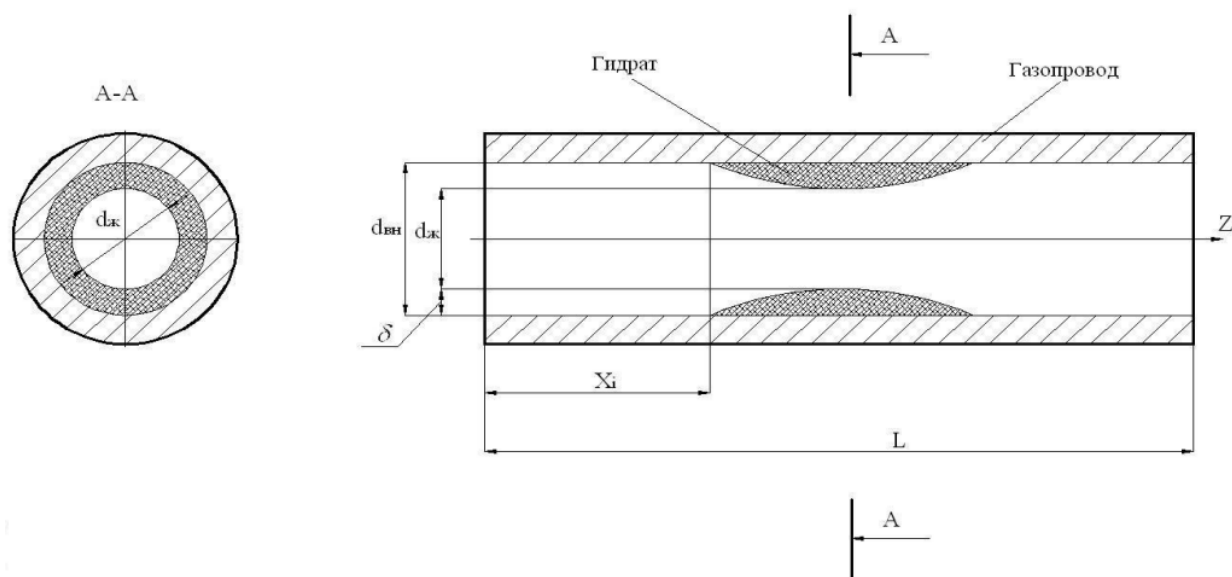


Рисунок 1.6 Схема газопровода, на внутренних стенках которого образуется газогидратный слой [26]

$d_{вн}$ – внутренний диаметр газопровода (мм); $d_{ж}$ – диаметр живого сечения (мм); z – направления оси газопровода; X_i – точка начала образования гидрата (м); L – длина рассматриваемого участка(м).

Таким образом, В.Ш. Шагаповым, Р.Р. Уразовым установлено, что точка росы вблизи стенки наступит в сечении, где будет удовлетворяться условие:

$$p_w \cdot \exp\left(-\frac{T_w}{T_{cm}}\right) = \frac{k_{v0} \cdot p \cdot R_B}{R_g}, \quad (1)$$

где g – плотность газа (кг/м³),

R_B – приведённая газовая постоянная для водяного пара (Дж/кг*К),

R_g – приведённая газовая постоянная для газа (Дж/кг*К),

T_w – эмпирические параметр, имеющий размерность температуры (К),

p_w – эмпирические параметр, имеющий размерность давления (МПа),

k_{v0} – фактическая концентрация пара на входе в трубопровод, соответствующая температуре газа T и давлению p газа на входном сечении трубопровода.

Самое низкое значение температуры, которое может реализовываться на внутренней стенке трубопровода, равно температуре окружающей среды. Если же газопровод проложен в надземном положении, то на воздушном переходе температура стенки будет зависеть от T_0 – окружающей среды.

Следовательно, если массовое содержание пара на входе в газопровод соответствует условию:

$$k_v = \frac{p_w \cdot R_g}{p \cdot R_B} \exp\left(-\frac{T_w}{T_0}\right), \quad (2)$$

где k_v – равновесная концентрация пара, то тогда точка росы не достигается, и тем самым гидратообразование не будет наблюдаться на всем протяжении трубопровода.

После наступления температуры точки росы необходимо проследить за изменением температуры стенки трубопровода T_{cm} , то есть при наступлении температуры точки росы вблизи стенки трубопровода для образования газогидрата также необходимо выполнение условия $T_{cm} \leq T_z$.

Для зависимости равновесной температуры гидратообразования T_z от давления p обычно используется аппроксимация:

					Обзор литературных источников	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_r(p) = T_h \cdot \ln\left(\frac{p}{p_{s0}}\right) + T_r, \quad (2)$$

где T_h – эмпирический параметр, имеющий размерность температуры (К) и зависящий от состава природного газа,

p_{s0} – равновесное давление гидратообразования (МПа) [26].

1.3 Типы гидратов

Гидраты классифицируют по типам в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решетке и, соответственно, строения решетки. В нефтегазовой промышленности широко встречаются два типа I гидратов. Их называют гидра I и II типа. а иногда структурами I и Существует также третий который называется тип H (структура H), однако он встречается намного реже.

Скопления газовых гидратов влияют на характеристики залежей, которые, в свою очередь, влияют на разложение газовых гидратов [11,14]. Были определены три различных природных газовых гидрата: кубическая структура I (названная sI) [12], кубическая структура II (sII) [13] и гексагональная структура H (sH) [14] (рисунок 1.7). Структура I состоит из двух маленьких пентагональных додекаэдров (5^{12}) и шести тетрадекаэдров (14-гранников, $5^{12} 6^2$). Такая структура развивается в присутствии гостевых молекул (углекислого газа или метана). Структура II содержит шестнадцать клеток из 5^{12} и восьми тетрадекаэдров (16-гранников, $5^{12} 6^4$). В этой структуре в качестве гостевых молекул используется водород или пропан.

Структура типа H основана на трех клетках 5^{12} , двух неправильных додекаэдрах ($4^3 5^6 6^3$) и одной клетке $5^{12} 6^8$. Структура типа H может содержать гостевые молекулы, диаметр которых превышает диаметр соединений, содержащихся в других структурах (пентан) [15].

					Обзор литературных источников	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

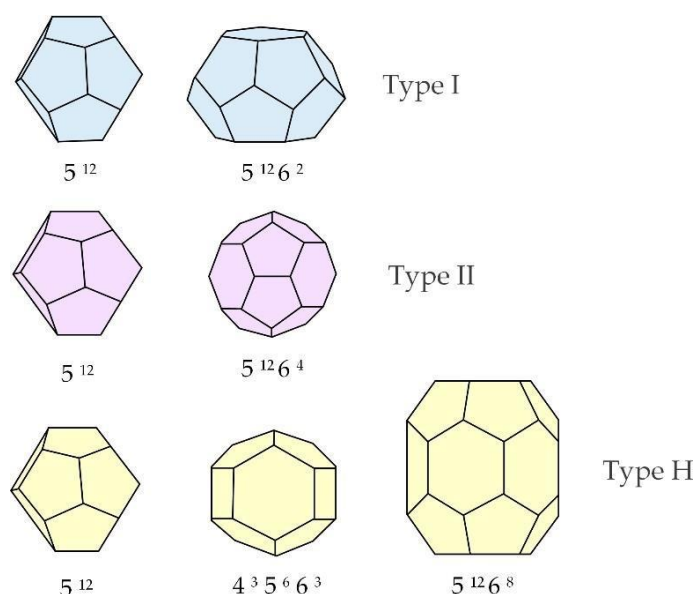


Рисунок 1.7 Различные клетки газовых гидратов (N^m , где N - число углов в многограннике, а m - число граней многогранника)

Краткие сравнительные характеристики гидратов I и II типов приводятся в табл. 1. Типы полиэдрических ячеек, образующих структуру решетки в гидратах I и II типов, показаны на рисунке 1.7.

Гидраты I типа

Самую простую структуру решетки имеют гидраты I типа. Он образован ячейками с полостями двух видов:

- 1) в форме додекаэдра, т.е. двенадцатигранника, каждая грань которого имеет форму правильного пятиугольника;
- 2) в форме тетракайдекаэдра т. е. четырнадцатигранника, имеющего 12 пентагональных и две гексагональные грани.

Додекаэдрические полости по размеру меньше тетракайдекаэдрических, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые - большими полостями.

Таблица 1.1 – Сравнительные характеристики гидратов I и II типов [2]

	Тип I	Тип II
Количество молекул воды в одной ячейке решетки	46	136
Количество полостей в одной ячейке решетки:		
Малых	2	16
Больших	6	8
Теоретическая формула ячейки:		
при заполнении всех полостей	$X \times 5^{3/4} \text{H}_2\text{O}$	$X \times 5^{2/3} \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,0150
при заполнении только больших полостей	$X \times 7^{2/3} \text{H}_2\text{O}$	$X \times 17 \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
Диаметр полости, Å		
Малой	7,9	7,8
Большой	8,6	9,5
Объем одной ячейки каркаса, м ³	$1,728 \times 10^{27}$	$5,178 \times 10^{27}$
Примеры гидратообразующих веществ	CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ S, CO ₂	C ₃ H ₈ , изо-C ₄ H ₁₀ , N ₂

В гидратах I типа каждая ячейка решетки состоит из 46 молекул воды.

Одна из причин, в силу которых долгое время не удавалось установить кристаллическую структуру гидратов, заключается в них нестехиометричности (разное количество химических элементов во взаимодействие). Это означает, что для образования стабильного гидрата необязательно, чтобы все полости решетки были заняты молекулами гостями. Степень заполнения полостей является функцией температуры и давления.

К наиболее распространенным веществам, образующим гидраты I типа, относятся метан, этан, двуокись углерода и сероводород. В гидратах CH₄, CO₂ и H₂S молекулы-гости могут занимать как малые, так и большие полости. Молекулы этана, в отличие от них, занимают только большие полости.

Гидраты II типа.

Структура гидратов II типа сложнее, чем структура гидратов I типа. В гидратах II типа решетка также образована двумя видами ячеек. Структурные ячейки в гидратах II типа имеют форму: 1) додекаэдра – 12-гранника, в котором каждая грань имеет форму равностороннего пятиугольника; 2) гексакайдекаэдра – 16-гранника, имеющего 12 пентагональных граней и четыре гексагональные грани. Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакайдекаэдрических. Ячейка решетки гидрата II типа образована 136 молекулами воды. Среди наиболее распространенных веществ, образующих гидраты II типа, в природном газе присутствуют азот, пропан и изобутан. Любопытно, что молекулы азота в гидратах II типа могут занимать как большие, так и малые полости.

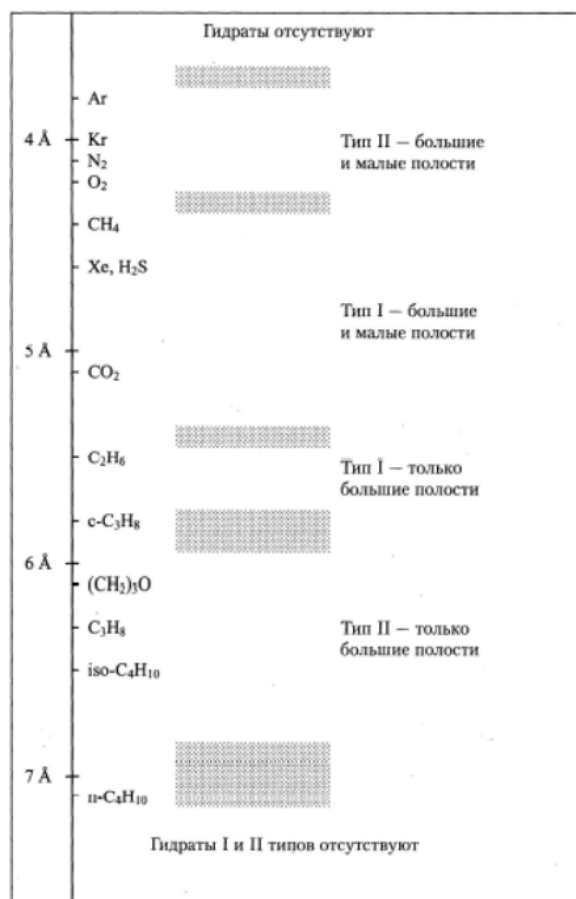


Рисунок 1.8 Сравнительная диаграмма размеров молекул - гостей, типов гидратов и занимаемых полостей решетки для различных гидратообразователей

[2]

Молекулы же пропана и изобутана, напротив, занимают только большие полости. Размеры молекул – гостей. Зависимость между размером молекулы и типом образующегося гидрата была впервые обнаружена фон Штакельбергом. Он построил графическую схему (рисунок 1.8) показывающую зависимость типа гидрата от величины молекулы – гостя.

В верхней части диаграммы помещены молекулы малых размеров, а по мере движения вниз по графику размеры молекул увеличиваются. Самые маленькие размеры имеют молекулы водорода и гелия, диаметр которые составляет соответственно 2,7 и 2,3 Å ($1 \text{ Å} = 1 \cdot 10^{-10} \text{ м}$). Считается, что стабилизация кристаллической решетки гидрата обусловлена действием Ван-дер-Ваальсовых сил между молекулами – гостями и молекулами – хозяевами. Кроме того, Ван-дер-Ваальсовы силы считаются результатом взаимодействия между электронами в соединении. В молекулах водорода и гелия содержится всего по два электрона, поэтому Ван-дер-Ваальсовы силы в них слабы. Это одно из объяснений, почему маленькие молекулы этих газов не образуют гидратов. Как видно из схемы молекулы диаметром менее 3,8 Å не образуют гидратов.

Первые из гидратообразующих веществ: криптон и азот. Они образуют гидраты II типа. Молекулы этих веществ достаточно малы (3,8 – 4,2 Å) и могут занимать как малые, так и большие полости решетки.

Ниже по шкале в области 4,4 – 5,4 Å входят метан, сероводород и двуокись углерода. Их молекулы достаточно малы и занимают как большие, так и малые полости решетки.

В следующей области 5,6 – 5,8 Å располагается этан. Молекулы образуют гидраты I типа, но слишком велики и могут занимать только большие полости.

Следующая группа веществ с еще более крупными молекулами (6,0 – 6,9 Å) представлена пропаном и изобутаном. Молекулы этих веществ образуют гидраты II типа, но могут занимать только большие полости.

Молекулы размером более 7 Å неспособны образовывать гидраты ни I, ни II типа. Соответственно, молекулы таких веществ, как пентан, гексан и высшие углеводороды парафинового ряда, не являются гидратообразователями.

					Обзор литературных источников	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Гидраты Н типа.

Гидраты Н типа встречаются значительно реже, чем гидраты I и II типов. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы маленького размера, как, например, молекулы метана, и гидрообразователь типа Н. В структуре гидратов типа Н имеются полости трех видов: 1) додекаэдрические – 12-гранники, в которых каждая из граней имеет форму правильного пятиугольника; 2) неправильной додекаэдрической формы – с тремя квадратными гранями, шестью пентагональными гранями и тремя гексагональными гранями; 3) неправильной икосаэдрической формы – 20-гранники с 12 пентагональными гранями и восемью гексагональными гранями. Каждая структурная ячейка решетки состоит из трех 19 додекаэдрических полостей (малых), двух неправильных додекаэдрических полостей (средних) и одной икосаэдрической полости (большой). Элементарная ячейка включает 34 молекулы воды. Поскольку для образования гидрата Н типа необходимы два гидратообразующих вещества, составить его теоретическую формулу достаточно сложно. Но если предположить, что маленькие молекулы X будут заполнять только две меньшие полости, а большие молекулы Y, как известно, занимают только большие полости, теоретическая формула ячейки будет иметь вид $Y \times 5X \times 34 H_2O$. Гидрообразователи Н типа: 2-метилбутан, 2,2-диметилбутан, 2,3- диметилбутан, 2,2,3-триметилбутан, 2,2-диметилпентан, 3,3-диметилпентан, метилциклопентан, этилциклопентан, метилциклогексан, циклогептан и циклооктан. В составе природного газа эти компоненты встречаются редко. Фактически эти вещества обычно не учитываются при анализе химического состава газа.

Азот. На рисунке 1.9 показана кривая гидратообразования для азота.

Для сравнения показана кривая гидратообразования для метана. Для образования гидрата из азота требуется значительно более высокое давление, чем для метана.

Смеси. Если газовая смесь состоит из гидратообразующих веществ одного типа, то образующийся гидрат будет такого же типа.

					Обзор литературных источников	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тип I + тип II. С точки зрения термодинамики будет образовываться такой тип гидрата, при котором свободная энергия системы будет наименьшей. Иными словами, в этой смеси образуется гидрат того типа, который будет термодинамически стабильным. Однако никаких строгих правил здесь нет, и каждый конкретный случай требует отдельного рассмотрения. Например, смесь этана и пропана. Если этана более 80 %, то образуется гидрат I типа, в остальных случаях – гидрат II типа. В смесях метана и пропана почти всегда образуется гидрат II типа. Гидрат I типа образуется только в смесях с очень высоким содержанием метана (более 99 %).

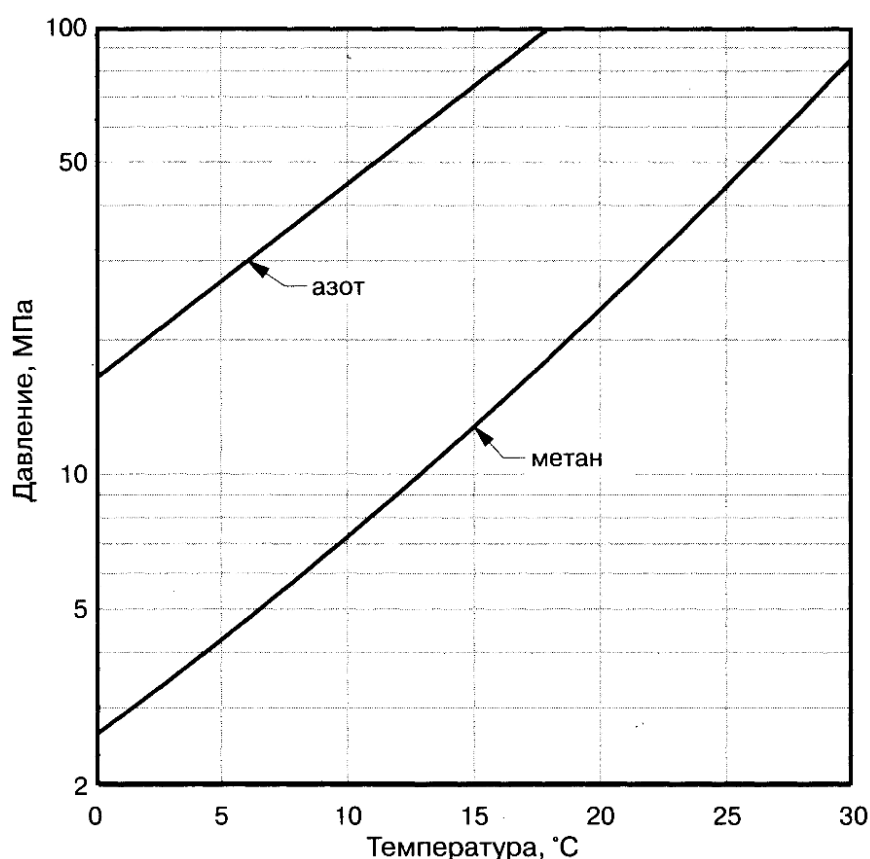


Рисунок 1.9 Кривые гидратообразования метана и азота

1.4 Физические свойства гидратов

Характеристики физических свойств играют важную роль при проектировании технологических процессов. Это справедливо также и для процессов, в которых участвуют газовые гидраты.

Исследование свойств гидратов осложняется тем, что эти свойства зависят от 1) типа гидрата; 2) молекулы – гостя, заполняющей полость решетки; 3)

степени заполнения полостей (следует помнить, что гидраты нестехиометричны).

- **Молярная масса.** Молярную массу (молекулярный вес) гидрата можно определить, исходя из его кристаллической структуры и степени заполнения полостей. Молярная масса гидрата M вычисляется по формуле:

$$M = \frac{N_W \cdot M_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i M_j}{N_W + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i}, \quad (3)$$

где N_W – количество молекул воды в одной ячейке решетки (46 в гидратах I-го типа и 136 в гидратах II-го типа),

M_w - молярная масса воды,

Y_{ij} – парциальная степень заполнения полостей i -го типа молекулами j -го компонента,

v_i – количество полостей i -го типа,

n – число имеющихся типов полостей (в гидратах I и II типа – 2, в гидратах $H-3$),

c – число компонентов, присутствующих в ячейке.

Хотя внешне формула выглядит достаточно сложной, в ней просто учитываются все присутствующие в гидрате молекулы, а затем вычисляется среднее значение, которое и является молярной массой.

Молярные массы некоторых гидратообразующих веществ указаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Молярные массы некоторых гидратов при 0 °C

					Обзор литературных источников	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Компонент	Тип гидрата	Степень заполнения полостей		Молярная масса, г/моль
		малых	больших	
Метан	I	0,8723	0,9730	17,74
Этан	I	0,0000	0,9864	19,39
Пропан	II	0,0000	0,9987	19,46
Изобутан	II	0,0000	0,9987	20,24
CO ₂	I	0,7295	0,9813	21,59
H ₂ S	I	0,9075	0,9707	20,87

Неудивительно, что молярные массы всех шести компонентов приблизительно одинаковы (~20 г/моль). Причина этого в том, что гидраты в основном состоят из воды (18,015 г/моль). Молярная масса гидрата является функцией температуры и давления, так как степень заполнения полостей зависит от этих параметров.

- **Плотность.** Плотность гидрата ρ можно рассчитать по формуле:

$$\rho = \frac{N_W \cdot M_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i M_j}{N_W \cdot V_{cell}}, \quad (4)$$

где N_W – количество молекул воды в одной ячейке решетки (46 в гидратах I-го типа и 136 в гидратах II-го типа),

N_A – число Авогадро (число́ Авогадро, константа Авогадро — физическая константа, численно равная количеству специфицированных структурных единиц (атомов, молекул, ионов, электронов или любых других частиц) в 1 моле вещества) ($6,023 \times 10^{23}$ молекул/моль),

M_w - молярная масса воды,

Y_{ij} - парциальная степень заполнения полостей i -го типа молекулами j -го компонента,

v_i – количество полостей i -го типа,

V_{cell} – объем одной ячейки (см. в табл. 3),

n – число имеющихся типов полостей (в гидратах I и II типа – 2, в гидратах H – 3),

c – число компонентов, присутствующих в ячейке.

Формулу можно привести к упрощенному виду для одного компонента в гидрате I или II типа:

$$\rho = \frac{N_W \cdot M_W + (Y_1 v_1 + Y_2 v_2) M_j}{N_W \cdot V_{cell}}, \quad (5)$$

Общая масса всех этих молекул, поделенная на объем одной ячейки кристаллической решетки, дает величину плотности гидрата.

В таблице 1.3 указаны значения плотности гидратов некоторых чистых веществ при 0 °С.

Можно заметить, что плотность гидратов углеводородов приблизительно равна плотности льда. У гидратов двуокиси углерода и сероводорода плотность значительно больше. Фактически они тяжелее воды.

Таблица 1.3 – Плотность некоторых газовых гидратов при 0 °С

Компонент	Тип гидрата	Плотность, г/см ³
Метан	I	0,913
Этан	I	0,967
Пропан	II	0,899
Изобутан	II	0,934
CO ₂	I	1,107
H ₂ S	I	1,046
Лед	–	0,917
Вода	–	1,000

- **Энтальпия плавления.** Еще одной важной характеристикой является энтальпия плавления (иногда называемая теплотой образования). По этому показателю можно рассчитать количество теплоты, необходимое для разложения гидрата. Значения энтальпии плавления некоторых гидратов указаны в таблице 1.4. Для сравнения там же приводятся данные для льда.

Таблица 1.4 – Энтальпия плавления некоторых газовых гидратов

Компонент	Тип гидрата	Энтальпия плавления, кДж/г	Энтальпия плавления, кДж/моль
Метан	I	3,06	54,2
Этан	I	3,70	71,8
Пропан	II	6,64	129,2
Изобутан	II	6,58	133,2
Лед	—	0,333	6,01

Указанные значения соответствуют условиям образования гидрата из жидкой воды и молекул – гостей газообразного вещества. Этим объясняется тот факт, что теплота плавления гидратов значительно превышает теплоту плавления воды. В случае с чистой водой лед превращается в жидкость. При разложении гидрата образуется жидкость и газ, причем газ находится в более высоком энергетическом состоянии.

С другой стороны, значения энтальпии плавления сравнимы с энтальпией сублимации льда. Для воды она составляет 2,83 кДж/г, или 51,0 кДж/моль. По-видимому, этот процесс более схож с образованием гидрата, чем простое плавление льда.

Одним из способов оценки влияния температуры на теплоту плавления является так называемый метод Клайперона. Он заключается в применении уравнения типа Клайперона к области трехфазного равновесия:

$$\frac{d \ln P}{d(1/T)} = \frac{\Delta H}{zR}, \quad (6)$$

где ΔH – энтальпия плавления,

z – коэффициент сжимаемости газа при заданных условиях,

R – универсальная газовая постоянная.

В этом уравнении заложено предположение, что молярные объемы жидкости и гидрата в системе ничтожно малы в сравнении с молярным объемом газа.

- **Теплоемкость.** Экспериментальные данные по теплоемкости гидратов ограничены (таблица 1.5).

В узком температурном интервале, допускающем возможность существования гидратов, можно с достаточной уверенностью принимать эти значения постоянными.

Таблица 1.5 – Теплоемкость некоторых газовых гидратов

Компонент	Тип гидрата	Теплоемкость, Дж/г×°С	Теплоемкость, Дж/моль×°С
Метан	I	2,25	40
Этан	I	2,2	43
Пропан	II	2,2	43
Изобутан	II	2,2	45
Лед	—	2,06	37,1

- **Теплопроводность.** Теплопроводность — это перенос теплоты структурными частицами вещества (молекулами, атомами, электронами) в процессе их теплового движения.

Свойства теплопроводности гидратов исследовались в ограниченных масштабах, однако было установлено, что гидраты обладают значительно меньшей теплопроводностью, чем лед. Теплопроводность льда составляет 2,2 Вт/м*К, тогда как гидраты углеводородов имеют теплопроводность в диапазоне 0,50±0,01 Вт/м*К.

- **Механические свойства.** Механические свойства гидратов в целом близки к свойствам льда. При отсутствии дополнительной информации можно с уверенностью принимать механические свойства гидрата равными соответствующим значениям для льда. Не следует считать, что гидраты представляют собой мягкую, податливую массу. Гидратные пробки могут по твердости не уступать льду. Сорвавшаяся гидратная пробка, двигаясь с большой скоростью по трубопроводу, может причинить значительные повреждения.

Объем газа в гидрате. Рассмотрим гидрат метана. При температуре 0 °С гидрат метана имеет следующие свойства: плотность – 913 кг/м³, молярная масса

					Обзор литературных источников	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– 17,74 кг/кмоль, концентрация метана – 14,1 мол. %, это означает, что в гидрате метана на 859 молекул воды приходится 141 молекула метана.

Используя эти данные, можно определить объем газа, содержащегося в гидрате метана. Исходя из плотности, масса 1 м³ гидрата составляет 913 кг. Если перевести это в моли, получим $913/17,74=51,45$ кмоль гидрата, из которых 7,257 кмоль приходится на метан.

Чтобы рассчитать объем газа при расширении до стандартных условий, можно воспользоваться уравнением состояния идеального газа:

$$V = \frac{nRN}{P} = \frac{7,257 \cdot 8,314 \cdot 293}{101,325} = 174,5 \text{ м}^3, \quad (7)$$

Таким образом, в 1 м³ гидрата содержится около 175 м³ газообразного метана. Для сравнения, в 1 м³ жидкого метана (при его температуре кипения 111,7 К или – 161,5 °С) заключено 26,33 кмоль газообразного метана, что соответствует 633 м³ газа в стандартных условиях. Или, как другой пример, в 1 м³ сжатого метана при 7 МПа и 300 К (27 °С) содержится 3,15 кмоль, или 75,7 м³ газообразного метана.

Если посмотреть с другой стороны, для хранения газообразного метана объемом 25000 м³ потребуется около 150 м³ гидрата. Это сравнимо с объемом 40 м³ сжиженного метана, или 335 м³ сжатого метана [27, 28, 29].

Влагосодержание природного газа.

Равновесие с жидкой водой. Влагосодержание газа, не содержащего соединений серы и двуокиси углерода (т. е. кислых компонентов), является убывающей функцией давления. Соответственно, количество воды, содержащейся в газе, постепенно уменьшается по мере увеличения давления. С другой стороны, влагосодержание газа, не содержащего кислых примесей, является возрастающей функцией температуры – чем выше температура, тем больше влаги содержится в газе.

Для кислых газов такой зависимости не существует. У смесей кислых газов наблюдается минимум влагосодержания. Поэтому необходимы более точные методы расчетов, которые обычно требуют компьютерных вычислений.

					Обзор литературных источников	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поведение кислых природных газов носит промежуточный характер. Если содержание кислого газа в смеси невелико, минимум влагосодержание будет отсутствовать. Если же содержание кислого газа велико, на графике будет наблюдаться минимум.

В некоторых из существующих моделей для расчета должно быть задано давление насыщенного пара чистой воды (насыщенный пар — пар, находящийся в термодинамическом равновесии с жидкостью или твёрдым телом того же состава. Давление насыщенного пара обычно сильно зависит от температуры. При равенстве внешнего давления давлению насыщенного пара происходит кипение (жидкости)). Неточность в определении давления насыщенного пара приведет к неточным расчетам влагосодержания. Для вычислений рекомендуется использовать корреляционную зависимость Сола и Вагнера (корреляция — статистическая взаимосвязь двух или нескольких случайных величин. При этом изменения одной или нескольких из этих величин приводят к систематическому изменению другой или других величин):

$$\ln \left(\frac{P_W^S}{P_c} \right) = \frac{T}{T_c} = (-7,85823\tau + 1,83991\tau^{1,5} - 11,7811\tau^3 + 22,6705\tau^{3,5} - 15,9393\tau^4 + 1,77516\tau^{7,5}), \quad (8)$$

где:

$$\tau = 1 - \frac{T}{T_c} =, \quad (9)$$

P_W^S – давление насыщенного пара чистой воды, а температура выражена в абсолютных единицах (градусах Кельвина или Ренкина). $T_c = 647,14 \text{ K}$, $P_c = 22,064 \text{ МПа}$.

- **Номограмма Маккетты – Уэхе.** На номограмме (рисунок 1.10) показана зависимость влагосодержания газа, не содержащего кислых примесей, как функция давления и температуры. Кроме того, в ней вводятся простые поправки на относительную плотность газа и степень минерализации (соленость) воды.

Основная номограмма составлена для газа относительно малой плотности. Маленькая диаграмма предназначена для определения поправочного коэффициента при расчете влагосодержания газов с большой относительной плотностью. Поправочный коэффициент вводится следующим образом:

$$W = C_r \cdot W_{\text{легк}}, \quad (10)$$

где C_r изменяется в диапазоне от 0,7 до 1,0 и применяется к газам относительной плотностью от 0,6 до 1,8.

Номограмма Маккетты – Уэхе неприменима к газам, не очищенным от соединений серы.

При условии аккуратного применения этой номограммы только к газам, не содержащим кислые компоненты, можно определить влагосодержание с удивительно высокой точностью с ошибкой менее 5%.

					Обзор литературных источников	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

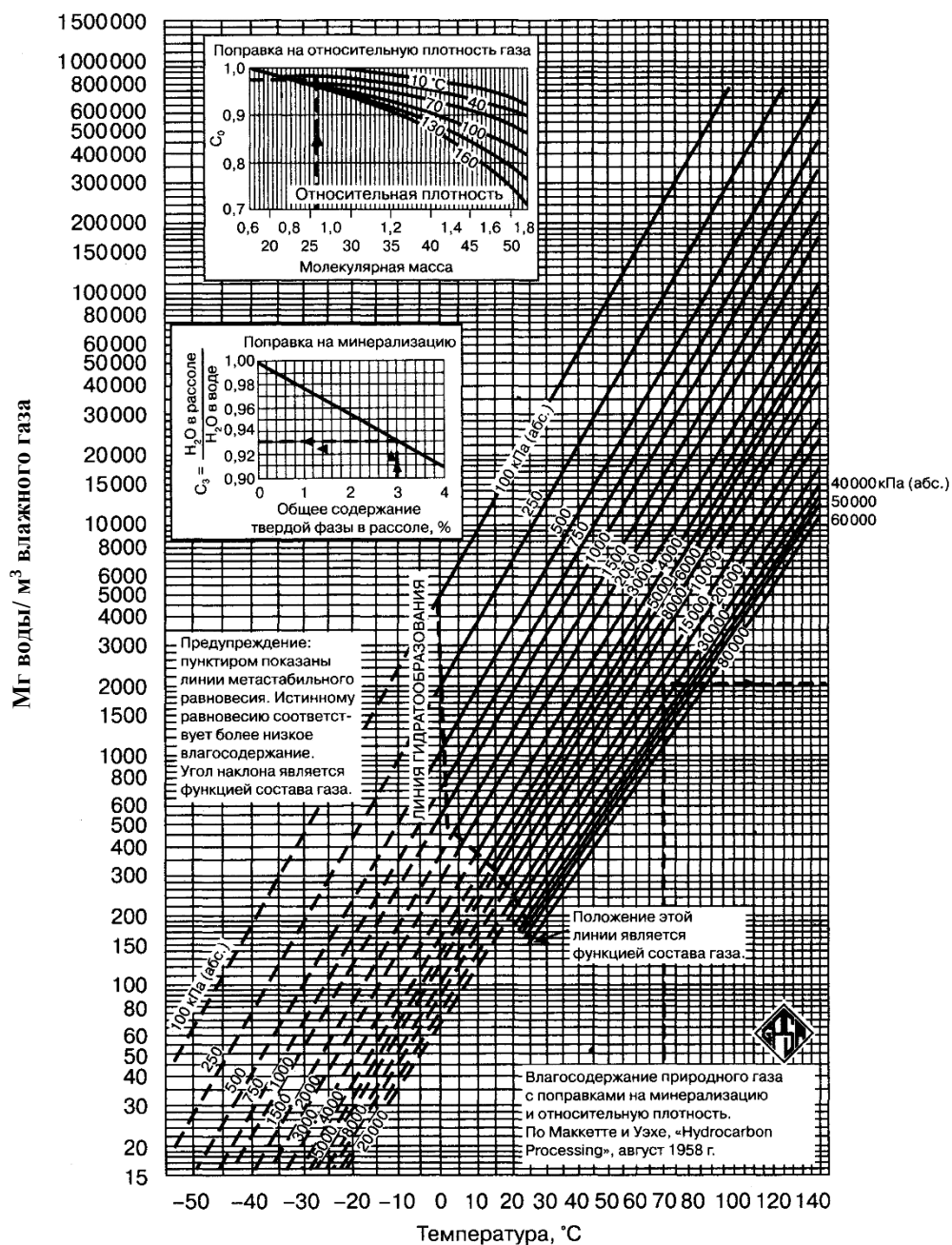


Рисунок 1.10 Номограмма Маккетты—Уэхе для определения влагосодержания природного газа, не содержащего кислых примесей

• **Метод Букачека.** Относительно простая корреляционная зависимость для определения влагосодержания газа, не содержащего кислых примесей, была предложена Букачеком. Влагосодержание рассчитывается исходя из идеальной составляющей с поправкой на отклонение от идеальности:

$$w = 760,4 \frac{P_w^S}{P_{abs}} + 0,016016B, \quad (11)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$\log B = \frac{-5550,97}{273,15 + t} + 6,69449, \quad (12)$$

где ω выражено в г/м³, а t – в градусах Цельсия.

Пара уравнений в этой корреляции внешне выглядит достаточно просто. Добавляет сложности необходимость точного определения давления насыщенного пара чистой воды. Давление насыщенного пара можно рассчитать с помощью корреляционного уравнения Сола – Вагнера.

По имеющимся данным, это уравнение обеспечивает точность расчетов в интервале температур от 15 до 238 °С и давлений от 0,1 до 69 МПа. Автором был произведен ряд проверочных расчетов, которые показали, что метод Букачека в указанном диапазоне обеспечивает точность около $\pm 5\%$.

- **Метод Нинь с соавторами.** Они предложили корреляционное уравнение, составленное на основе номограммы Маккетты – Уэхе. Корреляционное уравнение весьма удобно в расчетах и, кроме того, наглядно показывает, как сложно бывает установить зависимость для такого, казалось бы, простого параметра, как влагосодержание природного газа.

Основное уравнение этого метода записывается очень просто:

$$\ln(w) = a_0 + a_1 T + a_2 T^2. \quad (12)$$

Составлена таблица значений коэффициентов a_0 , a_1 и a_2 (таблица 1.10 и рисунок 1.11) в зависимости от давления в диапазоне до 100 МПа.

Таблица 1.6 – Таблица значений коэффициентов a_0 , a_1 и a_2

Давление, МПа	a_0	a_1	a_2
0,1	-30,0672	0,1634	$-1,7452 \times 10^{-4}$
0,2	-27,5786	0,1435	$-1,4347 \times 10^{-4}$
0,3	-27,8357	0,1425	$-1,4216 \times 10^{-4}$
0,4	-27,3193	0,1383	$-1,3668 \times 10^{-4}$
0,5	-26,2146	0,1309	$-1,2643 \times 10^{-4}$
0,6	-25,7488	0,1261	$-1,1875 \times 10^{-4}$
0,8	-27,2133	0,1334	$-1,2884 \times 10^{-4}$
1	-26,2406	0,1268	$-1,1991 \times 10^{-4}$
1,5	-26,1290	0,1237	$-1,1534 \times 10^{-4}$
2	-24,5786	0,1133	$-1,0108 \times 10^{-4}$
3	-24,7653	0,1128	$-1,0113 \times 10^{-4}$
4	-24,7175	0,1120	$-1,0085 \times 10^{-4}$
5	-26,8976	0,1232	$-1,1618 \times 10^{-4}$
6	-25,1163	0,1128	$-1,0264 \times 10^{-4}$
8	-26,0341	0,1172	$-1,0912 \times 10^{-4}$
10	-25,4407	0,1133	$-1,0425 \times 10^{-4}$
15	-22,6263	0,0973	$-8,4136 \times 10^{-5}$
20	-22,1364	0,0946	$-8,1751 \times 10^{-5}$
30	-20,4434	0,0851	$-7,0353 \times 10^{-5}$
40	-21,1259	0,0881	$-7,4510 \times 10^{-5}$
50	-20,2527	0,0834	$-6,9094 \times 10^{-5}$
60	-19,1174	0,0773	$-6,1641 \times 10^{-5}$
70	-20,5002	0,0845	$-7,1151 \times 10^{-5}$
100	-20,4974	0,0838	$-7,0494 \times 10^{-5}$

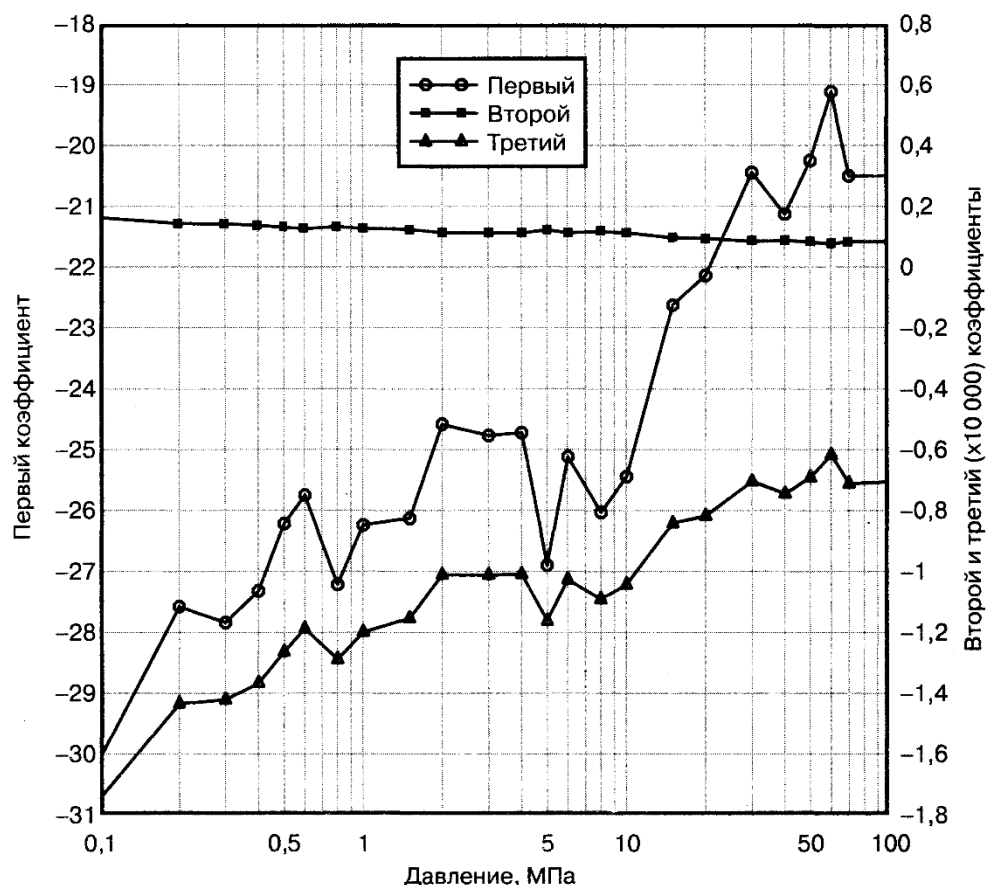


Рисунок 1.11 Значения коэффициентов в уравнении Нинь с соавторами для определения влагосодержания природного газа

Как можно видеть на рисунке 1.11, зависимость значений коэффициентов от давления не описывается гладкой функцией. Очевидно, что для функции давления не существует простой зависимости, поэтому авторы предлагают применять интерполяцию между значениями, указанными в таблице. Они рекомендуют сначала вычислить влагосодержание для двух имеющихся в таблице значений давления, охватывающих требуемый интервал, а затем найти искомое влагосодержание при заданном давлении с помощью линейной интерполяции. Автором было установлено, что применение метода логарифмической интерполяции дает несколько более точные результаты.

В методе Нинь с соавторами учитывается влияние относительной плотности газа и степени минерализации, но не учитывается содержание H_2S или CO_2 , поэтому их метод непригоден для газовых смесей, содержащих эти примеси. Предложенная ими корреляция для поправки на плотность газа имеет вид:

$$C_r = 1,01532 + 0,011t - 0,0182\gamma - 0,0142\gamma t, \quad (13)$$

где t – температура в °С

γ – относительная плотность газа.

Равновесия с твердыми фазами.

Имеется значительно меньше данных по влагосодержанию газов в состоянии равновесия с твердой фазой, поэтому для таких расчетов разработано несколько корреляционных уравнений.

- **Лед.** Влагосодержание газов в равновесии над льдом может быть определено с помощью основных принципов термодинамики. Для начала необходимо отметить, что фаза льда является чистой водой и не содержит в себе никаких растворенных газов. В редких случаях во льду может находиться захваченный газ, но такие состояния не являются фазовыми равновесиями.

Для чистого компонента влияние давления на летучесть при постоянном давлении можно рассчитать с помощью уравнения:

$$\ln \left[\frac{f(P_2)}{f(P_1)} \right] = \frac{1}{RT} \int_{P_1}^{P_2} v dP, \quad (14)$$

где f – летучесть (фугитивность)

P – давление

R – универсальная газовая постоянная

T – абсолютная температура

v – молярный объем.

Это уравнение удобно для расчетов изотермических изменений фугитивности при переходе из состояния 1 в состояние 2. Уравнение применимо к любым чистым компонентам и основывается на принципах термодинамики.

Теперь рассмотрим случай сублимации льда из газовой смеси. В этом случае состояние 1 соответствует точке насыщения. Давление насыщения по линии равновесия лед – водяной пар будет настолько низким, что $f_i(P^S) = P^S$, где индекс i обозначает лед, а индекс S – насыщение. Соответственно, уравнение примет вид:

					Обзор литературных источников	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\ln \left[\frac{f_i(P)}{P^S} \right] = \frac{1}{RT} \int_{P^S}^P v_i dP, \quad (15)$$

Это уравнение можно использовать для определения величины летучести при любых значениях давления и температуры.

Несмотря на то, что молярный объем льда является, хотя и слабой, функцией температуры, он, в сущности, не зависит от давления. Таким образом, выполнив интегрирование, получим:

$$\ln \left[\frac{f_i(P)}{P^S} \right] = \frac{V_i}{RT} (P - P^S), \quad (16)$$

$$\ln[f_i(P)] = \ln[P^S] + \frac{V_i}{RT} (P - P^S). \quad (17)$$

Давление сублимации для льда можно рассчитать с помощью уравнения:

$$\ln P^S = 22,5656 - 1,1172 \times 10^{-3} T - 6215,09/T, \quad (18)$$

где P^S выражено в кПа, а T в К. Это уравнение можно применять в диапазоне температур от минус 40 до 0 °С. Молярный объем льда можно рассчитать по формуле:

$$v = 58,018 + 9,270 \times 10^{-2} T, \quad (19)$$

где v выражен в м³/кмоль, а T в К. Эта формула применима в том же диапазоне температур.

Используя приведенные выше уравнения, можно рассчитать летучесть льда следующим образом. Определить давление насыщенного пара при заданной T и молярный объем. Затем вычислить величину летучести при P .

В состоянии равновесия летучесть воды в газообразном состоянии будет равна летучести льда. Для определения летучести льда можно воспользоваться приведенными выше уравнениями, а для определения летучести воды в газовой фазе – уравнением состояния. Математически зависимость можно выразить следующим образом:

$$f_i(T, P) = \hat{f}_w(T, P, y), \quad (20)$$

где индекс i обозначает лед, а индекс W – воду. Вода в газовой фазе является лишь одним из компонентов в многокомпонентной смеси. Поэтому в уравнении над обозначением летучести поставлен знак «крышка», а также учитывается влияние состава на летучесть газовой фазы.

- **Гидрат.** При беглом просмотре литературы можно найти лишь несколько простых корреляций для определения влагосодержания газов в состоянии равновесия с гидратами. Одна из таких корреляций была предложена Кобаяси с соавторами. Для выполнения таких расчетов пригодны также строгие термодинамические модели, применяемые в компьютерных методах расчета.

- **Метан.** На рисунке 1.12 представлена номограмма влагосодержания метана при температурах ниже 0 °С.

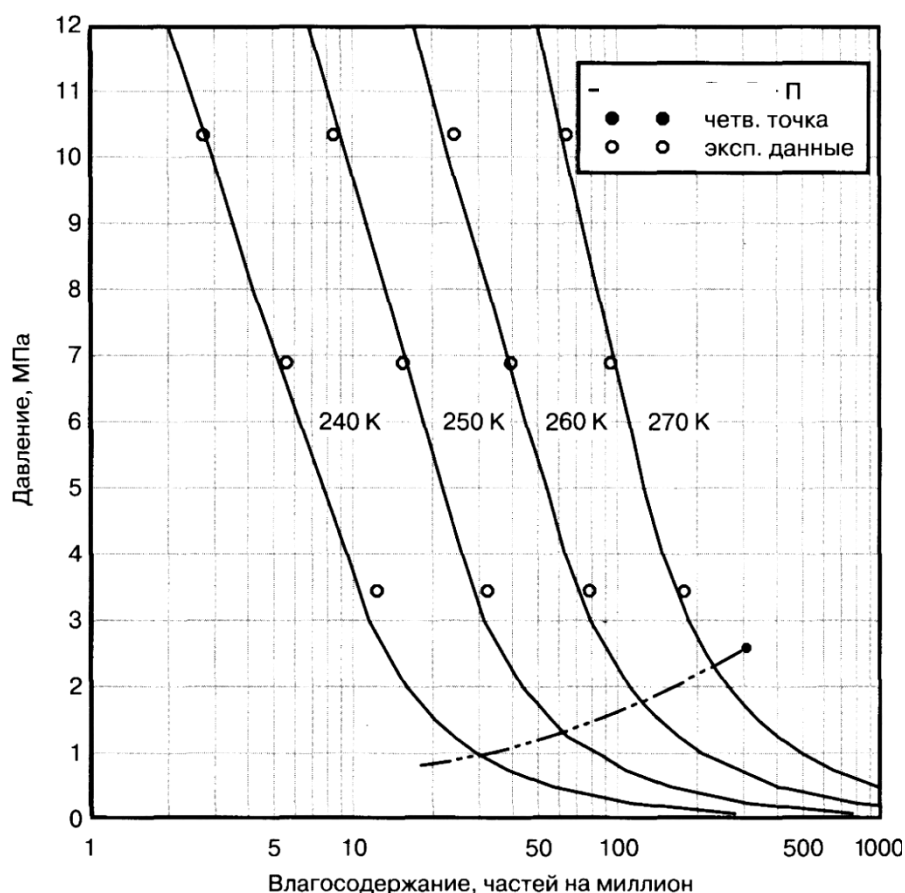


Рисунок 1.12 Влагосодержание газообразного метана в равновесии со льдом или гидратом

При указанных значениях температуры вода не может существовать в жидком состоянии, за исключением метастабильной формы (метастабильное состояние (от мета... и лат. *stabilis* — устойчивый), состояние неустойчивого равновесия физической системы, в котором система может находиться длительное время). Влагосодержание газа в условиях равновесия со льдом было определено расчетным путем по описанной выше методике. Влагосодержание газа в условиях равновесия с гидратом было определено эмпирической корреляции, разработанной Аояги с соавторами. На графики также нанесены экспериментальные данные. В заключение была выполнена корректировка для получения плавного перехода между двумя областями фазовых равновесий.

Пунктирной линией (Г+Л+П) на графике обозначен участок перехода между фазами льда и гидрата. При низких значениях давления твердая фаза представлена льдом, а при высоких — гидратом. В остальных случаях влагосодержание можно определить непосредственно по номограмме.

Проанализировав графики, можно сделать ряд выводов. Во-первых, влагосодержание газа уменьшается с повышением давления, что неудивительно. Это справедливо как для льда, так и для гидрата. Во-вторых, как это и предполагалось, влагосодержание увеличивается с ростом температуры.

Номограмма позволяет определить как условия насыщения (т. е. температуру и давление, при которых начинается образование твердой фазы), так и характер образующейся твердой фазы. Рассмотрим пример: газовую смесь, содержащую 100 частей на миллион частей воды, охлаждают при давлении 0,8 МПа. Образующаяся твердая фаза представляет собой лед (обычно называемый инеем), образование которого начинается при 250 К (минус 23 °С). В другом случае, если охлаждать смесь под давлением 2,4 МПа, твердая фаза будет представлена гидратом, образование которого начнется при 260 К (минус 13 °С).

Относительная плотность газа.

					Обзор литературных источников	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Любопытно заметить, что при изучении таблицы поправок к номограмме Маккетты – Уэхе можно прийти к выводу, что поправка на относительную плотность газа в температурном интервале, допускающем образование гидрата, будет равна единице (т. е. такая поправка отсутствует). Однако известно, что относительная плотность газа влияет на влагосодержание.

Сонг и Кобаяси измерили, влагосодержание смеси метана (94,69 мл. %) и пропана (5,31 %), относительная плотность, которой составляет 0,6053, в состоянии равновесия с гидратом. Полученные ими данные позволяют в некоторой степени объяснить влияние относительной плотности газа на его влагосодержание.

На рисунке 1.13 представлен график, на который нанесены экспериментальные данные, полученные Сонгом и Кобаяси, а также кривые, построенные на основе номограммы на рисунке 1.12 (равновесие метана в равновесии с твердыми фазами).

Значение влагосодержания в экспериментальной смеси всегда оказывается меньше, чем для чистого метана. При внимательном изучении графика можно обнаружить, что логарифмическая разность влагосодержания почти не зависит от температуры. При этом, однако, обнаруживается слабая зависимость от давления. Путем регрессии получим следующее выражение:

$$\ln \left[\frac{W_{SK_{mix}}}{W_{CH_4}} \right] = 0,20284 - 0,20262P, \quad (21)$$

где обе величины влагосодержание (смеси, $W_{SK_{mix}}$, и метана, W_{CH_4}) должны быть выражены (частей на миллион, г/м³), а P – в МПа.

Если предположить, что влагосодержание описывается линейной зависимостью от плотности газа, тогда для расчета влагосодержания газовой смеси можно использовать следующее уравнение:

$$\ln \left[\frac{W(\gamma)}{W_{CH_4}} \right] = -2,1851 + 4,0813\gamma - 0,2221P + 0,4149P\gamma. \quad (22)$$

Ограничения: данное уравнение нельзя использовать для смесей содержащих кислые компоненты; поскольку расчет выполняется для низких

					Обзор литературных источников	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

значений температуры, необходимо учитывать возможность образования жидких углеводородов. Эти простые корреляции применимы только к углеводородам в газообразном состоянии [27, 28, 29].

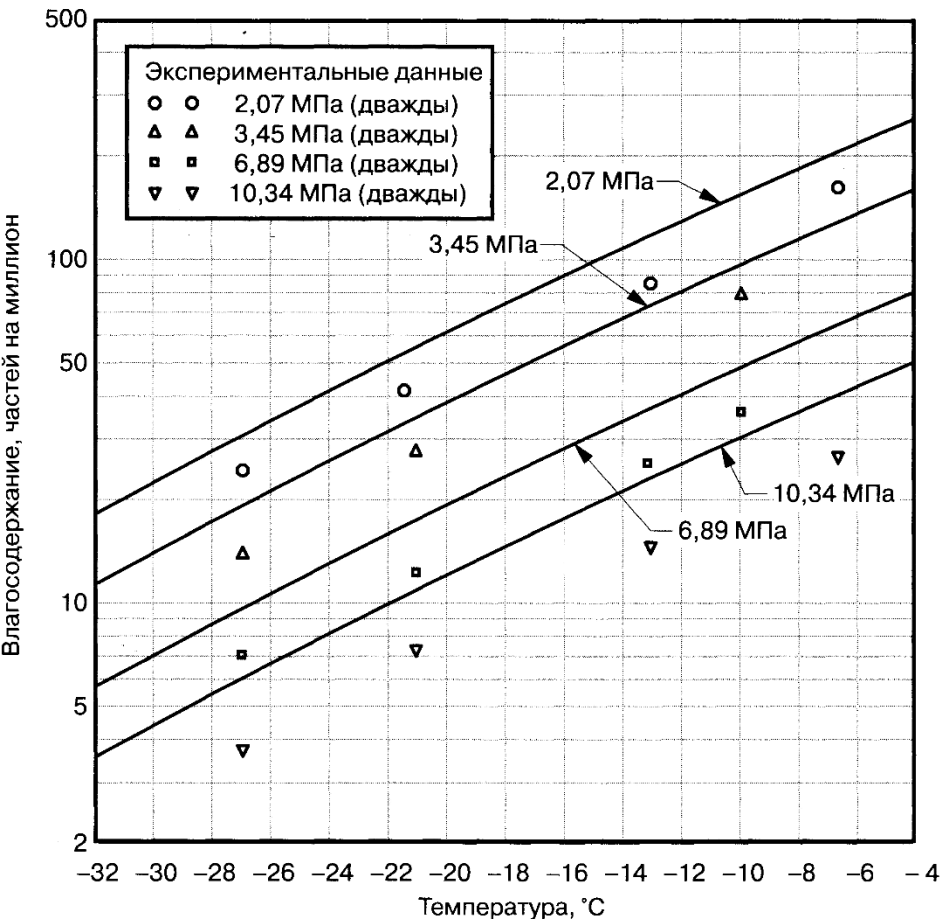


Рисунок 1.13 Влагосодержание смесей метана и пропана в равновесии со льдом или гидратом: точки — по данным Сонга и Кобаяси

2 Анализ существующих технических решений

2.1 Предупреждение и борьба с гидратообразованием

Для удаления из трубопровода небольших количеств гидрата обычно бывает достаточно прохода очистного поршня. Процедура очистки заключается в пропуске очистного поршня через трубопроводную линию. Поршень плотно входит в полость трубопровода и очищает отложения с его внутренней поверхности. Поршень перемещается по трубопроводу потоком среды, который одновременно удаляет все твердые вещества (гидраты, загрязнения) из полости трубопровода. Пропуск поршней может также применяться с целью удаления скоплений жидкостей, при этом периодичность проведения очисток должна быть такой, чтобы не допускать накопления гидратов в опасных количествах. Преимущество очистного поршня заключается в том, что со стенок трубопровода одновременно удаляются солевые и прочие отложения, что имеет большое значение для правильной эксплуатации трубопровода. При этом также устраняются потенциально опасные центры кристаллизации образования гидратов.

Осушка природного газа

Осушкой называется процесс удаления влаги из природного газа. Она широко применяется как способ предупреждения гидратообразования. Если в газе не содержится влаги, образование гидрата становится невозможным. Если влага содержится в очень малом количестве, вероятность образования гидрата будет мала.

Существуют и другие причины, по которым природный газ подвергают осушке. Удаление водяного пара уменьшает опасность возникновения коррозии в газотранспортных трубопроводах. Кроме того, осушка газа позволяет повысить эффективность эксплуатации трубопроводных систем за счет уменьшения, или даже полного исключения, накопления жидкости в линейной

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Анализ существующих технических решений	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					48	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

части газопровода.

Существует несколько способов осушки природного газа. Наиболее широко применяются следующие методы осушки: 1) гликолем (жидким поглотителем); 2) осушка молекулярными ситами (твердым адсорбентом); 3) осушка охлаждением.

Общепринято выражать влагосодержание газа через точку росы, т. е. температуру, при которой начинается конденсация воды. Поэтому в качестве нормы влагосодержания часто устанавливают точку росы минус 10 °С; однако этот способ следует применять с осторожностью, поскольку при точке росы ниже 0 °С система находится в метастабильном состоянии. При температурах ниже 0 °С истинной точки росы для жидкой воды не существует, так как при этих температурах стабильной является твердая фаза воды – лед или гидрат.

Осушка газа гликолем

Наиболее широко распространен в газовой промышленности контактнорегенеративный способ осушки природного газа жидким осушителем. В этом процессе влажный газ пропускается через обедненный (содержащий малое количество влаги) раствор сорбента. Регенеративный раствор поглощает влагу из природного газа, в результате чего получается обогащенный раствор (содержащий большее количество влаги) и осушенный газ.

Жидкие поглотители. Некоторые жидкости обладают способностью поглощать влагу из потока природного газа. При этом всего несколько из них соответствуют всем критериям пригодности для промышленного использования. Некоторые из этих критериев:

- Жидкий поглотитель должен обладать высокой гигроскопичностью (т. е. сильное сродство к воде).
- Углеводородные компоненты природного газа должны иметь слабую растворимость в растворе поглотителя для уменьшения потерь полезного продукта и снижения выбросов углеводородов.

					Анализ существующих технических решений	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Поглотитель должен легко регенерироваться до высоких концентраций с целью повторного использования, обычно путем нагрева, при котором из него удаляется поглощенная вода.
- Поглотитель должен иметь очень низкое давление насыщенного пара для уменьшения потерь раствора через испарение.
- Поглотитель должен обладать высокой термической устойчивостью, в частности в условиях высоких температур в ребойлере.
- Используемые растворы не должны затвердевать в диапазоне температур, ожидаемых процессе осушки.
- Все жидкости должны быть неагрессивными по отношению к металлу узлов и агрегатов осушительного оборудования, особенно в паровом пространстве ребойлера, выпаренной колонне регенератора и нижней части абсорбера.
- Жидкие поглотители не должны вступать в химические реакции ни с одним из компонентов природного газа, включая двуокись углерода и соединения серы.

Гликоли. Свойства органических соединений, известных под названием гликолей, приблизительно соответствуют критериям пригодности для промышленного применения. Гликоли имеют более высокую температуру кипения, чем у воды, и низкое давление насыщенного пара. Однако в условиях повышенных температур гликоли разлагаются. Температура разложения гликолей ограничивает максимальную температуру технологических процессов осушки, особенно в ребойлере. Для осушки природного газа чаще всего применяют моноэтиленгликоль (МЭГ), обычно называемый просто этиленгликолем (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ) и тетраэтиленгликоль (ТРЭГ).

Наиболее широко используемым является ТЭГ. Он имеет ряд преимуществ перед прочими гликолями. ДЭГ несколько дешевле, чем ТЭГ, но из-за более высокого давления насыщенного пара у ДЭГ больше потери. ТЭГ обладает более слабым сродством к воде, поэтому снижение точки росы при его применении меньше. У ТРЭГ выше стоимость и больше вязкость, чем у ТЭГ. Высокая

					Анализ существующих технических решений	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вязкость ведет к увеличению затрат на перекачку. С другой стороны, у ТРЭГ ниже давление насыщенного пара и, соответственно, меньше потери.

Описание технологического процесса.

Осушка газа жидким поглотителем, в сущности, представляет собой двухступенчатый процесс. На первой ступени происходит поглощение влаги из газа в ступенчатой колонне. В другой колонне происходит регенерация раствора. Затем раствор возвращается в первую колонну для удаления влаги из следующей порции сырого газа. Упрощенная технологическая схема процесса осушки природного газа гликолем показана на рисунке 2.1.

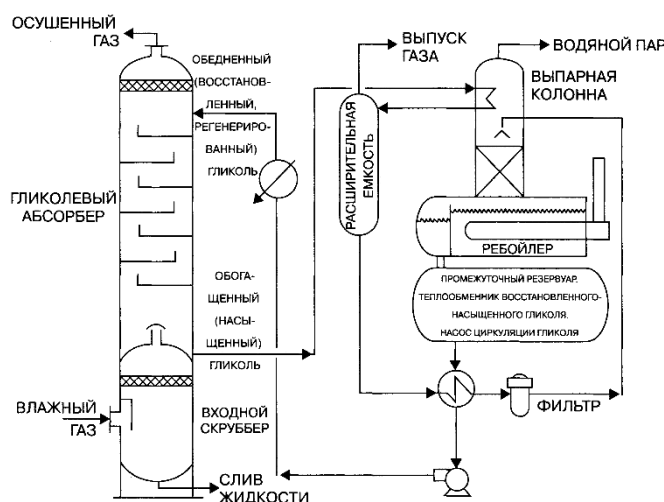


Рисунок 2.1 Упрощенная технологическая схема установки осушки газа гликолем

Установка осушки природного газа ТЭГ работает при относительно высоком давлении со стороны абсорбера и низком давлении со стороны регенерации. На стороне высокого давления находятся гликолевый абсорбер и входной сепаратор. На стороне низкого давления находятся регенератор и расширительная емкость со вспомогательным оборудованием.

Первая ступень процесса осушки природного газа заключается в полном удалении свободной жидкости из газового потока. Для этого перед входом в абсорбер предусмотрен сепаратор, в котором происходит отделение жидких углеводородов и/или свободной воды.

Сепаратор может быть двух- или трехфазным, в зависимости от ожидаемого количества свободной воды. Входной сепаратор может быть выполнен в виде отдельно стоящей емкости, соединенной с абсорбером трубопроводной обвязкой, или же в виде секции в составе абсорбера, располагающейся обычно в его нижней части и отделенной от днища абсорбера газоотводной тарелкой.

Верхняя часть сепаратора должна быть оборудована высокоэффективным сетчатым каплеотделителем для удаления взвешенной влаги и твердых частиц из потока газа перед входом в секцию абсорбера. Встроенные сепараторы обычно бывают снабжены спиральным теплообменником для предупреждения замерзания воды. Горячий раствор, подаваемый из аккумулятора, циркулирует по спирали теплообменника и предает тепло.

Абсорбер (также часто называемый контактором) является важнейшим функциональным элементом в установке осушки. В абсорбере происходит смешивание газа и жидкости и собственно отделение влаги. Абсорбер обычно бывает выполнен в форме абсорбционной колонны, размеры которой рассчитываются с учетом технологических потребностей. Абсорбер состоит из нескольких равновесных ступеней, достаточных, чтобы обеспечить массовый перенос влаги из газовой в жидкую фазу с целью достижения требуемого влагосодержания газа на выходе. Ступени могут быть выполнены: 1) в форме тарелок, как колпачковые тарелки, клапанные или ситчатые тарелки; 2) из соответствующих заполняющих материалов. Все более широко в гликолевых абсорберах используют структурированные заполнители.

Абсорбер работает по принципу абсорбционной колонны. Движение потоков сред – встречное.

Отбор насыщенного гликоля производится из нижней части абсорбера, как правило, по регулятору уровня. Обогащенный гликоль обычно подогревают перед подачей, для чего его часто пропускают через трубки конденсатора, размещенной в верхней части выпарной колонны. Затем его подвергают испарению в расширительной емкости, где основная часть летучих компонентов

					Анализ существующих технических решений	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(взвешенных и растворенных) переходит в пар. Выпуск гликоля из расширительной емкости осуществляется, как правило, тоже по регулятору уровня, после чего насыщенный гликоль поступает в теплообменник восстановленного – насыщенного гликоля. Оттуда он поступает через фильтр на регенератор.

Основной функцией теплообменника восстановленного – насыщенного гликоля является рекуперация тепловой энергии. В теплообменнике горячий восстановленный гликоль из регенератора охлаждается насыщенным гликолем, поступающим из абсорбера. Восстановленный гликоль должен подаваться в абсорбер охлажденным, а насыщенный гликоль на регенерацию – теплым.

В состав обычной регенерационной установки входят ребойлер с огневым подводом тепла, расположенный в нижней части горизонтального сосуда с паровым пространством над трубными пучками, дистилляционная (выпарная) колонна, вертикально присоединенная к паровому пространству емкости ребойлера, и промежуточный резервуар, расположенный под ребойлером. Частью регенерационной установки также является змеевик конденсатора, который устанавливается в верхней части выпарной колонны для ее орошения с целью улучшения сепарации раствора и воды.

Стандартная установка осушки газа ТЭГ эффективно работает при температуре ребойлера около 175 °С, что приблизительно на 20 °С ниже температуры разложения ТЭГ.

Отделение воды от гликоля в регенераторе происходит путем фракционирования. Температура кипения воды и гликоля сильно различаются: у воды – 100 °С, а у ТЭГ – 288 °С. Кроме того, эти два вещества можно легко разделить путем фракционной перегонки. Этот процесс осуществляется в выпарной колонне. Внутри колонны насыщенный влагой пар поднимается вверх, вступая при этом в тесное соприкосновение с нисходящим потоком насыщенной гликолем жидкости. Между этими двумя фазами осуществляется непрерывный процесс тепломассопереноса. Разность температур приводит к конденсации паров гликоля (тяжелый компонент) и испарению жидкой воды

					Анализ существующих технических решений	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(легкий компонент). Пар в верхней части колонны состоит практически из чистой воды, так как гликоль в нижней части колонны содержит очень малое количество воды. Небольшая часть парообразной смеси (в основном из водяного пара) конденсируется в верхней части колонны в конденсаторе, что обеспечивает необходимое орошение для улучшения эффективности фракционирования. Основными функциями выпарной колонны является окончательное разделение абсорбированной влаги и поглотителя ТЭГ, сброс отделенной влаги в атмосферу и улавливание гликоля, испаренного в ребойлере.

Насыщенная гликолем жидкость, которая становится регенерированным гликолем, выводится через нижнюю часть выпарной колонны и поступает в ребойлер. К ребойлеру осуществляется подвод тепла, обычно за счет прямого огневого подогрева, чтобы повысить температуру гликоля и вызвать его частичное испарение. Горячий восстановленный гликоль из ребойлера поступает самотеком в промежуточный резервуар, который обычно располагается ниже ребойлера. Затем горячий восстановленный гликоль подается в теплообменник восстановленного – насыщенного гликоля, где происходит его охлаждения. В конечном счете, гликоль возвращается обратно в абсорбер, и на этом технологический цикл заканчивается.

Циркуляционный насос служит для откачки гликоля из промежуточного резервуара, повышения давления концентрированного гликоля и подачи гликоля на верхнюю тарелку абсорбера. Расход гликоля регулируется посредством насоса. Перед входом в насос гликоль проходит через теплообменник восстановленного – насыщенного гликоля, где подвергается охлаждению, а на выходе – через теплообменник сухого газа, где подвергается дополнительному охлаждению перед попаданием в абсорбер.

Молекулярные сита

В отличие от осушки газа гликолем, которая представляет собой абсорбционный процесс, метод осушки молекулярными ситами основан на адсорбции. Содержащаяся в газе влага поглощается твердым сорбентом (которым является молекулярное сито) и, таким образом, удаляется из

					Анализ существующих технических решений	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

природного газа. Молекулярные сита обычно используют в тех случаях, когда требуется получить очень сухой газ (например, в криогенных процессах). Применение молекулярных сит позволяет осушить газ до уровня менее 1 части на миллион (1 мг/м^3).

Технологический процесс осушки газа молекулярными ситами заключается в пропускании влажного газа через слой адсорбента. Слой адсорбента впитывает в себя влагу, содержащуюся в газе, в результате чего получается осушенный газ. После насыщения адсорбента водой (т. е. когда дальнейшее поглощение влаги невозможно), его необходимо регенерировать. Чтобы уменьшить размеры молекулярных сит, для отделения больших количеств воды часто дополнительно предусматривают установки осушки гликолем. После них устанавливают молекулярное сито для окончательной осушки газа.

Описание технологического процесса.

Поглощение водяного пара из потока газа адсорбентом представляет собой полунепрерывный процесс. Поэтому требуются как минимум два слоя адсорбента. В то время как один слой находится в фазе адсорбирования, другой слой находится в фазе регенерации или остывания. По мере адсорбирования происходит насыщение слоя адсорбента, и часть его становится неспособной к дальнейшему поглощению влаги. После того как слой адсорбента полностью насытится водой, его необходимо регенерировать. Для этого через слой адсорбента пропускают поток горячего газа, при этом происходит десорбция воды и регенерация адсорбента. После завершения стадии отгонки воды слой адсорбента должен остыть, прежде чем его снова можно будет вводить в работу. Упрощенная технологическая схема осушки газа с двумя слоями адсорбента показана на рисунке 2.2.

					Анализ существующих технических решений	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

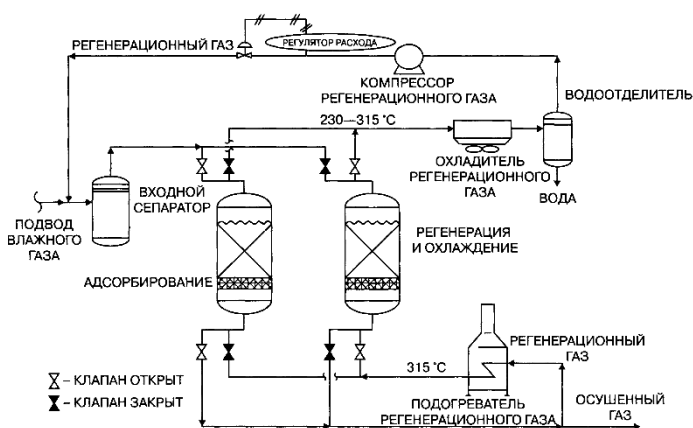


Рисунок 2.2 Упрощенная технологическая схема установки осушки газа
твердым поглотителем с двумя колоннами

Осушка газа охлаждением

В охлажденном газе содержится меньше влаги, чем в горячем газе. Функция охладительной установки обычно заключается в отделении тяжелых углеводородов от потока природного газа с целью достижения заданного значения точки росы углеводорода, но при этом также происходит и удаление влаги. Процесс охлаждения протекает при низких температурах, вследствие чего происходит и отделение влаги от газа, так как охлажденный газ способен нести в себе меньшее количество воды, чем теплый газ. Чтобы предотвратить образование льда и гидратов, охлажденный газ смешивают с полярным растворителем, обычно с этиленгликолем. Охлаждение газа позволяет понизить влагосодержание до уровня 16 мг/м³.

Описание технологического процесса.

Упрощенная технологическая схема осушки газа охлаждением показана на рис. 2.3.

Природный газ поступает в теплообменник «газ – газ», где он подвергается предварительному охлаждению. Дальнейшее охлаждение газа происходит в холодильной установке. Газ подается в ребойлер холодильной установки (хладагент вскипает, при этом технологический поток охлаждается), которая называется охладителем. Для предотвращения замерзания (с образованием льда и/или гидратов) и поглощения конденсирующейся воды в теплообменник «газ – газ» и в охладитель впрыскивают гликоль. Лучше всего для этой цели подходит

					Анализ существующих технических решений	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

этиленгликоль (ЭГ), так как он обладает наилучшими низкотемпературными характеристиками среди прочих гликолей.

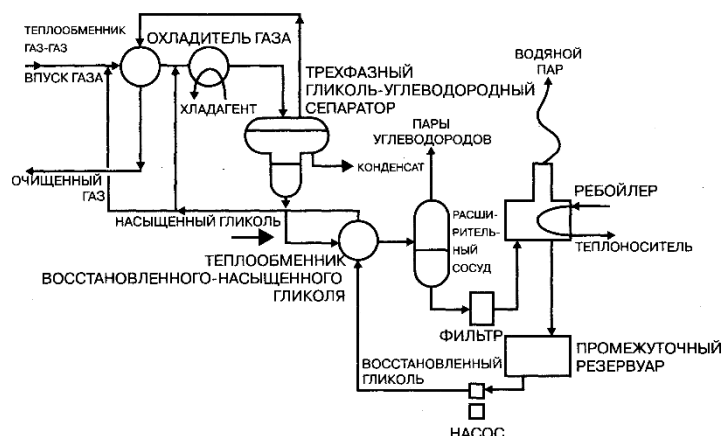


Рисунок 2.3 Упрощенная технологическая схема холодильной установки с впрыском и восстановлением гликоля

Смесь поступает в низкотемпературный сепаратор, в верхней части которого предусмотрен выход газа, в средней части – жидкого углеводорода, а в нижней части (обычно через лоток) – смеси гликоля и воды. Жидкие углеводороды поступают на дальнейшую переработку. Смесь гликоля и воды направляют регенерационную колонну, где происходит регенерация гликоля для повторного использования. Товарный газ выходит из верхней части низкотемпературного сепаратора сильно охлажденным. Поэтому его направляют, обратно в теплообменник «газ – газ» для предварительного охлаждения неосушенного газа и отвода от него части тепловой энергии.

Если в качестве хладагента используется пропан, что широко практикуется в газовой промышленности, температура в охладителе обычно находится в пределах от минус 10 °С до минус 40 °С. Одно из преимуществ этого метода заключается в том, что он позволяет получать газ, одновременно удовлетворяющий техническим условиям, как по точке росы углеводорода, так и по влагосодержанию. Это исключает необходимость применения отдельных установок для осушки и регулирования точки росы углеводорода.

Метод подогрева

Еще одним средством борьбы с гидратообразованием является недопущение режима температуры, при котором возможно образование гидрата.

Для предупреждения гидратообразования достаточно поддерживать температуру среды выше температуры образования гидрата (с учетом достаточного запаса надежности).

Температура в подземных трубопроводах, где по мере движения среды происходит отдача тепла в окружающее пространство, должна поддерживаться на таком уровне, чтобы в любой точке трубопровода она находилась за пределами области возможного гидратообразования. Подвод тепла в трубопроводах обычно осуществляется одним из двух способов – с помощью путевых подогревателей или тепловых спутников.

Подогреватели могут использоваться для подогрева флюида в трубопроводе (рисунок 2.4).

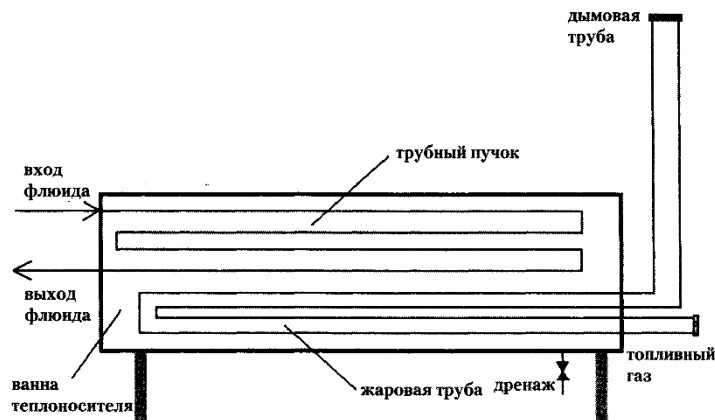


Рисунок 2.4 Принципиальная схема устройства путевого подогревателя

Поскольку передача тепловой энергии при этом осуществляется точечно, количество передаваемой энергии должно быть достаточным для того, чтобы температура среды оставалась выше температуры гидратообразования на всем протяжении участка трубопровода до следующей точки подогрева. Это означает, что температура среды на входе должна быть значительно выше температуры гидратообразования.

Другой способ подвода тепла заключается в устройстве тепловых спутников. При использовании этого метода подвод тепла осуществляется равномерно по длине трубопровода. Поэтому температура среды ни в одной какой-либо отдельно взятой точке трубопровода не должна быть очень высокой, а с учетом постоянного подвода тепла должна лишь незначительно превышать температуру гидратообразования.

Система подогрева в тепловых спутниках может быть электрической или обеспечиваться жидкой средой (например, горячим маслом или гликолем). В любом случае тепловой спутник прокладывается непосредственной близости от обогреваемого трубопровода. Применение тепловых спутников особенно эффективно для защиты трубопроводной арматуры. Трубопроводная арматура бывает особенно подвержена замерзанию вследствие охлаждения, вызываемого эффектом Джоуля – Томсона.

Другим важным средством борьбы с гидратообразованием в трубопроводах является тепловая изоляция. Скорость тепловых потерь в изолированных трубопроводах меньше, чем в неизолированных. Это означает, что температура на выходе из подогревателя может быть ниже, и, соответственно, необходима меньшая мощность подогревателя. Что позволит уменьшить эксплуатационные затраты. В сущности, правильное применение теплоизоляции в некоторых случаях позволяет полностью исключить необходимость в подогревателях.

Метод снижения давления

Еще один способ, применяемый для ликвидации образовавшихся гидратов, заключается в снижении давления. При снижении давления гидратная фаза перестает быть стабильной. Этим гидраты отличаются ото льда. Снижение давления не оказывает заметного влияния на температуру замерзания льда. Теоретически этот метод должен быть эффективным, однако процесс разложения гидрата протекает не мгновенно, а требует определенного времени.

Потенциально опасный сценарий разложения гидратной пробки методом снижения давления показан на рисунке 2.5.

					Анализ существующих технических решений	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

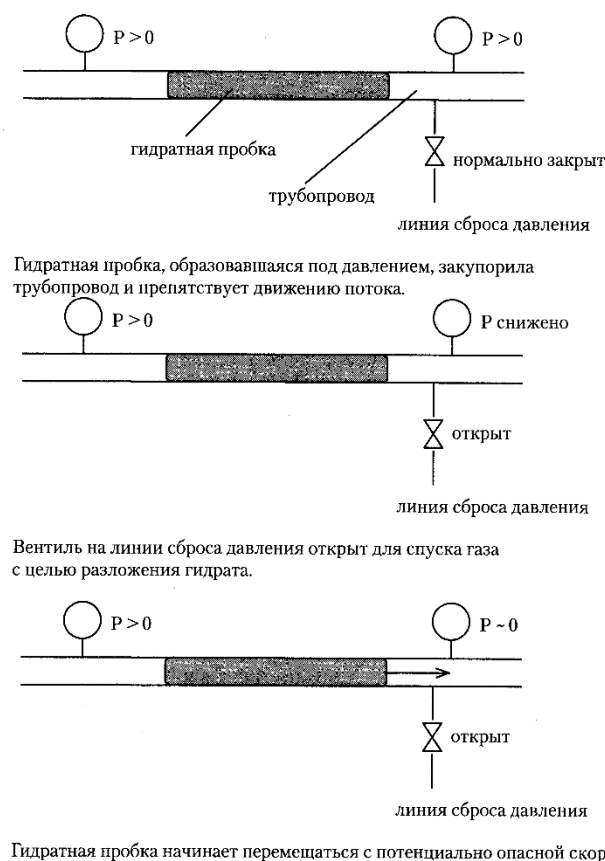


Рисунок 2.5 Неправильный порядок действий по ликвидации гидратной пробки методом снижения давления, вызвавший срыв гидратной пробки

На нем изображена операция по ликвидации гидратной пробки путем стравливания давления в трубопроводе.

В показанном примере, однако, давление стравили только с одной стороны гидратной пробки. При этом пробка может сорваться и начать двигаться по трубопроводу с большой скоростью. При движении по трубопроводу частицы гидрата ускоряются, как пуля, летящая по нарезному стволу. Скорость движения пробки может быть зачастую увеличенной при наличии в трубопроводе тонкой водяной пленки, которая играет роль смазки.

В данном случае лучше стравить давление по обе стороны пробки. При возможности следует попытаться, чтобы по обе стороны от пробки давление в линии было равным. Поддержание одинакового давления в линии до и после пробки позволит не допустить ее значительного перемещения.

В случае если стравить давление в линии по обе стороны не представляется возможным, следует снижать давление с одной стороны пробки ступенчато.

Сначала слегка уменьшить давление, чтобы гидратная пробка начала разлагаться, при этом давление увеличится. Затем сбавить давление еще немного и так до полного разложения пробки. Сложность этого способа заключается в том, что необходимо снизить давление настолько, чтобы это привело к разложению пробки, но одновременно не допустить ее срыва. Если давление в трубопроводе значительно превышает давление гидратообразования, незначительное сбавление давления не вызовет разложения пробки. При высоком давлении трубопроводе даже снижение на 1,4 – 2,0 МПа, что достаточно для возникновения опасности срыва пробки, может оказаться недостаточным для разложения гидрата. Поэтому для правильного снижения давления в трубопроводе необходимо знать величину давления гидратообразования.

2.2 Предупреждение гидратообразования с помощью химреагентов

Известно, что полярные растворители, такие как спирт и гликоль, а также ионные соли, такие как поваренная соль, могут предупреждать образование газовых гидратов. Важно отметить, что эти вещества не препятствуют гидратообразованию, а только ингибируют этот процесс. То есть способствуют уменьшению температуры или увеличению давления, при которых происходит образование гидрата. Однако присутствие ингибитора недостаточно для того, чтобы предупредить образование гидрата. Существует некоторая минимальная концентрация ингибитора, необходимая для предотвращения гидратообразования.

В качестве ингибиторов гидратообразования в газовой промышленности обычно используют спирты (в основном метанол) и гликоли (в основном этиленгликоль или триэтиленгликоль). Ингибирующее действие метанола на образование гидрата сероводорода показано на рисунке 2.6.

					Анализ существующих технических решений	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

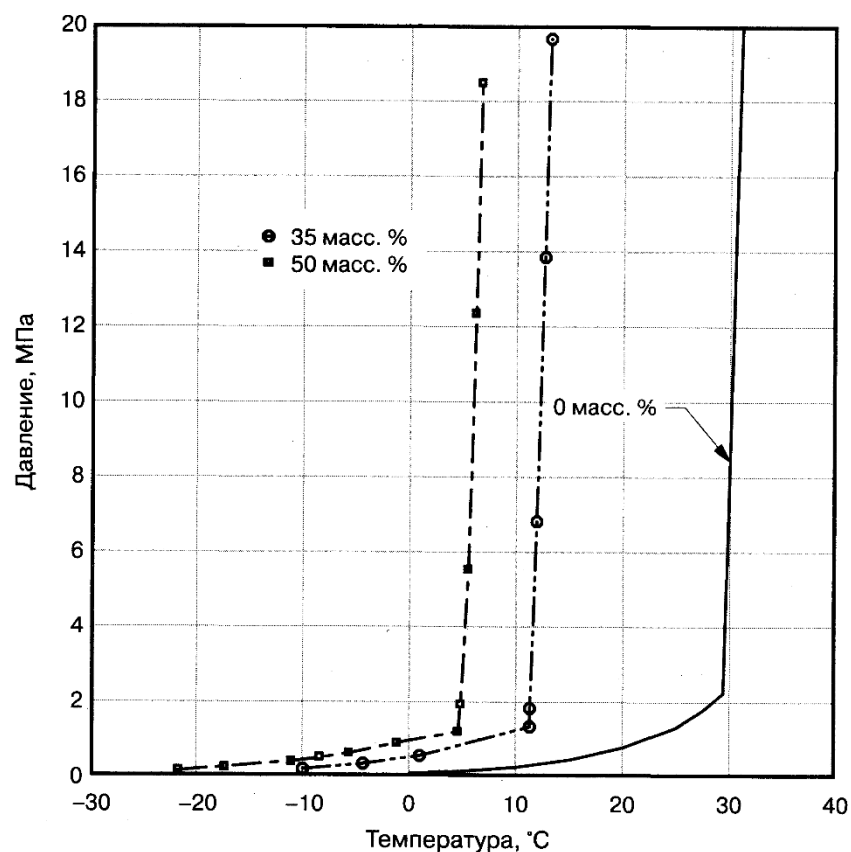


Рисунок 2.6 Ингибирующее воздействие метанола на образование гидрата сероводорода

В таблице 2.1 приведены свойства некоторых полярных химических соединений, широко используемых в качестве ингибитора.

Таблица 2.1 Свойства некоторых ингибиторов гидратообразования

	Метанол	Этанол	ЭГ	ТЭГ
Эмпирическая химическая формула	CH_4O	$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$	$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$	$\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_4$
Молярная масса, г/моль	32,042	46,07	62,07	150,17
Температура кипения, °C	64,7	78,4	198	288
Давление пара (при 20 °C), кПа	12,5	5,7	0,011	<0,001
Температура плавления, °C	-98	-112	-13	-4,3
Плотность (при 20 °C), кг/м ³	792	789	1116	1126
Вязкость (при 20 °C), сП	0,59	1,2	21	49
ЭГ — этиленгликоль, $\text{HO}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH}$.				
ТЭГ — триэтиленгликоль, $\text{HO}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH}$.				

Необходимо отметить, что все эти вещества в той или иной степени характеризуются наличием водородных связей и, таким образом, нарушают структуру водородных связей воды.

Понижение температуры замерзания

На практике метод понижения температуры замерзания широко используется при определении молярной массы образца.

Теоретическое обоснование понижения температуры замерзания. Уравнение выводится на основе фундаментального соотношения равновесия между твердой и жидкой фазами и после нескольких упрощающих допущений принимает следующий вид:

$$x_i = \frac{h_{sl} \Delta T}{RT_m^2}, \quad (23)$$

где x_i – молярная доля растворенного вещества (ингибитора)

ΔT – понижение температуры в °C

R – универсальная газовая постоянная (8,314 Дж/моль*К)

T_m – температура плавления чистого растворителя в К.

После незначительных преобразований и перехода от молярных долей к массовым долям уравнение примет вид:

$$\begin{aligned} \Delta T &= \frac{M_s RT_m^2}{h_{sl}} \times \frac{W_i}{(100 - W_i) M_i} = \\ &= K_s \frac{W_i}{(100 - W_i) M_i}, \end{aligned} \quad (24)$$

где M_s – молярная масса растворителя

W_i – массовая концентрация растворенного вещества (ингибитора) в %

M_i – молярная масса ингибитора.

Доля воды $K_s = 1861$.

Главный член уравнения включает в себя только константы, таким образом, понижение температуры замерзания является функцией концентрации ингибитора и его молярной массы. Данное уравнение не применимо для ионных растворов, например поваренной соли (рисунок 2.7).

					Анализ существующих технических решений	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

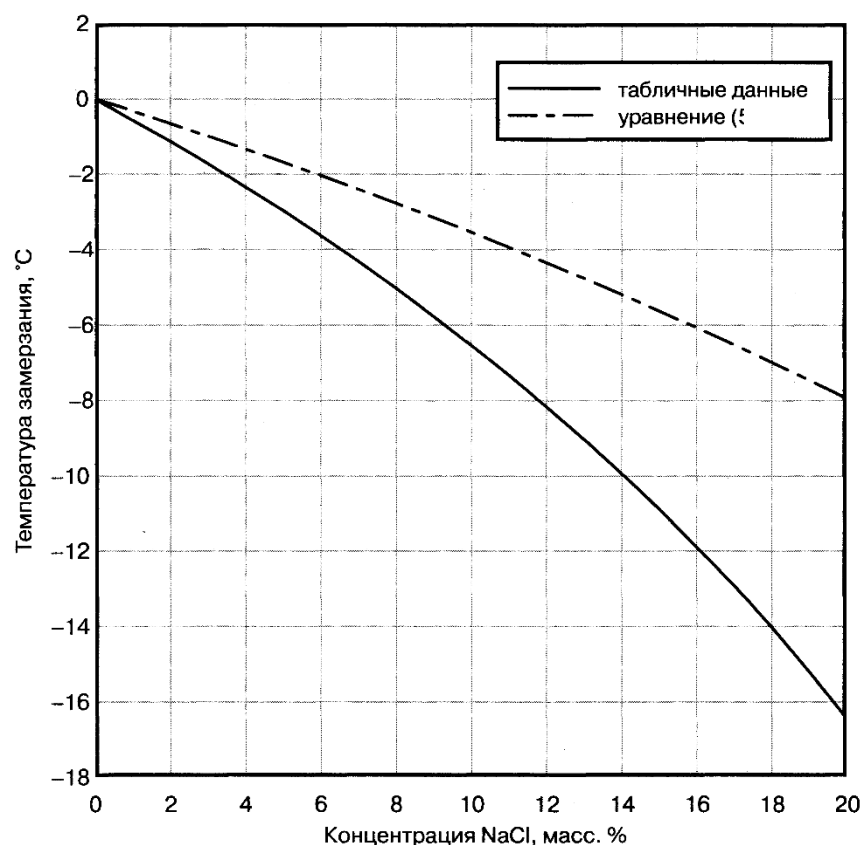


Рисунок 2.7 Температура замерзания водных растворов NaCl (поваренной соли)

Чтобы получить приблизительное представление о степени точности уравнения приведен рисунок 2.8.

По водному раствору метанола данные хорошо согласуются, так как этот раствор близок к идеальному. Это объясняется тем, что принятые допущения, принятые при составлении уравнения, применимы для водного раствора метанола в достаточно широком диапазоне концентраций.

Метод определения молярной массы неизвестного вещества путем понижения температуры замерзания относительно прост в использовании. Совсем несложно приготовить раствор с известной массовой концентрацией растворенного вещества, даже если характер вещества неизвестен. Чтобы получить раствор с массовой концентрацией 5 %, достаточно просто добавить 5 г вещества к 95 г растворителя. Константа K_s в уравнении определяется только свойствами растворителя, и можно без труда найти ее значение для любого вещества, используемого в качестве растворителя при определении молярной массы. Затем необходимо измерить температуру замерзания полученной смеси,

что можно сделать с высокой степенью точности. Чтобы вычислить молярную массу растворенного вещества, зная величину понижения температуры замерзания при заданной концентрации, можно использовать уравнение.

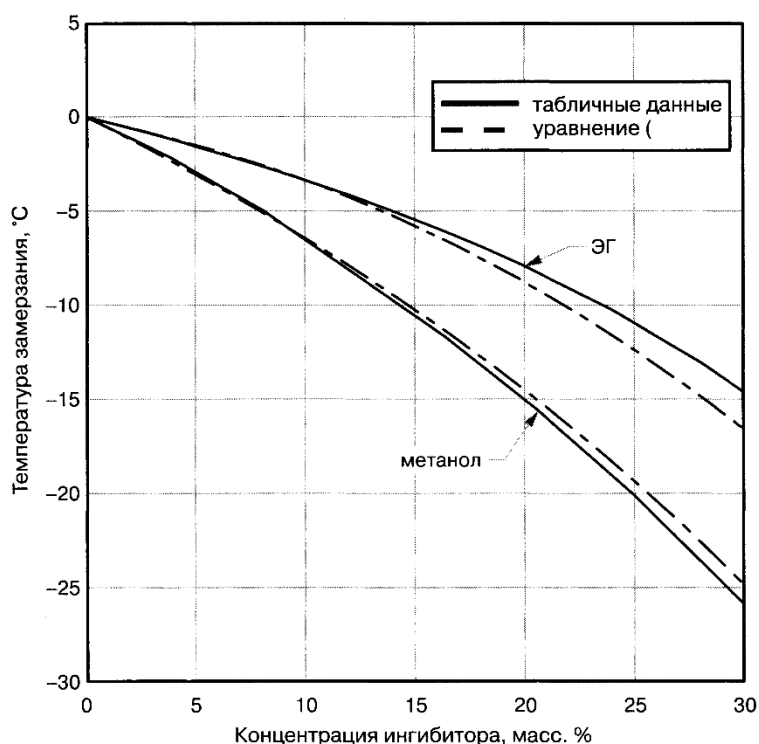


Рисунок 2.8 Температуры замерзания водных растворов метанола и этиленгликоля (ЭГ)

Испарение ингибитора

Метанол представляет собой летучее вещество, поэтому при его введении в природный газ и/или конденсат некоторая часть метанола переходит в соответствующие фазы. На практике это означает, что количество вводимого ингибитора должно быть больше расчетного количества, определенного только на основе концентраций водной фазы. Введение расчетного количества ингибитора будет недостаточным для требуемого эффекта.

Для оценки количества метанола, рассеивающегося в природном газе, можно использовать диаграмму, приведенную на рисунок 2.9.

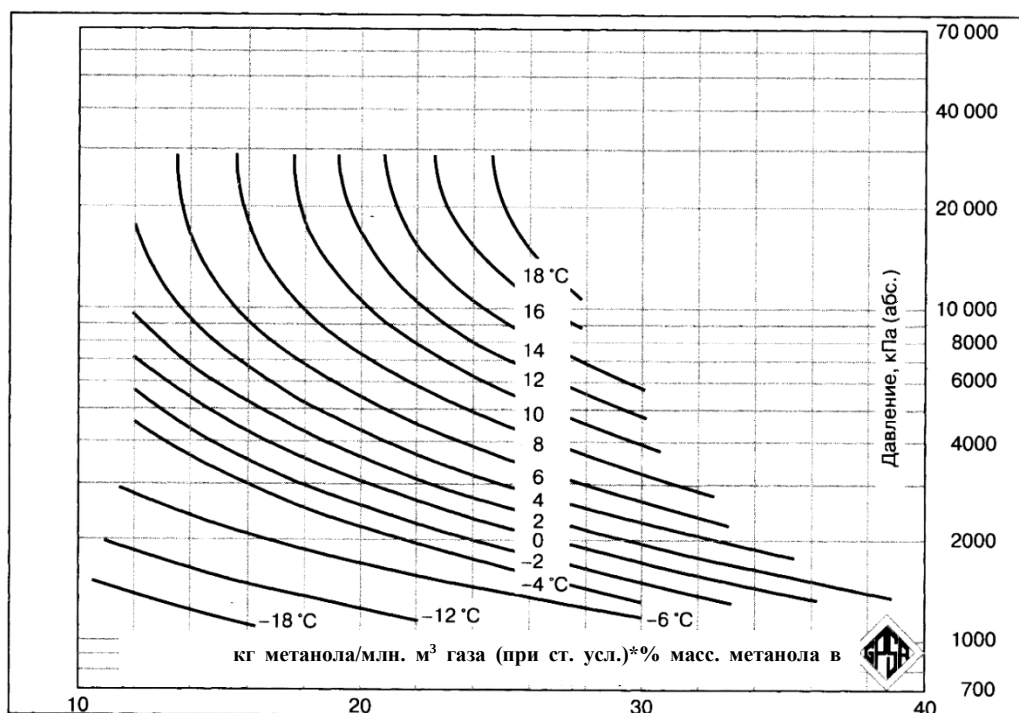


Рисунок 2.9 Соотношение газообразного метанола и метанола в жидкой водной фазе как функции давления и температуры

С помощью диаграммы на рисунок 2.10 можно оценить количество метанола, растворяющегося в конденсате (легкой углеводородной жидкости).

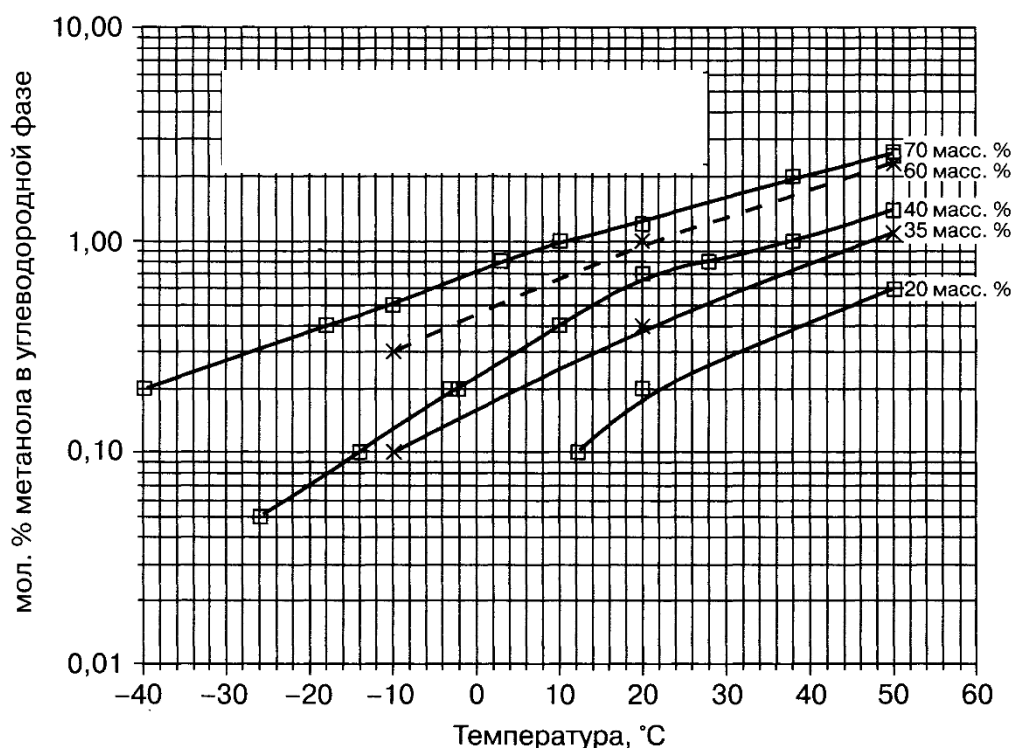


Рисунок 2.10 Растворимость метанола в углеводородах парафинового ряда в зависимости от состава водной фазы, давления и температуры

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Чтобы определить количество метанола, перешедшее в газовую фазу, необходимо найти точку, соответствующую заданным значениям давления (по оси ординат) и температуры (третий параметр), и определить искомую величину по оси х. Для определения концентрации метанола в газовой фазе необходимо умножить значение, найденное на оси х, на расход газа и на концентрацию метанола в одной фазе. Например, при 9 °С и при 5000 кПа значение на оси абсцисс будет равно 25. Если расход составляет 50000 м³/сут, а концентрация метанола в водной фазе 35 (масс. %), тогда количество метанола, переходящего в газообразную фазу, будет составлять $25 \cdot (50000/10^6) \cdot 35 = 43,75$ кг/сут.

Рассматривая представленные диаграммы, можно сделать ряд общих наблюдений. Во-первых, при заданной температуре потери метанола будут увеличиваться по мере уменьшения давления. Во-вторых, при постоянном давлении потери метанола будут увеличиваться с ростом температуры. Кроме того, с увеличением расхода газа будут соответственно увеличиваться потери метанола через испарение. И, наконец, чем выше концентрация метанола в водной фазе, тем больше будут потери через испарение.

Для определения концентрации метанола в неводной фазе с помощью этих диаграмм следует, во-первых, вычислить необходимое количество метанола с помощью описанных выше методов. Исходя из этого, можно вычислить количество метанола, находящегося в двух других фазах. Только после этого может быть рассчитан общий расход метанола, необходимый для введения.

					Анализ существующих технических решений	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Рекомендации к методике расчета гидратообразования

В данной работе предлагается усовершенствование методики расчета граничных условий образования технических гидратов.

На сегодняшний день при борьбе и профилактике с гидратообразованием на производстве используются методика расчета граничных условий гидратообразования по ГОСТ 20060-83 Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. По мнению автора, использование лишь одной методики не позволяет полностью предотвратить возникновение газовых гидратов. Происходит это вследствие того, что реальные термобарические условия и компонентный состав среды не соответствует теоретическим предсказаниям. Из этого можно сделать вывод, что работа является актуальной.

В данном исследовании приведены различные методы по определению граничных условий возникновения технических гидратов. Методы определения начала гидратообразования дают хорошую сходимость результатов и позволяют расширить диапазон границ параметров гидратообразования.

Все методы, изученные в этой работе, позволяют определить содержание влаги в газе с достаточной точностью (в пределах 13 % между различными методами). Разбаланс в полученных данных обусловлен точностью работы с номограммами, точностью линейной интерполяции и ограничениями, заложенными в каждый из приведенных методов анализа.

Гидраты образуются если температура газа, ниже температуры точки росы. В тех местах, где происходит редуцирование давления, температура из-за эффекта Джоуля-Томсона понижается. Таким образом, для того чтобы избежать образования гидратов, необходимо контролировать температуру точки росы, и влажность газа.

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Рекомендации к методике расчета гидратообразования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					119	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

При перекачке газа существуют также режимы, когда вода скапливается в неровностях в нижней части трубопровода. При наличии в газе сероводорода и углекислого газа образуются соответствующие кислоты, которые приводят к возникновению сильной питтинговой коррозии. Если влажный газ содержит одновременно сероводород и диоксид углерода, ее скорость может достигать 30 мм в год. Один из компонентов этого процесса – вода – всегда присутствует в перекачиваемом газе. Следовательно, контроль над содержанием воды необходим и для предотвращения аварийности, связанной с коррозией.

По упомянутым выше причинам, перекачиваемый газ должен быть предварительно осушен. Среди многочисленных способов осушки наибольшее распространение получило использование этиленгликолей в качестве поглотителей воды. Подобные установки можно встретить в местах добычи газа и на подземных хранилищах. Процесс этот энергоемкий. Осушка газа ниже требуемого уровня крайне невыгодна. Существует проблема и с уносом части гликоля с потоком газа. Поэтому на выходе из установки осушки очень важно иметь надежный анализатор влажности, способный отличать воду от гликоля.

					Рекомендации к методике расчета гидратообразования	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе рассматривается экономическая эффективность работ по борьбе с гидратообразованием на Заполярном месторождении на основе решений, приведённых в технологической части работы. Далее приведены: анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, определение этапов работ, определение трудоемкости работ, определение затрат на проектирование, определение эксплуатационных затрат использования метанола и хлорида кальция в качестве ингибиторов гидратообразования. В качестве исходных данных возьмем следующие значения:

- Стоимость тонны метанола, CCH_3OH – 28 тыс. руб/т;
- Стоимость тонны хлорида кальция, CCaCl_2 – 21 тыс. руб/т;
- Количество метанола, MCH_3OH – 45,6 т.;
- Количество хлорида кальция, MCaCl_2 – 246,4 т.;
- Стоимость аренды агрегата для заправки ингибиторных емкостей, Ca–2 тыс. руб./ч;
- Объем емкости, V_e – 0,033 м³ ;
- Плотность метанола, $\rho\text{CH}_3\text{OH}$ – 791,8 кг/м³ ;
- Плотность хлорида кальция, ρCaCl_2 – 1335 кг/м³ .

6.1 Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений

Ингибиторы гидратообразования предназначены для применения в нефтяной и газовой промышленности в качестве средства для борьбы с газовыми гидратами в системах сбора и в промысловой обработке газа и нефти в процессе обработки газоконденсатных скважин, газопроводов и насосов для перекачки сырого газа.

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева Н.В.								121	172	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А				
Рук-ль		Брусник О.В.										

Для ингибирования в подавляющем большинстве используется метанол, так как его использование является наиболее эффективным и менее затратным. Но так же существуют и другие популярные ингибиторы гидратообразования: хлорид кальция и диэтиленгликоль. Характеристики наиболее часто применяемых ингибиторов для наглядного сравнения представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1- Характеристики ингибиторов гидратообразования

Характеристика	Описание		
	Метанол	Хлорид кальция	Диэтиленгликоль
Внешний вид	Прозрачная жидкость	Белые кристаллы	Прозрачная вязкая жидкость
Температура замерзания, °С	- 97,6	20% р-р при 18,57, 30% р-р при 48	-7,8
Температура вспышки, °С	6	-	124
Плотность, 20 °С, г/м³	0,792	2,15	1,118
Вязкость, 25 °С, сПз (мПа*с)	0,544	-	35,6
Примерная стоимость, р/тонна	28000	21000	75000

6.2 Сравнение экономической эффективности метанола и хлорида кальция

Чтобы сравнить экономическую эффективность различных ингибиторов, проведем экономический расчет стоимости использования технологии каждого ингибитора. Экономический расчет будем проводить по следующим формулам:

1. Суммарные расходы (Р) вычисляются путем сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата:

$$P = P_{\text{и}} + P_{\text{а}}, \text{руб.} \quad (66)$$

2. Расходы на ингибитор определяются по следующей формуле:

$$P_{\text{и}} = C_{\text{и}} + M_{\text{и}}, \text{руб.} \quad (67)$$

3. В среднем, на заправочном агрегате можно заправить в час две метанольные емкости. Представим объем заправки за час следующей формулой:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_q = 2 \cdot V_E, \text{ м}^3. \quad (68)$$

4. Выполняем расчет общего времени работы данного агрегата по следующей формуле:

$$T_A = \frac{V_{из}}{2 \cdot V_E}, \text{ час}, \quad (69)$$

где $V_{из}$ – это объем ингибитора для заправки, рассчитываемый по формуле:

$$V_{из} = M_{\rho}, \text{ м}^3;$$

5. Расходы на аренду агрегата рассчитывается по следующей формуле:

$$P_A = C_A + T_A, \text{ руб.} \quad (70)$$

6. Так как основные средства представлены арендованным имуществом, то величиной амортизации будет является суммарная стоимость владения этим имуществом. В данном случае будет выполняться следующее равенство:

$$A = P_A, \text{ руб.} \quad (71)$$

Проведем расчеты:

Метанол

- Определим расход метанола:

$$P_{CH_3OH} = C_{CH_3OH} + M_{CH_3OH} = 28 \cdot 45,6 = 1276,8 \text{ тыс. руб.}$$

- Найдем объем метанола:

$$V_{CH_3OH} = M_{\Pi} \cdot \rho = 45,6 \cdot 0,7918 = 36,11 \text{ м}^3.$$

- Объем заправки за один час:

$$V_q = 2 \cdot V_E = 2 \cdot 0,033 = 0,066 \text{ м}^3.$$

- Общее время работы агрегата:

$$T_{CH_3OH} = \frac{V_{CH_3OH}}{2 \cdot V_E} = \frac{36,11}{0,066} = 547,06 \text{ часов.}$$

- Расходы на аренду машины:

$$P_{ACH_3OH} = 2 \cdot 547,06 = 1094,124 \text{ тыс. руб.}$$

- Суммарный расход равен:

$$P = P_{CH_3OH} + P_{ACH_3OH} = 1276,8 + 1094,1 = 2370,9 \text{ тыс. руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Хлорид кальция

- Определим расход метанола:

$$P_{CaCl_2} = C_{CaCl_2} + M_{CaCl_2} = 21 \cdot 246,4 = 5174,4 \text{ тыс. руб.}$$

- Найдем объем метанола:

$$V_{CaCl_2} = M_{И} \cdot \rho = 246,4 \cdot 1,335 = 184,57 \text{ м}^3.$$

- Объем заправки за один час:

$$V_q = 2 \cdot V_E = 2 \cdot 0,033 = 0,066 \text{ м}^3.$$

- Общее время работы агрегата:

$$T_{CaCl_2} = \frac{V_{CaCl_2}}{2 \cdot V_E} = \frac{184,57}{0,066} = 2796,5 \text{ часов.}$$

- Расходы на аренду машины:

$$P_{ACaCl_2} = 2 \cdot 2796,5 = 5593,1 \text{ тыс. руб.}$$

- Суммарный расход равен:

$$P = P_{CaCl_2} + P_{ACaCl_2} = 5174,4 + 5593,1 = 10767,41 \text{ тыс. руб.}$$

Из расчета экономических затрат можно сказать, что затраты на применение хлорида кальция почти в 3 раза превышают затраты на применение метанола, это связано с тем, что необходимое количество хлорида кальция для предупреждения гидратообразования в 5,37 раз больше, чем метанола. Отсюда можно сделать вывод о том, что применение метанола для борьбы с гидратообразованием более экономически выгодно, чем использование хлорида кальция, несмотря на то, что оптовая цена последнего на 25% ниже. Результаты расчета представлены в таблице 6.2

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.2 Результаты расчета

Показатель	Ед. измерения	Метанол	Хлорид кальция
Стоимость ингибитора	тыс.руб/т	28	21
Расходы на ингибитор	тыс.руб	1276,8	5174,4
Вес ингибитора для заправки	т	45,6	246,4
Объем ингибитора для заправки	м ³	36,11	184,57
Стоимость аренды агрегата	тыс.руб/ч	2	2
Аренда агрегата	тыс.руб	2370,9	9968
Объем заправки за 1 час	м ³	0,066	0,066
Общее время работы агрегата	ч	547,06	2796,5
Итог	тыс.руб	2370,9	10767,41

6.3 Расчет амортизации основных средств

Размер амортизации основных средств определяется исходя из балансовой стоимости основных средств и общей нормы амортизации. Расчет амортизации на примере метанольной установки представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 Расчет амортизации основных средств

Наименование	Первоначальная стоимость, руб.	Норма амортизации	Сумма амортизации, руб
Метанольная установка	2135000	0,166	355833,33
Итого:			355833,33

6.4 Расчет численности персонала и фонда оплаты труда при эксплуатации метанольной установки

Для обслуживания блока подачи метанола необходима численность персонала в составе двух человек: оператор по добыче нефти и газа 5-го разряда и оператор КИПиА. Расчет заработной платы персонала представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 Расчет фонда оплаты труда

Должность	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Отработано часов	Тарифный фонд оплаты труда, руб
Оператор ДНГ	5	180,63	1902	343739
Оператор КИПиА	4	203,5	1902	387260,5
Итого:				730999,5

Положенные надбавки и доплаты к заработной плате представлены в таблице 6.5:

Таблица 6.5- Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	0,7
Северная надбавка	0,8
Доплата за ЗОЖ	0,05
Премия	0,25

В соответствии с премиальным положением определяем размер премии:

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

Определяем размер северных и районных льгот, а также дополнительную плату за ЗОЖ:

$$C_K = (730999,5 + 182700) \cdot 0,8 = 687759,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$P_K = (730999,5 + 182700) \cdot 0,7 = 601789,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$ЗОЖ = (730999,5 + 182700) \cdot 0,05 = 45,7 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем годовой фонд оплаты труда рабочих:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\begin{aligned}\Phi OT &= 730,999 \cdot 182,7 + 687,759 + \\ &+ 601,789 + 45,7 = 2248,947 \text{ тыс. руб.}\end{aligned}$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (7)$$

Для оператора ДНГ: $З_{внеб} = 0,30 \cdot (618730,2 + 343739) = 288740,76$ руб.

Для оператора КИПиА: $З_{внеб} = 0,30 \cdot (387260,5 + 697068,9) = 325298,82$ руб.

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (З_{СНЗОН} + З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб})k_{нр}, \quad (8)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$З_{накл} = (2370,9 + 731 + 2249 + 614,04)0,16 = 954,39$$

Таблица 6.6 Расчет бюджета затрат

Наименование затрат	Сумма, руб.	
1. Затраты на метанол	2370900	
2. Затраты на амортизацию	355833,33	
3. Затраты по основной заработной плате рабочих	Оператор ДНГ	Оператор КИПиА
	343739	387260,5
4. Затраты по дополнительной заработной плате рабочих	618730,2	697068,9
5. Отчисления во внебюджетные фонды	288740,76	325298,82
6. Накладные расходы	954390	
7. Бюджет затрат	6341961,51	

6.5 SWOT-анализ

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

Он проводится в несколько этапов.

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

1. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентноспособную сторону проекта. Они свидетельствуют о том, что у проекта есть отличительное преимущество или особые ресурсы, являющиеся особенными с точки зрения конкурентности. При формировании сильных сторон, следует задавать следующие вопросы:

- Какие технические преимущества вы имеете по сравнению с конкурентами?
- Что участники проекта умеют делать лучше всех?
- Насколько проект близок к завершению по сравнению с конкурентами?

2. Слабые стороны – это недостаток, упущение или ограниченность проекта, которые каким-либо образом препятствуют достижению цели. При формировании слабых сторон, следует задавать следующие вопросы:

- Что можно улучшить?
- Причины плохого результата?
- Чего следует избегать?

3. Возможности. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта. При формировании возможностей, следует задавать следующие вопросы:

- Каковы возможности на рынке?

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- В чем состоят благоприятные рыночные возможности?
- Какие интересные тенденции отмечены?

4. Угроза. Она представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности.

Таблица 6.7 Матрица SWOT

Сильные стороны: 1. Высокая рентабельность 2. Полнота исследования 3. Высокая эффективность	Слабые стороны: 1. Длительное проведение эксперимента. 2. Низкий спрос. 3. Учет особенностей конкретного объекта разработки
Возможности: 1. Совершенствование технологии 2. Уменьшение удельного расхода ингибитора 3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон	Угрозы: 1. Появление конкурентных решений 2. Метанол является ядом для организма 3. Начало безгидратного режима и, как следствие, неактуальность исследования

Второй этап. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 6.8.

Таблица 6.8 Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 6.8 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: В1С2С3, В2С1С3, В3С1С3.

Таблица 6.9 Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	+	-
	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 6.9 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: В1Сл1Сл3, В3Сл3.

Таблица 6.10 Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 6.10 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У2С2, У3С2С3.

Таблица 6.11 Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	+	-

	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 6.11 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2, У2Сл2Сл3, У3Сл1Сл2.

Третий этап. В рамках данного этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 6.12).

Таблица 6.12 Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны: 1. Высокая рентабельность 2. Полнота исследования 3. Высокая эффективность	Слабые стороны: 1. Длительное проведение эксперимента. 2. Низкий спрос. 3. Учет особенностей конкретного объекта разработки
Возможности: 1. Совершенствование технологии 2. Уменьшение удельного расхода ингибитора 3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон	Высокая рентабельность и высокая эффективность позволит и дальше развиваться данной технологии	Актуальность и эффективность технологии показывает оправданность данного метода, несмотря на некоторые слабые стороны
Угрозы: 1. Появление конкурентных решений 2. Метанол является ядом для организма 3. Начало безгидратного режима и, как следствие, неактуальность исследования	Высокая рентабельность и эффективность, при сравнительно малых затратах, в ближайшее время вряд ли дадут заменить данный метод новым решениям	Необходимость учета условий конкретного месторождения и начало безгидратного режима могут стать существенной угрозой для проекта

6.3 Вывод по главе 6

В данном разделе были приведены некоторые характеристики различных ингибиторов гидратообразования, проведен их сравнительный анализ экономической эффективности, произведен расчет численности персонала и фонда оплаты труда при эксплуатации метанольной установки и выполнен SWOT-анализ, который показал сильные и слабые стороны, а так же

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возможности и угрозы метода. В ходе проведения сравнительного анализа экономической эффективности было определено, что метанол является более эффективным ингибитором гидратообразования, чем хлорид кальция при равных условиях.

7 Социальная ответственность

7.1 Введение

Объектом исследования в данной работе является промышленный газопровод на ■■■ месторождении.

При задании условий транспортировки природного газа по участку трубопровода подразумевалось, что он расположен в резкоконтинентальном климате, который характеризуется продолжительной суровой зимой и сильными повсеместными метелями. Основная часть территории сильно заболочена, влажность воздуха высокая.

В данном разделе рассматривается деятельность сменного инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

Важнейшей задачей при управлении потоками транспортируемой среды и, соответственно производстве работ с газоперекачивающим агрегатом типа ГПА-32 является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

7.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Продолжительность рабочего дня сменного инженера, в соответствии со штатным расписанием на КС, составляет 12 часов. В соответствии с должностными инструкциями сменный инженер должен постоянно находиться на главном щите управления (ГЩУ). ГЩУ представляет из себя прямоугольное помещение площадью 150 м². Также работодателем составляется график сменности, учитывающие мнения работников и не предусматривающие работу в течении двух смен подряд, так как это запрещено трудовым законодательством. Для работников организаций, расположенных в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, применяется районный коэффициент для расчета заработной платы, который устанавливается

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					133	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Правительством Российской Федерации. Для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, предусмотрена повышенная оплата труда. Минимальный размер повышения составляет 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа работников в порядке, установленном ст. 372 ТК РФ [55].

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

Конструкцией производственного оборудования и рабочего места обеспечивается оптимальное положение персонала, оно достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Конструкция регулируемого кресла оператора соответствует требованиям ГОСТ 21889—76 [46].

Аварийные органы управления расположены в зоне досягаемости моторного поля, при этом предусмотрены специальные средства опознавания и предотвращения их непроизвольного и самопроизвольного включения в соответствии с ГОСТ 12.2.003—91 [48].

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [56]. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля. При проектировании оборудования и организации рабочего места учтены антропометрические показатели мужчин (работают только мужчины).

По показателям тяжести трудового процесса работа оператора в соответствии с Р 2.2.2006-05 [61] относится к классу оптимальной (легкая физическая нагрузка. По показателям напряженности – к классу допустимой

					Социальная ответственность	Лист
						134
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(напряженность труда средней степени) и, соответственно, допустимые условия труда условно относят к безопасным.

7.3 Профессиональная социальная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-15 опасные и вредные факторы по природе действия подразделяются на химические, физические, биологические и психофизиологические [45].

7.4 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие потенциально опасные и вредные факторы при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32 в таблице 7.1.

Таблица 7.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Проектирование	Эксплуатация	Ремонт	
1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ
2. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ
3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением		+	+	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ
4. Пожаро- и взрывоопасность на рабочем месте		+	+	НПБ 105-03 ППБ 01-2003 НПБ 110-99 СНиП 21-01-02-85
5. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 2.04.05.86
6. Повышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ
7. Повышение уровня вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.566-96

					Социальная ответственность	Лист
						135
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

				СП 2.6.1–758–99
9.Повышение уровней ионизирующих излучений		+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 СП 52.13330.2011
10.Производственные факторы, связанные со световой средой	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
11.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		+	+	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ
12.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		+		

7.4.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости движения и излучений от нагретых предметов.

Для поддержания параметров воздушной среды в помещениях КС, в соответствии с требованиями действующих санитарных и технологических норм, система вентиляции включает в себя:

- естественную вентиляцию во всех помещениях компрессорного цеха (КЦ);
- приточно-отопительную вентиляцию в отсеках двигателя и нагнетателя;
- приточно-вытяжную вентиляцию в аккумуляторной, химлаборатории;
- вытяжную вентиляцию в помещениях мехмастерской, диспетчерской;
- установки кондиционирования воздуха;

					Социальная ответственность	Лист
						136
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- отопительные регистры с теплосетью.

При этом вентиляция должна обеспечивает:

- температурно-влажностный режим;
- предотвращение и снижение загазованности.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [51]. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Повышение уровня шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [50].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Источниками шума в ГПА с газотурбинным приводом являются всас компрессора, выхлоп турбины, корпус ГТУ и камеры сгорания, нагнетатель с присоединяемыми трубопроводами и другое вспомогательное оборудование ГТУ и КС.

Шум на ГЩУ, создаваемый системами управления цеха, работой персональных компьютеров, не превышает нормативные уровни шума. Сменный персонал может находиться на ГЩУ в течение всей рабочей смены без СИЗ органов слуха [60].

					Социальная ответственность	Лист
						137
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Повышение уровня вибрации

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [60] вибрация соответствует 3 категории типа «в» - технологическая вибрация, воздействующая на оператора на рабочих местах стационарных машин или передающиеся на рабочие места, не имеющие источников вибрации.

Используемые средства и методы защиты от вибрации - здание ГЩУ находится отдельно и не связано со зданиями ГТУ.

Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется [58]: центровка и балансировка роторов.

Превышение уровней ионизирующих излучений

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и другие.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные со световой средой

Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

Естественное освещение на ГЩУ создается природными источниками света через оконные проемы, обеспечивающие достаточную освещенность в помещении в светлое время суток. Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами. На ГЩУ освещенность составляет 300 Лк, что соответствует норме IV разряда зрительных работ (средней точности), КЕО = 1,5 %. Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток и обеспечивает КЕО = 1,5 %. Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, а также помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 Лк [47].

					Социальная ответственность	Лист
						138
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [44].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [44]:

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

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 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.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

					Социальная ответственность	Лист
						139
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща [48].

7.4.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-16, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [49].

Производственные факторы, связанные с электрическим током

ГЩУ по степени опасности поражения персонала электрическим током относится по ГОСТ 12.1.019-79 [52] к помещениям с повышенной опасностью.

Признаки помещения с повышенной опасностью:

Влажность воздуха выше 75%; температура окружающей среды превышает 35°C; наличие токопроводящей пыли; токопроводящих полов;

					Социальная ответственность	Лист
						140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возможности одновременного касания проводящих конструкций здания, аппарата, механизма соединенных с землей и проводящих частей электрооборудования.

Для питания производственного оборудования ГЩУ применяется напряжение 220 В.

Основные непосредственные причины электротравматизма:

- несоответствие выполняемой работы специальности;
- недостаточная обученность персонала;
- выполнение работы в сверхурочное время;
- нарушение трудовой дисциплины;
- игнорирование правил безопасности квалифицированным персоналом и др.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

Эксплуатацию электроустановок должен проводить специально подготовленный электротехнический персонал.

Электротехническому персоналу, имеющему группу по электробезопасности II – V включительно, предъявляются следующие требования:

1. лица не достигшие 18-летнего возраста, не могут быть допущены к работам в электроустановках;
2. лица из электротехнического персонала не должны иметь увечий и болезней (стойкой формы), мешающих производственной работе;
3. лица из электротехнического персонала должны после соответствующей теоретической и практической подготовки пройти проверку знаний и иметь удостоверение на допуск к работам в электроустановках.

					Социальная ответственность	Лист
						141
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Состояние здоровья электротехнического персонала определяется медицинским освидетельствованием при приёме на работу и затем периодически в определённые сроки.

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [51], должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током следует применять:

а) в электроустановках до 1000 В:

Основные электрозащитные средства: изолирующие штанги, изолирующие клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, диэлектрические перчатки, целостность которых необходимо проверять перед каждым применением, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками для работы в электроустановках;

Дополнительные средства защиты: сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные и стационарные, диэлектрические галоши, диэлектрические ковры и изолирующие подставки, изолирующие накладки и колпаки;

б) в электроустановках выше 1000 В:

Основные электрозащитные средства: изолирующие штанги всех видов, изолирующие клещи, указатели напряжения, указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные;

Дополнительные средства защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические ковры и изолирующие подставки, изолирующие колпаки и накладки, штанги для переноса и выравнивания потенциала, лестницы приставные, стремянки изолирующие стеклопластиковые, лестницы деревянные.

Для защиты от термического фактора электрической дуги, повышенной напряженности электрического поля, защиты от тока наведенного напряжения при выполнении работ в электроустановках районов электроснабжения в

					Социальная ответственность	Лист
						142
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

качестве спецодежды и дополнительного технического средства защиты следует применять комплекты для защиты от термического фактора электрической дуги и ЭП-4(0) с указанными защитными свойствами.

Для защиты органов дыхания при покраске оборудования необходимо использовать и своевременно менять респираторы.

При работе на антисептированных опорах для защиты кожных покровов следует применять брезентовый костюм, брезентовые рукавицы и защитные очки.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала [52].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

					Социальная ответственность	Лист
						143
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основным требованием к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Пожаро- и взрывобезопасность на рабочем месте

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия в соответствии с ФЗ-123.

В соответствии с ППБ 01-2003 [55] ГЩУ, где возможен пожар класса А, оснащен щитом пожарным ИПП-А с 2 ручными порошковыми огнетушителями вместимостью 5 л. Помещения ГЩУ оборудованы системой стационарного пожаротушения в соответствии с СНиП 21-01-02 [62] и НПБ 110-99 [54].

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02 [62] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара, лестничный пролет на улицу.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей (первичного, периодического, внепланового и целевого), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно - техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;

					Социальная ответственность	Лист
						144
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- повышения знаний (квалификации) в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых совещаний (конференций) по противопожарной защите;

- изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности. Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

7.5 Экологическая безопасность

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия [55-56] при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32 в таблице 7.2. С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

Таблица 7.2 Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы природного газа; сжигание отходов производства; выхлопные газы ГТУ; выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Негативное воздействие ГКС на воздушный бассейн: - выбросы природного газа; - ремонтные работы; - сжигание отходов производства на ФУ; - выхлопные газы ГТУ Наиболее реальную угрозу представляют окислы азота. Сжигание топлива без образования окислов азота – важнейшая задача. Для уменьшения выбросов окислов азота соблюдается оптимальный режим горения в камере сгорания, а также контролируется скорость прохождения через зону

					Социальная ответственность	Лист
						145
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

		горения. Для уменьшения локальных нарушений микроклимата тепло должно рассеиваться в слоях атмосферы, удалённых от поверхности земли с помощью дымовых труб.
Гидросфера	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром. Который позволит предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки.
Литосфера	Засорение почвы производственными отходами	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и вышеперечисленным инструкциям.

7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На КС возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций техногенного характера [57-58], способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера и способы их предотвращения при выполнении работ по оптимизации транспортировки природного газа на газотурбинном газоперекачивающем агрегате типа ГПА-32

Наименование возможной ЧС	Условия возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
Воспламенение масла	Разрыв маслопровода, попадание	Авария на агрегате, выход из строя системы	Контроль за плотностью маслопроводов,	Использование пожарной сигнализации и

					Социальная ответственность	Лист
						146
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	масла на разогретые участки валопровода, проведение пожароопасных работ вблизи маслообъектов	защиты, пожар	проведение пожароопасных работ при наличии средств пожаротушения	средств пожаротушения, прекращение подачи масла на объект
Взрыв природного газа, используемого в качестве топлива	Утечка природного газа, наличие открытого источника пламени	Взрыв с разрушением Несущих конструкций и агрегата, пожар	Постоянный контроль за плотностью тракта, особый контроль при проведении ремонтов, запрет пожароопасных работ вблизи блока ТГ	Использование пожарной сигнализации и Средств пожаротушения, Прекращение подачи топливного газа. Расчет остекления помещения нагнетателя.
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Мех.повреждения, попадание воды, износ проводки, чрезмерное нагружение электросети	Пожар на ГЩУ, авария генератора	Эксплуатация Электропотребителей на ГЩУ, и кабелей генератора согласно утвержденным правилам	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, отключение от сети
Разрушение укрытия, повреждения оборудования или агрегата	Наводнение, сильный ветер, ураган	Поломка оборудования, взрывопожароопасная ситуация, повреждение линий связи	Прогноз погоды, оповещение персонала	Аварийный останов агрегата, разбор завалов, устранение повреждений
Скачок напряжения, короткое замыкание	Попадание молнии	Выход из строя САР, оборудования, пожар в укрытии агрегата	Профилактические работы согласно графику	Аварийный останов агрегата

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий, должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала КС действиям во время чрезвычайных ситуаций.

7.7 Заключение по главе 7

В данном разделе выпускной квалификационной произведен анализ опасных производственных факторов на компрессорных станциях и

магистральном газопроводе, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них. Также, приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе. Указываются необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

					Социальная ответственность	Лист
						148
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

По результатам данной работы можно сделать следующие выводы:

- произведен литературный обзор о природе гидратообразования и причинах его возникновения;
- выявлены граничные условия гидратообразования, определены зависимости между термобарическими параметрами и процессом образования гидратов;
- проведены исследования зависимости пропускной способности трубопровода от наличия гидратообразований. Наличие гидратообразования на внутренней поверхности газового оборудования, приводит к уменьшению пропускной способности трубопровода;
- проанализировав методы предупреждения и борьбы с гидратами (выбрав для борьбы с гидратами ингибирующие вещества) доказано, что с экономической точки зрения метанол является более приемлемым веществом для борьбы как с уже образовавшимся гидратом, так и для предупреждения гидратообразования;
- предложены рекомендации по улучшению методики расчета граничных условий начала образования гидратов;
- разработан комплекс технологических мероприятий по поддержанию оптимальной пропускной способности трубопровода.

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					149	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Список используемой литературы

1. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / - Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с.
2. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Пер. с англ.- М.: Премиум Инжиниринг, 2007. - 289 с.
3. Li, X.Y.; Feng, J.C.; Li, X.S.; Wang, Y.; Hu, H.Q. Experimental study of methane hydrate formation and decomposition in the porous medium with different thermal conductivities and grain sizes. Appl. Energy 2022, 305, 117852. [[CrossRef](#)].
4. Guo, X.; Shi, K.; Guan, D.; Lv, X.; Li, Q.; Dong, H.; Zhao, J.; Yang, L.; Liu, Z. Behaviors of CH₄ hydrate formation in cold seeps with underlying gas plume. Fuel 2021, 304, 121364. [[CrossRef](#)].
5. Clennell, M.B.; Hovland, M.; Booth, J.S.; Henry, P.; Winters, W.J. Formation of natural gas hydrates in marine sediments 1. Conceptual model of gas hydrate growth conditioned by host sediment properties. J. Geophys. Res. Solid Earth 1999, 104, 22985–23003. [[CrossRef](#)].
6. Genov, G.; Kuhs, W.F.; Staykova, D.K.; Goreschnik, E.; Salamatina, A.N. Experimental studies on the formation of porous gas hydrates. Am. Mineral. 2004, 89, 1228–1239. [[CrossRef](#)].
7. Zhang, B.; Zheng, J.; Yin, Z.; Liu, C.; Wu, Q.; Wu, Q.; Liu, C.; Gao, X.; Zhang, Q. Methane hydrate formation in mixed-size porous media with gas circulation: Effects of sediment properties on gas consumption, hydrate saturation and rate constant. Fuel 2018, 233, 94–102. [[CrossRef](#)].
8. Chen, B.; Sun, H.; Zhao, G.; Wang, B.; Zhao, Y.; Yang, M. Experimental observation of methane hydrate dissociation via different depressurization modes under water phase flow. Fuel 2021, 283, 118908. [[CrossRef](#)].

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Раздобреев Е.И.				Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухар						150	172
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Рук-ль	Брусн							

9. Liang, S.; Rozmanov, D.; Kusalik, P.G. Crystal growth simulations of methane hydrates in the presence of silica surfaces. Phys. Chem. Chem. Phys. 2011, 13, 19856–19864. [[CrossRef](#)].

10. Yousif, M.H.; Abass, H.H.; Selim, M.S.; Sloan, E.D. Experimental and theoretical investigation of methane-gas-hydrate dissociation in porous media. SPE Reserv. Eng. Soc. Pet. Eng. 1991, 6, 69–76. [[CrossRef](#)].

11. Zang, X.; Liang, D.; Wu, N. Gas hydrate formation in fine sand. Sci. China Earth Sci. 2012, 56, 549–556. [[CrossRef](#)].

12. Pauling, L.; Marsh, R.E. The Structure of Chlorine Hydrate. Proc. Natl. Acad. Sci. USA 1952, 38, 112–118. [[CrossRef](#)].

13. Claussen, W.F. A Second Water Structure for Inert Gas Hydrates. J. Chem. Phys. 2004, 19, 1425. [[CrossRef](#)].

14. Ripmeester, J.A.; Tse, J.S.; Ratcliffe, C.I.; Powell, B.M. A new clathrate hydrate structure. Nature 1987, 325, 135–136. [[CrossRef](#)].

15. Gambelli, A.M.; Rossi, F. Thermodynamic and kinetic characterization of methane hydrate ‘nucleation, growth and dissociation processes, according to the labile Cluster theory. Chem. Eng. J. 2021, 425, 130706. [[CrossRef](#)].

16. Бакало Н. Ю. Оперативное сопровождение технологического процесса транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам : бакалаврская работа / Н. Ю. Бакало ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. Н. В. Чухарева. — Томск, 2020.

17. Борхович С.Ю. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебно-методическое пособие - Ижевск, 2005 г. – 52с.

18. Петров С.В. Борьба с гидратообразованием при магистральном транспорте природного газа. Лабораторные и практические работы: метод. указания / С. В. Петров, В. Л. Онацкий, И. С. Леонов. – Ухта : УГТУ, 2014. – 24 с.

					Список использованных источников	Лист
						151
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. / ВНИИГАЗ/Газпром – 2007 г. – 25 с.

20. Семитко К. В. Комплексные методы борьбы с осложнениями на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край) : бакалаврская работа / К. В. Семитко ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. М. В. Коровкин. — Томск, 2020.

21. Красуцкий С.П. Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов. Магистерская диссертация / Красуцкий С.П.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет; науч. Рук. Цимбалюк А.Ф. – Томск, 2018.

22. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М., «Недра», 1974. 208 с.

23. Пономарев Г.В. Условия образования гидратов природных и попутных газов. Труды КуйбышевНИПИИП, вып. 2. – 1960. – с. 97 – 106.

24. Котляр И.Я. Эксплуатация магистральных газопроводов / Пиляк В.М. Изд. 2-е, перераб. и дополн. Л., «Недра», 1971, 248 с.

25. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / Квон В.Г. М.: ИРЦ Газпром, 2004.

26. Панарук А.А. Разработка методов раннего обнаружения гидратообразования в магистральных газопроводах и технологических трубопроводах компрессорных станций; Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук / ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»; Краснодар – 2014. 12-14 с.

27. Гужов А.И., Титов В.Г., Медведев В.Ф., Васильев В.А. Сбор, транспорт и хранение углеводородных газов. Учебное пособие. М., Недра, 1978. – 405с.

					Список использованных источников	Лист
						152
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

28. Кэрролл Джон Гидраты природного газа. Перевод с английского. – М.: ЗАО «Премииум Инжиниринг», 2007. – 316с., ил. – (Промышленный инжиниринг).

29. Новиков А.А., Чухарева Н.В. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа: Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2005. – 164с.

30. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учебное пособие. – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 824.

31. Выгодский М.Я Справочник по элементарной математике. – М.: Наука, 1969. – 416с.

32. Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1991. – 400с.

33. Межгосударственный стандарт. Газ природный. Методы расчета физических свойств.

34. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.

35. ГОСТ 5542-87 Газ горючий природный для промышленного и коммунально-бытового назначения.

36. ГОСТ 20060-83 Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги.

37. ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения.

38. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www/docs.cntd.ru](http://www.docs.cntd.ru) (дата обращения 24.05.2020г.).

39. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

					Список использованных источников	Лист
						153
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

40. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

41. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

42. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

43. ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

44. ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

45. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

46. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

47. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

48. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

					Список использованных источников	Лист
						154
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

49. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

50. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

51. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

52. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

53. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

54. НПБ 110-99. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

55. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

56. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

57. РД 153-39.0-112-2001 Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

					Список использованных источников	Лист
						155
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

58. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

59. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

60. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

61. СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

62. СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

63. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

64. СП 2.6.1–758–99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

65. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ). Раздел XII. Особенности регулирования труда отдельных категорий работников. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://study.garant.ru> (дата обращения 24.05.2020г.).

66. Федеральный закон №116 от 22.02.2017 «О внесении изменения в федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

					Список использованных источников	Лист
						156
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Диаграммы компонентов, входящих в состав природного газа

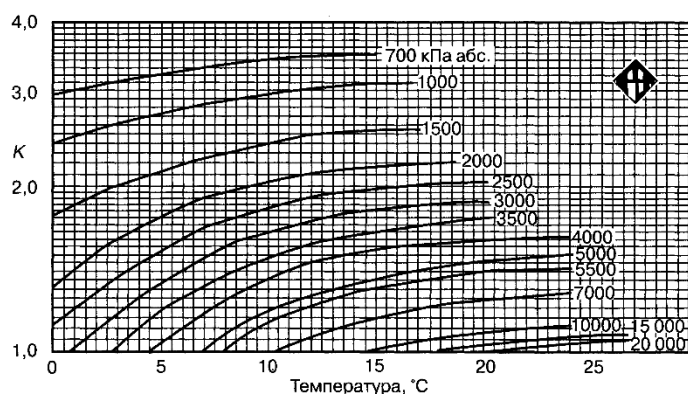


Рисунок а) Значения коэффициента K в равновесной системе газ - твердое тело для метана

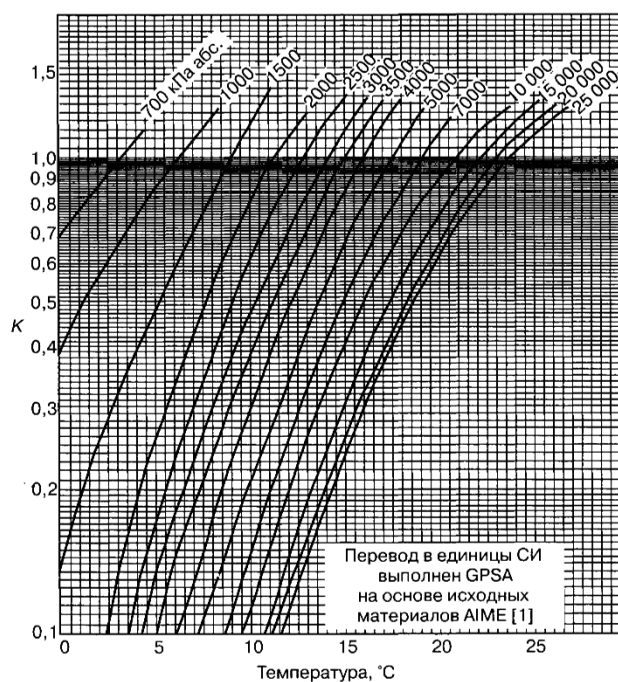


Рисунок б) Значения коэффициента K в равновесной системе газ - твердое тело для этана

Организационно-техническое обеспечение безгидратной технологии транспортировки газа по сборному коллектору							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Раздобреев Е.И.			Приложения		
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
Рук-ль		Брусник О.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						157	172
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

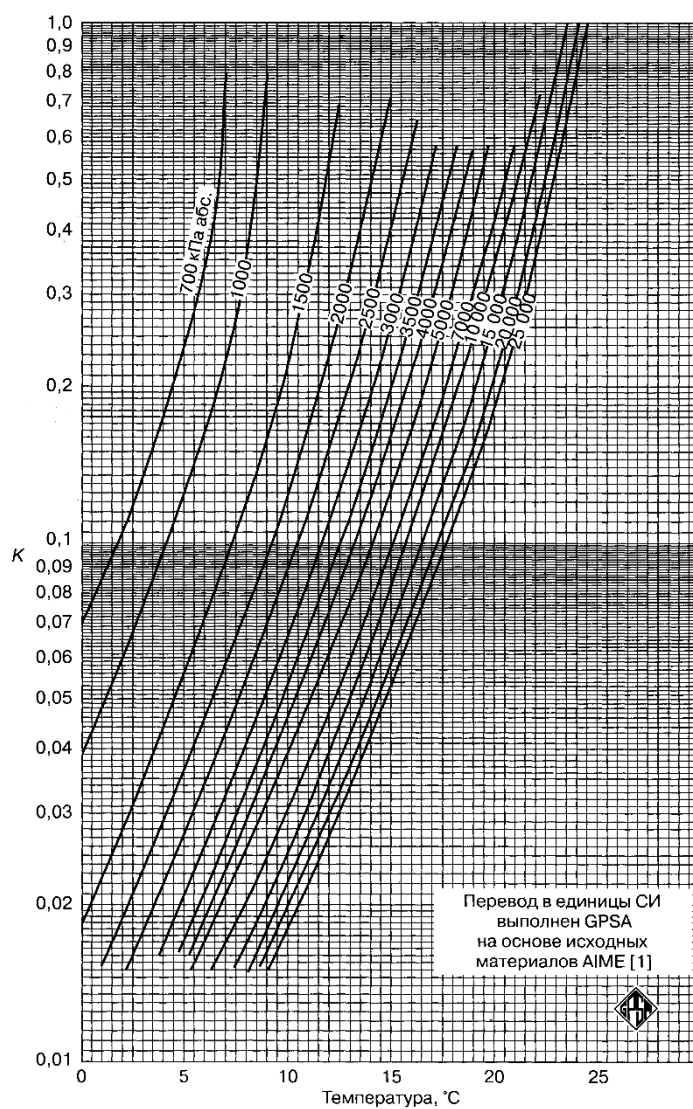


Рисунок в) Значения коэффициента K в равновесной системе газ - твердое тело для пропана

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Приложения

Лист

158

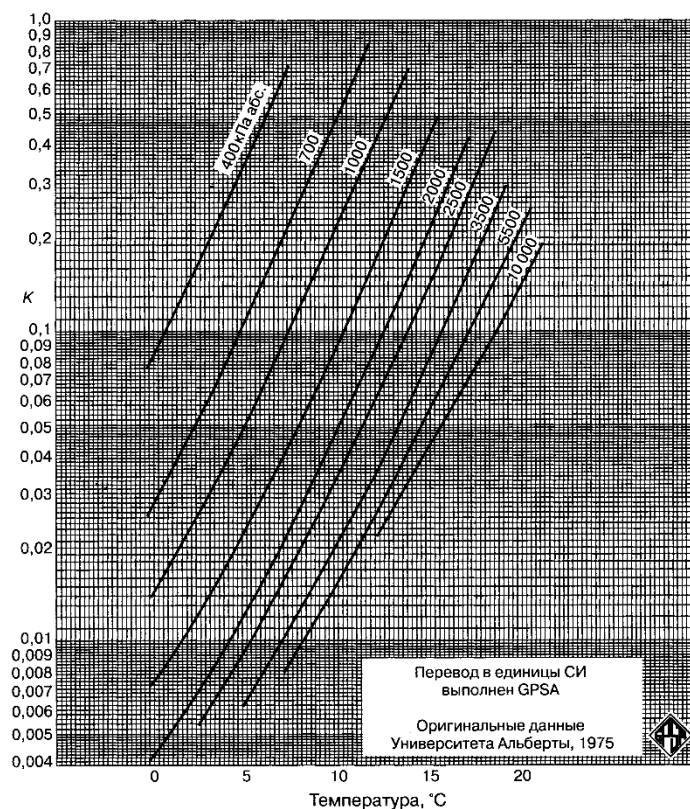


Рисунок г) Значения коэффициента K в равновесной системе газ - твердое тело для изобутана

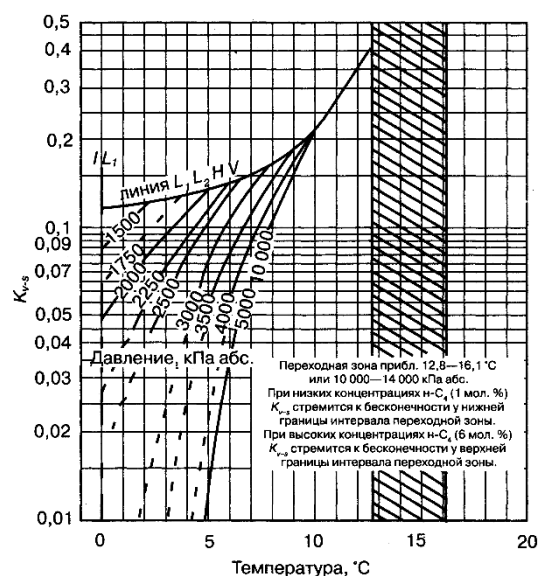


Рисунок д) Значения коэффициента K в равновесной системе газ - твердое тело для н-бутана

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

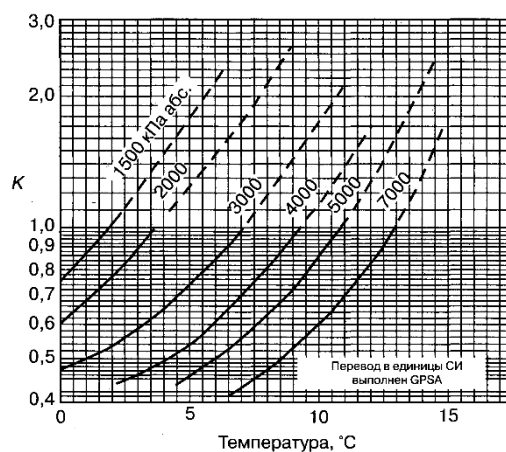


Рисунок е) Значения коэффициента K в равновесной системе газ - твердое тело для двуокиси углерода

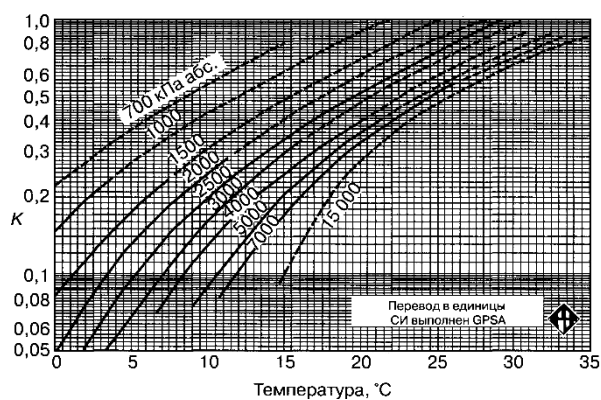


Рисунок и) Значения коэффициента K в равновесной системе газ - твердое тело для сероводорода

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Приложение Б

Таблица Б – Влажность природного газа, рассчитанная различными методами при заданных значениях $t = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 1,2\text{ МПа}$

Метод расчета	Основные формулы расчета	Результаты расчета, мг/м ³
ГОСТ 20060-83	$W = (A \cdot 101,325) / P + B$	436
По номограмме Маккетты - Уэхе	Определяется по номограмме	477
Букачека	$\varpi = 760,4 \cdot P_w^s / P_{\text{abs}} + 0,016016 \cdot B$ $\ln\left(\frac{P_w^s}{P_c}\right) = \frac{T_c}{T} \left(-7,85823\tau + 1,83991\tau^{1,5} - 11,7811\tau^3 + \right.$ $\left. + 22,6705\tau^{3,5} - 15,9393\tau^4 + 1,77516\tau^{7,5} \right),$ $\tau = 1 - \frac{T}{T_c},$ $\log B = -5550,97 / (273,15 + t) + 6,69449$	387
Нинь	$\ln \varpi = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2$ $C_{\Gamma} = 1,01532 + 0,011 \cdot t - 0,0182 \cdot \gamma - 0,0142 \cdot \gamma$	494

Приложение В

Таблица В – Зависимость влажности природного газа изменении температуры и постоянном давлении $P = 1,2 \text{ МПа}$

Метод расчета	Температура газа, °С			
	-10	-5	5	10
	Результаты расчета, мг/м ³			
ГОСТ 20060-83	208	305	619	862
По номограмме Маккетты -	216	348	609	872
Букачека	182	267	553	778
Нинь	259	359	675	918

					Приложения	Лист
						162
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение Г

Таблица Г – Исследование условий гидратообразования различными методами при заданных значениях $T = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 1,2\text{ МПа}$

Метод расчета	Давление газа, МПа				
	0,75	1	1,2	1,5	2
	Результаты расчета, мг/м ³				
ГОСТ 20060-83	673	515	436	357	278
По номограмме Маккетты -	703	552	477	376	281
Букачека	620	462	387	310	232
Нинь	720	578	494	390	311

