

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 622.279.72(211-17)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Киселева Диана Константиновна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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 общинженерные 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 и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
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 требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Киселева Диана Константиновна

Тема работы:

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	97-11/с от 07.04.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламент установки подготовки газа, нормативные документы, учебные пособия, материалы периодической печати, монографии.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Методы борьбы с гидратообразованием в газопромысловых системах. Геологическая характеристика месторождения, объекты разработки. Характеристика фонда скважин нижнемеловых отложений, продуктивные характеристики залежей, характеристика пластового флюида. Проблема образования гидратов на узлах технологической схемы подготовки газа. Методы расчета и расчет расхода метанола, моделирование процесса предотвращения гидратообразования при дросселировании газа в программе Aspen HYSYS V10.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	8.04.2023
---	-----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		8.04.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Киселева Диана Константиновна		8.04.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Киселева Диана Константиновна

Тема работы:

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.04.2023	Работа с литературными источниками. Введение	10
14.04.2023	Литературный обзор: Гидраты газов: состав, свойства, условия образования	15
26.04.2023	Аналитический обзор: Методы борьбы с гидратообразованием в газопромысловых системах	15
05.05.2023	Объект и методы исследования	15
15.05.2023	Анализ условий образования гидратов по гидратоопасным узлам технологической схемы УКПГ-1В	20
23.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
29.05.2023	Социальная ответственность	10
15.06.2023	Оформление работы, составление презентации, подготовка доклада	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., с.Н.С.		8.04.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н.		8.04.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Киселева Диана Константиновна		8.04.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа 113 с., 30 рис., 31 табл., 65 источников, 2 прил.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, газ, газовые гидраты, ингибиторы гидратообразования, метанол, низкотемпературная абсорбция, клапан, давление и температура, дросселирование, детандер.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа УКПГ-1В Ямбургского НГКМ.

Цель работы – предотвращение образования гидратов на узлах охлаждения газа нижнемеловых отложений.

Рассмотрено геологическое строение Ямбургского НГКМ, свойства и структура газогидратов, современные методы борьбы с гидратообразованием, виды ингибиторов, приведено описание технологии подготовки газа. Проведен анализ причин образования гидратов в системе сбора и подготовки газа на УКПГ-1В. Обоснованы преимущества применения метанола, как ингибитора гидратов. Рассчитанный расход метанола для предотвращения гидратообразования в точке КРД-2р составил 60,72 кг/ч, в точке БТДА-1р – 42,42 кг/ч.

Произведен подбор количества метанола, обеспечивающего отсутствие гидратов в потоке сдросселированного газа. При добавлении 65 кг/ч метанола гидраты отсутствуют. Без ввода метанола в поток газа происходит образования гидратов II типа.

Область применения: установка комплексной подготовки газа 1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Потенциальная экономическая эффективность связана с затратами ингибиторов для борьбы с гидратообразованием в узлах технологической схемы подготовки газа. Суммарные расходы на использование метанола составили 6,98 млн. руб., что примерно в полтора раза ниже, чем на использование этиленгликоля и хлористого кальция.

Содержание

Введение.....	10
1 Гидраты газов: состав, свойства, условия образования	13
1.1 Свойства гидратов	15
1.2 Условия гидратообразования	16
1.3 Определение места образования гидратов.....	18
2 Методы борьбы с гидратообразованием в газопромысловых системах ...	21
2.1 Свойства антигидратных ингибиторов	24
2.2 Применение водометанольного раствора и гликолей на Ямбургском НГКМ.....	27
2.3 Применение электролитов как ингибиторов гидратообразования	31
2.4 Ликвидация газогидратной пробки в газопроводах-шлейфах газовых и газоконденсатных скважинах.....	34
3 Объект и методы исследования	37
3.1 Геологическая характеристика месторождения, объекты разработки	37
3.2 Текущая характеристика разработки месторождения	39
3.2.1 Характеристика фонда скважин нижнемеловых отложений.....	39
3.2.2 Продуктивные характеристики залежей	41
3.2.3 Характеристика пластового флюида.....	49
3.3 Методика расчета расхода антигидратного реагента	51
3.3.1 Определение содержания метанола в газе для разложения гидратов	51
3.3.2 Определение расхода метанола для предотвращения гидратообразования.....	53
3.3.3 Моделирование в среде Aspen HYSYS V10	55
4 Анализ условий образования гидратов по гидратоопасным узлам технологической схемы УКПГ-1В.....	57
4.1 Технология подготовки газа.....	57

4.2	Расчет расхода метанола.....	62
4.2.1	Определение содержания метанола в газе для разложения гидратов.....	62
4.2.2	Определение расхода метанола для предотвращения гидратообразования.....	63
4.3	Моделирование процесса дросселирования газа	65
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	71
5.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения....	71
5.1.1	Технология Quality Advisor	71
5.1.2	SWOT-анализ	73
5.2	Технико-экономическое обоснование	76
5.3	Экономическая эффективность исследования	81
5.3.1	Расчет эксплуатационных затрат при использовании метанола	81
6	Социальная ответственность.....	88
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности... ..	88
6.2	Производственная безопасность.....	91
6.2.1	Анализ потенциально вредных производственных факторов.....	92
6.2.2	Анализ потенциально опасных производственных факторов.....	96
6.3	Экологическая безопасность	101
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
	Заключение	105
	Список используемых источников.....	107
	Приложение А	114
	Приложение Б.....	115

Введение

На конец 2022 года Россия занимает II место по добыче и VI место по запасам нефти, а также I место по запасам и II место по добыче природного газа. По итогам 2022 г добыча нефти и газового конденсата в России выросла на 2,1 % и составила 534 млн. т. Добыча газа в России в 2022 г. снизилась на 13,4 % и составила 573 млрд. м³ [1]. Однако на 2023 год прогнозируется падение добычи нефти, поскольку большинство нефтяных месторождений переходят на позднюю стадию разработки. Поэтому возрастает роль добычи газоконденсата, чтобы восполнить падение добычи жидких углеводородов. Растворенный в газе конденсат является нефтехимическим сырьем и считается важным целевым продуктом, поскольку в его составе содержатся тяжелые углеводородные компоненты C₅₊ [2]. Залежи газа, содержащие конденсат, встречаются естественным образом в районах вечной мерзлоты и на глубоководных континентальных окраинах. Примерами таких месторождений служат Ямбургское НГКМ, Бованенковское НГКМ, Заполярное НГКМ и Уренгойское ГКМ, расположенные в районе Крайнего Севера. На данных месторождениях используются низкотемпературные процессы при подготовке газа. В связи с этим возникают технологические проблемы эксплуатации систем добычи и подготовки газа, в частности, гидратообразование.

В настоящее время явление образования газогидратных отложений по-прежнему остается важной промышленной проблемой, которая может привести к угрозе безопасности персонала, производственного оборудования и к существенным экономическим рискам.

Возникновение отложений гидратов в призабойной зоне пласта оказывает отрицательное воздействие на дебит скважины. Гидраты закупоривают проходное сечение трубопроводов, что приводит к возникновению зон с повышенным давлением и к снижению уровня добычи природного газа. Актуальность проблемы предупреждения образования

гидратов в системах сбора и промышленной подготовки газа возрастает с увеличением масштабов добычи газа и введением новых месторождений в районах Крайнего Севера и на севере Западной Сибири.

Гидраты природного газа – нестабильные химические соединения, в которых вода (H_2O) соединяется с молекулами некоторых углеводородов, образуя решеточную структуру. При повышении температуры или понижении давления гидраты разлагаются на газ и воду. Они относятся к веществам, где молекулы одного компонента находятся между узлами связанных молекул другого компонента. Такие соединения называются твердыми растворами внедрения или соединениями включения [4].

УКПГ-1В входит в состав Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Фактическая максимальная производительность производственных объектов газового промысла № 1В составляет 14,2 млрд. m^3 /год газа и 1450 тыс. т/год нестабильного газового конденсата [3].

Работа посвящена анализу проблемы борьбы с образованием гидратов при помощи ингибиторов в узлах технологической схемы подготовки газа нижнемеловых отложений при его охлаждении.

Целью работы является предотвращение образования гидратов на узлах охлаждения газа нижнемеловых отложений.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- 1) проанализировать механизм и причины образования газовых гидратов;
- 2) проанализировать современные методы борьбы с гидратообразованием;
- 3) провести расчет необходимого расхода ингибитора в узлах охлаждения газа на II очереди УКПГ-1В;
- 4) оценить технологическую и экономическую эффективность антигидратного реагента.

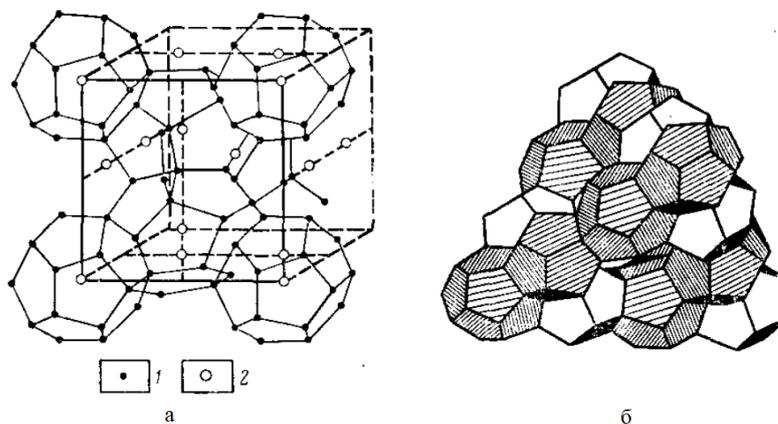
Определения, обозначения, сокращения

- АВО – аппарат воздушного охлаждения
- БТДА – блок турбодетандерного агрегата
- ВМР – водометанольный раствор
- ГВК – газоводяной контакт
- ГКМ – газоконденсатное месторождение
- ГП – газовый промысел
- ДКС – дожимная компрессорная станция
- ДНП – давление насыщенных паров
- ДЭГ – диэтиленгликоль
- ЗПА – здание переключающей арматуры
- КРД – клапан-регулятор давления
- КРР – кран регулятора расхода
- КС – кубическая структура
- МПК – межпромысловый коллектор
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- ПГ – пропиленгликоль
- ПЗП – призабойная зона пласта
- СПИ – система подачи ингибитора
- ТТР – температура точки росы
- ТЭГ – триэтиленгликоль
- УКПГ – установка комплексной подготовки газа
- УОК – узел отключающих кранов
- УППГ – установка предварительной подготовки газа
- УХЗГ – узел хозрасчетного замера газа
- ЦРМ – цех регенерации метанола
- ЭГ – этиленгликоль

1 Гидраты газов: состав, свойства, условия образования

Вода способна образовывать гидраты при взаимодействии с углеводородами из-за водородных связей. Водородная связь выстраивает молекулы воды в геометрически правильные структуры. В присутствии газов, заполняющих пустоты кристаллических структур воды, образуется и выделяется гидратное отложение. Молекулы H_2O в данных соединениях являются «хозяевами», а молекулы газов, служащие для стабилизации геометрической структуры, являются «гостями». Благодаря Ван-дер-Ваальсовым силам притяжения, каркас из молекул H_2O удерживает в полостях молекулы, образующие гидрат [4].

В настоящее время различают два типа кристаллической решетки газогидратов. Выделение типов осуществляется в зависимости от расположения молекул H_2O в кристаллической решетке и от ее строения. Полости двух кубических структур (типов) заполняются молекулами углеводородных веществ частично или полностью (рисунок 1).



а – КС I; б – КС II

1 – атомы кислорода; 2 – молекулы включенного газа

Рисунок 1 – Элементарная ячейка газового гидрата КС I и II [5]

Характеристики первой структуры:

- 46 молекул H_2O ;
- две полости с $d_{BH}=5,2 \cdot 10^{-10}$ м;
- шесть полостей с $d_{BH}=5,9 \cdot 10^{-10}$ м (метан, этан, диоксид углерода, сероводород).

Характеристики II структуры:

- 136 молекул H_2O ;
- восемь полостей с $d_{\text{вн}}=6,9 \cdot 10^{-10}$ м;
- шестнадцать полостей с $d_{\text{вн}}=4,8 \cdot 10^{-10}$ м (азот, пропан, изобутан) [4].

Так, например, гидрат метана существует при давлении от $2 \cdot 10^{-8}$ до $2 \cdot 10^3$ МПа и температуре от 70 до 350 К.

Фон Штакельберг выявил зависимость между размером молекулы и типом образующегося гидрата. По результатам выяснено, что молекулы водорода и гелия имеют диаметр достигает 2,7 и 2,3 Å ($1 \text{Å} = 1 \cdot 10^{-10}$ м), а молекулы с диаметром до 3,8 Å не способны образовывать гидраты. При этом углеводороды большими диаметром, чем у изобутана, не образуют гидратов [4].

По Ю.Ф. Макогону процесс гидратообразования имеет два этапа [6]. На первом этапе происходит образование зародышей кристаллизации, поверхностно-пленочный гидрат находится в стадии интенсивного роста, пока не произойдет перекрытие свободной поверхности воды. На втором этапе происходит образование гидрата, и газ проникает на поверхность воды через образовавшийся гидрат. Образование зародышей кристаллизации может происходить на поверхностях:

- свободного контакта «жидкая вода – газ», «жидкая вода – сжиженный газ»;
- капельно-пленочной воды, сконденсировавшейся в объеме газа;
- газовых пузырьков, выделяющихся в объеме воды;
- капель диспергированного сжиженного газа, испаряющегося в объеме свободного газа, насыщенного парами воды;
- контакта «вода – металл», где происходит сорбция молекул газа, растворенного в воде.

1.1 Свойства гидратов

Физические свойства газовых гидратов и их характеристики важны в планировании и разработке технологических процессов. Свойства гидратов зависят от структуры гидрата (типа) и углеводородного вещества, способного образовывать гидрат.

Для определения молекулярной массы необходимо знать кристаллическую структуру гидрата и полноту заполнения полостей. Необходимо учесть молекулы, присутствующие в гидрате, а затем рассчитать среднее значение молекулярной массы. Кроме того, молекулярная масса гидрата зависит от давления и температуры.

Проницаемость гидрата для молекул воды и газа незначительна: она ниже проницаемости водонасыщенных глин.

Теплопроводность гидратов газов, льда и воды была получена опытным путем. Результаты показали, что теплопроводность гидратов меньше теплопроводности льда, а теплопроводность воды и гидратов имеет близкие значения. Теплопроводность льда при 0 °С в 4 раза больше теплопроводности гидрата, кроме того, выявлена закономерность увеличения теплопроводности при понижении температуры [4].

Механические свойства газовых гидратов близки к свойствам льда. Гидратные пробки по твердости не уступают ледяным. Сорвавшаяся гидратная пробка может развивать высокую скорость при движении и может нанести значительный ущерб.

Мерой абсолютной устойчивости гидратов является теплота образования гидрата из одного моля гидратообразователя и воды: чем выше теплота образования гидрата, тем выше его устойчивость. Устойчивость характеризуется температурой разложения (таблица 1).

При условии, что давление разложения найдено при температуре 0 °С, а температура разложения при абсолютном давлении 1 кгс/см².

Таблица 1 – Устойчивость гидратов [7]

Компонент	$P_{T=0}$, кгс/см ²	$T_{P=1}$, °С
Метан	26,00	-29,00
Этан	5,20	-15,80
Пропан	1,70	-8,50
Изо-бутан	1,20	-0,00
СО ₂	12,47	-24,00
Сероводород	0,96	0,35

1.2 Условия гидратообразования

Для образования газовых гидратов необходимо соблюдение ряда условий:

- термобарические условия: низкая температура и высокое давление;
- наличие молекул некоторых водородов, способных к образованию гидратов;
- вода в жидкой фазе.

Чтобы гидраты не образовывались, необходимо исключить одно из условий образования гидратов. Гидратообразующий агент нельзя удалить из смеси, поэтому следует исключить два других фактора.

Помимо вышеперечисленных условий существуют другие факторы, являющиеся необязательными, но способствующие ускоренному возникновению кристаллогидратов [4]:

- 1) турбулентность:
 - образование гидратов происходит в зонах с высокой текучестью среды. По этой причине в местах дросселирования появляется тенденция к образованию гидратов. Потому что, согласно эффекту Джоуля-Томсона, температура природного газа при прохождении через дроссель резко падает, а интенсивность потока газа увеличивается;
 - во время перемешивания газа в трубопроводе, теплообменнике и газгольдере интенсивность гидратообразования растет;

- 2) свободная вода. Данный фактор не обязательный, однако при наличии свободной воды скорость образования газовых гидратов возрастает;
- 3) центры кристаллизации (дефекты трубопроводов, сварные швы, арматура трубопроводов, шлам, песок, окалины), в которых существуют благоприятные условия для фазового превращения (переход из жидкой фазы в твердую) [4].

Состав газа в гидратах, состоящих из природных газов, зависит от компонентного состава исходного газа, давления, температуры, парциального давления компонента в газовой фазе и степени заполнения пустот в гидратной структуре.

По равновесным кривым можно определить условия образования гидратов (рисунок 2) [8].

Проанализировав рисунок, можно выявить зависимость – чем выше относительная плотность газа по воздуху, тем меньше давление гидратообразования и, соответственно, наоборот. Гидраты образуются при повышении давления выше давления, соответствующего равновесной кривой при определенной температуре. Снижение давления сопровождается разложением гидрата. Разложение гидрата будет также происходить при повышении температуры при неизменном давлении.

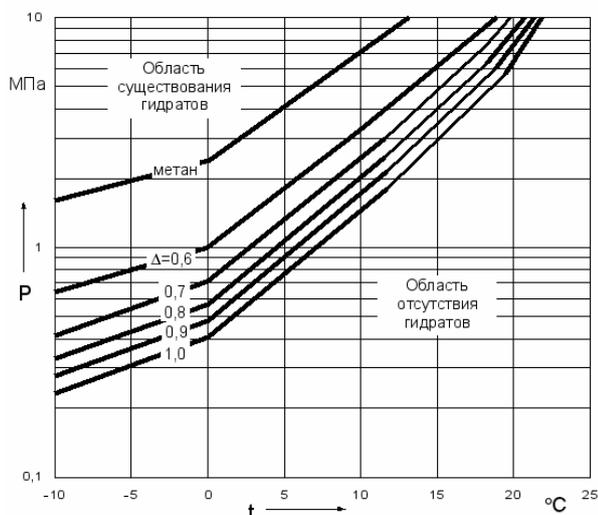


Рисунок 2 – Равновесные кривые образования гидратов для компонентов природного газа в зависимости от температуры и давления

1.3 Определение места образования гидратов

Для определения участка образования гидратов и действий для своевременного предупреждения, необходимо знать состав исходного газа, влажность, его плотность, изменение температуры и давления.

Для определения условий гидратных отложений и площади их распространения в технологическом газопроводе, необходимо выполнить ряд действий [9]:

- 1) построить кривую изменения давления по длине газопровода, пользуясь формулой 1.

$$P_X = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \cdot \frac{X}{L}}; \quad (1)$$

где P_X – давление в любой точке газопровода;

P_1 – начальное давление;

P_2 – конечное давление;

X – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки;

L – протяженность газопровода.

- 2) построить кривую изменения температуры газа по длине газопровода. Изменение температуры газа на начальном участке газопровода до приведения его в соответствие с температурой грунта может быть установлено реальными измерениями или по формуле В.Г. Шухова (формула 2). На всем остальном участке газопровода температура содержащегося в нем газа может быть приравнена к температуре грунта или воздуха.

$$t_L = t_0 + (t_H - t_0) \cdot e^{-Шу}; \quad (2)$$

$$Шу = \frac{24 \cdot k \cdot \pi \cdot d \cdot L}{G \cdot C_p}; \quad (3)$$

где Шу – параметр Шухова;

k – коэффициент теплопередачи в окружающую среду, Вт/(м² К);

t_L – температура газа на расстоянии L от начала газопровода, °С;

t_H – начальная температура газа, °С;

t_0 – температура окружающей среды (грунта – при подземной прокладке газопровода или воздуха – при наземной), °С;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

L – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки, м;

G – массовый расход газа по газопроводу, кг/с;

C_P – удельная массовая теплоемкость, Дж/(кг К).

3) при известных значениях содержания влаги в газе при различных давлениях, с помощью графика (рисунок 2) строится кривая изменения точек росы по длине шлейфа.

4) с учетом изменения давления в газопровode и известному составу газа строится кривая изменения температуры начала образования гидратов при различных значениях давлений в шлейфе.

При построении кривых график принимает вид (рисунок 3).

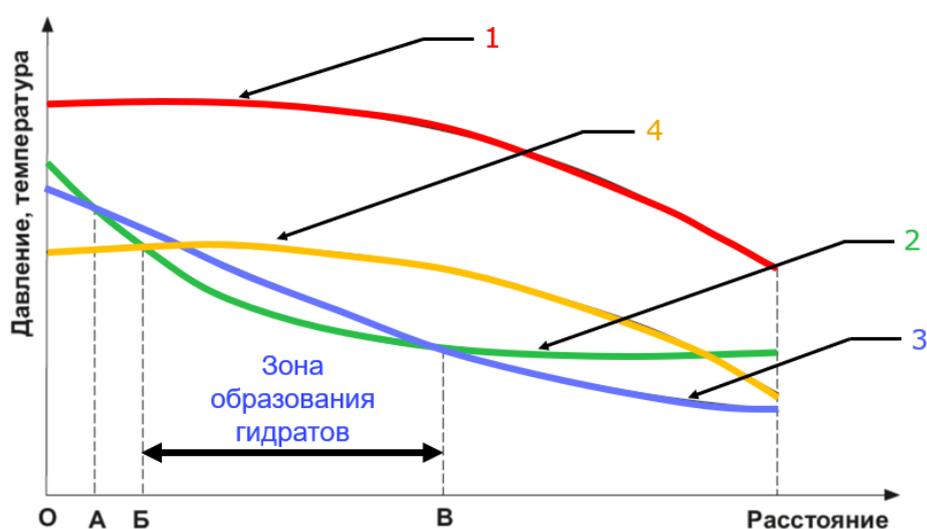


Рисунок 3 – Изменение условий образования гидратов в технологическом трубопроводе [9]

Кривая 1 характеризует изменение давления по длине газопровода, кривые 2, 3 и 4 показывают изменение температуры газа, точек росы и температуры начала образования гидратов.

На участке ОА капельной влаги в газопровode не будет, поскольку температура точки росы (ТТР) газа ниже, чем температура газа. На участке АВ

имеется свободная вода, но температура газа выше температуры начала образования гидратов и гидратов тоже нет. На участке БВ имеется вода в жидкой фазе и температура газа ниже температуры начала образования гидратов, поэтому на этом участке возможно гидратообразование. От точки В до конца газопровода ТТР газа ниже его фактической температуры, поэтому вода из жидкой фазы переходит в паровую, и условия для образования гидратов отсутствуют.

Следовательно, в технологическом трубопроводе возможно образование гидратов, если температура газа ниже температуры начала образования гидратов. Если температура точки росы газа или температура начала гидратообразования ниже температуры газа, то условия для образования гидратов отсутствуют.

2 Методы борьбы с гидратообразованием в газопромысловых системах

Наиболее часто для борьбы с гидратообразованием применяют дополнительное воздействие для создания термодинамической нестабильности гидратной фазы [10].

Для того, чтобы создать термодинамически нестабильную гидратную фазу необходимо:

- поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования и ТТР газа по воде;
- понижение ТТР газа по воде относительно температуры газа;
- понижение температуры гидратообразования относительно температуры газа.

Перечисленные способы помогают при борьбе с гидратами, однако гидраты могут иметь тенденцию к возникновению при резких перепадах температуры в районах с суровыми климатическими условиями. Наиболее распространённые места образования газогидратов [11]:

- штуцеры после редуцирования газа;
- обвязка до сепараторов;
- сепараторы. Гидраты могут иметь тенденцию к образованию, если сепараторы являются циклонными и скорость потока газа достигает 120 м/с. Другим фактором является давление в сепараторах, которое превышает равновесное давление гидратообразования;
- зоны до и после диафрагмы замерного участка;
- шлейфы-газопроводы, которые соединяют скважины с промысловым газосборным коллектором. Отложение может появляться в местах ответвлений газопроводов, на обратных клапанах, задвижках и кранах;
- промысловый газосборный коллектор, на участках, где происходит резкое изменение скорости газового потока. Отложения в

газопроводах могут иметь вид спирали или сегмента (в зависимости от скорости потока);

– концевые линейные краны. Так как на краны действуют рабочее давление газосборной сети и атмосферное давление, происходит выдавливание уплотнительной смазки на пробках кранов и байпасах, в результате чего возникают утечки газа с интенсивным понижением температуры. В результате водяные пары, насыщающие газ, конденсируются.

Методы борьбы с гидратообразованием могут быть направлены на предупреждение образования гидратов, а также на ликвидацию.

Для предупреждения образования гидратов на участках системы сбора и подготовки газа применяют:

- нагрев участков или отдельных точек;
- ввод антигидратных реагентов в поток (метанола, ДЭГ, ТЭГ и др.);
- контроль за отсутствием возникновения резких перепадов давления, из-за которых возможно изменение температуры газа (как следствие – образование конденсата);
- удаление жидкости механическим путем с помощью конденсатосборников или дренажных патрубков;
- продувка газопроводов через определенные промежутки времени.

Для ликвидации образовавшихся гидратов необходимо отключить участок газопровода, где образовались гидраты, затем через продувочные свечи выпустить газ в атмосферу. При данном процессе давление в газопроводе упадет, а гидрат разложится. Но у данного метода есть существенный недостаток, связанный с длительным временем для разложения газогидратов. Этот способ также не стоит применять при отрицательных температурах, поскольку вода может из жидкого состояния перейти в твердое, превратившись в лед. Для удаления ледяной пробки необходимо будет применить такой метод физического воздействия, как нагрев [10].

Методы борьбы с гидратообразованиями по принципу действия подразделяются на химические, технологические и физические [12]:

- 1) химические:
 - a) ингибиторы гидратообразования (термодинамические и кинетические):
 - термодинамические ингибиторы необходимы для изменения активности воды. С их помощью происходит сдвиг трехфазного равновесия «газ – водная фаза – газовые гидраты» в сторону более низких температур. Примерами данных ингибиторов служат гликоли, метанол, водные растворы неорганических солей;
 - кинетические ингибиторы замедляют процесс образования газогидратов. Механизм заключается в воздействии на рост центров кристаллизации. К таким ингибиторам относятся водорастворимые полимеры с атомами азота и кислорода в структуре.
 - b) ингибиторы гидратоотложения (многофазный транспорт продукции газоконденсатных и газонефтяных скважин в режиме гидратообразования);
- 2) технологические (поддержание безгидратных режимов);
- 3) физические:
 - a) тепловые способы. Подогрев газа может использоваться в целях борьбы с гидратообразованием, однако это эффективно только в пределах промысла. На участках, где длина газопроводов достигает высоких значений, подогрев применять нецелесообразно с экономической точки зрения. Кроме того, при тепловом воздействии происходит разрушение изоляции. Использование открытого огня на газопроводе высокого давления опасно, поэтому для протяженных трубопроводов целесообразно применять другие способы борьбы;
 - b) применение физических полей. К данному типу относятся акустические методы;
 - c) механические методы. Избавление от гидратов осуществляется с применением скребков.

Считается, что наиболее эффективным методом для предупреждения и ликвидации гидратообразования является применение различных ингибиторов. Ингибитор изменяет условия образования гидратов (давление и температуру) или изменяет интенсивность гидратообразования в газожидкостном потоке. Избавление от существующих гидратных пробок нерентабельно по ряду причин, поскольку избавление от гидратов влечет экономические, технологические и экологические последствия.

2.1 Свойства антигидратных ингибиторов

В настоящее время в качестве ингибиторов, служащих для предотвращения гидратообразования, применяют метанол и этиленгликоль. Для сравнения физических свойств гликолей представлена сводная таблица (таблица 2).

Проведя сравнение с ДЭГ, ТЭГ и ЭГ видим, что растворы ЭГ имеют более низкую температуру замерзания, большую степень предотвращения гидратообразования (при равных концентрациях), меньшую вязкость и более низкую растворимость в углеводородном конденсате.

Гликоли обладают малой летучестью. Давление насыщенных паров является физическим показателем летучести жидкости. У ТЭГ давление насыщенных паров меньше, чем у ДЭГ и ЭГ, поэтому значимым минусом ДЭГ и ЭГ является высокое ДНП и высокие паровые потери с газом. Например, при осушке газа, ЭГ не используется в качестве абсорбента при температурах от 10 до 30 °С. Для раствора ЭГ при температуре 20 °С с концентрацией 99 % упругость паров в два с половиной и в семь раз выше, чем у ДЭГ и ТЭГ. Упругость паров ПГ выше, чем у остальных гликолей. Следовательно, потери ПГ с обрабатываемым газом при одинаковых условиях будут больше, чем остальных гликолей.

Таблица 2 – Физические свойства гликолей [14]

Показатели	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ПГ
Брутто-формула	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$	$C_3H_8O_2$
Молекулярная масса	62,07	106,12	150,18	76,09
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1116	1118	1126	1034
Температура кипения, °С при 101,3 кПа при 6,66 кПа при 1,33 кПа	197,3 123 91	244,8 164 128	278,3 198 162	188,2 - -
Температура, °С начала разложения замерзания вспышки (в открытом тигле) воспламенения на воздухе	164 -12,6 115 -	164 -8 143,3 350,5	206 -7,2 165,5 173,9	- -60 - -
Скрытая теплота парообразования при 101,3 кПа, кДж/кг	796,2	628,1	367,0	-
Теплота растворения воды при 30 °С, кДж/кг	111,9	134,9	210,0	-
Коэффициент объемного расширения в интервале 0-50 °С	0,00062	0,00064	0,00069	-
Показатель преломления при 20 °С	1,4316	1,4472	1,4559	1,4326
Критическая температура, °С	376	410	440	351
Критическое давление, МПа	8,26	5,10	3,72	6,32
Вязкость при 20 °С, мПа·с	20,9	35,7	47,8	56,0

Для эффективности выбранного ингибитора значимым является его концентрация (чем меньше содержание воды, тем ниже ТТР выходящего потока газа).

Приведено сравнение показателей во время проведения осушки газа. При осушке газов с температурой до 40 °С, применяют растворы с концентрацией 98,5 % (масс.) ДЭГ или до 99 % (масс.) ТЭГ. Однако наиболее часто ТЭГ обеспечивает высокую степень осушки, что приводит к большому снижению «точки росы». Во время работы с газом, охлажденным до минус 30

°С, применяют ЭГ с концентрацией 80 % (масс.). Если температура газа выше 40 °С, в большинстве случаев используют ДЭГ или ТЭГ 98,5–99,8 % (масс.) [14].

Распространенным способом борьбы с гидратами при добыче газа является введение метанола (CH_3OH) в транспортируемый газовый поток. В России наибольшее распространение CH_3OH получил на месторождениях, расположенных за Полярным кругом [15].

Причины применения метанола:

- легкая смешиваемость с газом из-за его высокой летучести;
- низкая температура замерзания (до минус 90 °С);
- высокая эффективность в борьбе с гидратами;
- малая вязкость;
- слабая коррозионная активность;
- низкая стоимость.

К недостаткам применения метанола можно отнести следующее:

- высокая токсичность (предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны равна 5 мг/м³);
- пожарная опасность;
- высокие потери с товарным газом (до 0,4 г/м³), вследствие чего безвозвратные потери составят до XX т/год;
- возможность выпадения солей при взаимодействии с минерализованной пластовой водой;
- ускоренный рост гидратов, если используемый ВМР недостаточной концентрации;
- высокая упругость паров.

Для сравнения метанола с гликолями, представлены данные о его физических свойствах (таблица 3).

Таблица 3 – Физические свойства метанола [16]

Показатель	Метанол
Брутто-формула	СН ₃ ОН
Молекулярная масса	32,04
Плотность при 20 °С, кг/м ³	791
Температура кипения, °С при 101,3 кПа	64,7
Температура, °С начала разложения замерзания вспышки воспламенения на воздухе	700 -97,1 8 13
Удельная теплота парообразования при 101,3 кПа, кДж/кг	1100
Коэффициент объемного расширения в интервале 0–50 °С	0,00119
Показатель преломления при 20 °С	1,328
Критическая температура, °С	240
Критическое давление, МПа	7,87
Вязкость при 20 °С, мПа·с	0,597

В то время, как метанол взаимодействует с паром и влагой, образуется смесь спирта и воды, которая имеет температуру замерзания минус 97,1 °С. Эффективность метанола заключается в снижении содержания влаги в потоке газа и снижении температуры точки росы.

Наибольший эффект применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования достигается в случае его применения для предупреждения гидратообразования, а не для борьбы с скоплениями гидратов.

2.3 Применение электролитов как ингибиторов гидратообразования

В промышленных условиях в настоящее время применяется метанол в качестве ингибитора гидратообразования. Однако возникает необходимость анализа возможностей применения альтернативных ингибиторов гидратообразования. Растворы электролитов (преимущественно растворы хлорида кальция) активно применялись на начальном этапе развития газовой промышленности России (1950–1960-е годы) [21].

Преимуществами хлорида кальция является высокая антигидратная активность, доступность, экологичность и технология приготовления раствора.

Недостатками являются высокая коррозионная активность и вероятность выпадения сульфатов и карбонатов кальция при смешении с минерализованной водой.

Для защиты от коррозии и уменьшения коррозионной активности используют десорбционное обескислороживание. Данная технология осуществляется с помощью обработки приготовленных растворов природным газом при перемешивании. Применив технологию на промыслах, выявлено, что эффективными ингибиторами гидратообразования являются растворы солей хлоридов щелочных и щелочноземельных металлов, которые поступают в поток газа и смешиваются с ним.

На месторождениях Восточной Сибири выявлены естественные ингибиторы гидратообразования. Пластовые воды месторождений Восточной Сибири имеют высокую минерализацию (более 300 г/л).

Проведя анализ данных (таблица 4), можно заключить, что в составе пластовых вод в основном присутствуют хлориды натрия и кальция. Их содержание в пластовых водах изменяется как по площади месторождения, так и на разных месторождениях данный показатель также изменяется. Содержание хлорида калия в воде подобно хлориду натрия, однако в 7–10 раз

меньше. Сравнивая хлорид кальция и хлорид магния, можно заметить подобную закономерность, что содержание хлорида магния меньше. В составе пластовых вод могут присутствовать соли брома, йода и лития они не влияют на условия гидратообразования, поскольку их концентрация мала [21].

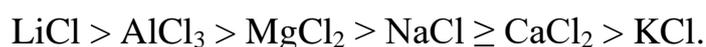
Таблица 4 – Усредненный состав пластовых вод ряда газоконденсатных месторождений Восточной Сибири [21]

Ион	Содержание в пластовой воде месторождения, г/л				
	Братского газоконденсатного	Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного		Куюмбинского нефтегазового	Вилуйско-Джербинского газового
Cl ⁻	178,90	249,41	247,49	179,40	242,05
SO ₄ ²⁻	1,52	0,12	0	0,69	0,46
HCO ₃ ⁻ +CO ₃ ²⁻	0,11	0,20	0,04	0,35	0,06
Br ⁻	0,90	5,76	5,74	0,003	0,002
Na ⁺	84,70	6,36	16,80	56,45	28,5
K ⁺	7,98	3,57	2,99	4,86	2,00
Ca ²⁺	17,33	102,82	97,59	39,70	94,60
Mg ²⁺	3,41	19,67	16,72	5,10	5,45
Общая минерализация	294,9	399,1	387,4	286,6	378,0

Кроме того, отображена зависимость температуры замерзания растворов от массовой концентрации соли (рисунок 6).

Для наглядного отображения расчетных кривых образования гидратов метана при равновесии с растворами солей при одинаковой массовой концентрации солей (15 % масс.) (рисунок 7) представлена зависимость от давления и температуры.

Хлориды отличаются по своей антигидратной активности, так, Г.В. Лисичкин и Ю.Ф. Макогон представили ряд активности хлоридов, смысл которого состоит в том, что антигидратная активность хлорида лития выше, чем хлорида алюминия, хлорида магния, хлорида натрия и т.д. при одинаковой массовой доле (рисунок 7) [22]:



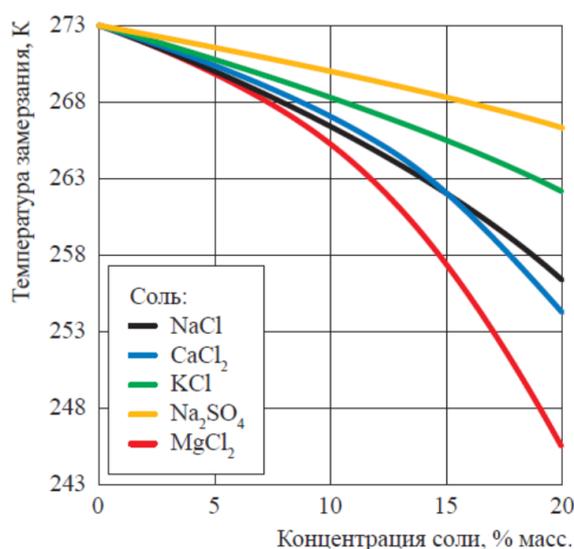


Рисунок 6 – Температуры замерзания растворов в зависимости от массовой концентрации соли [21]

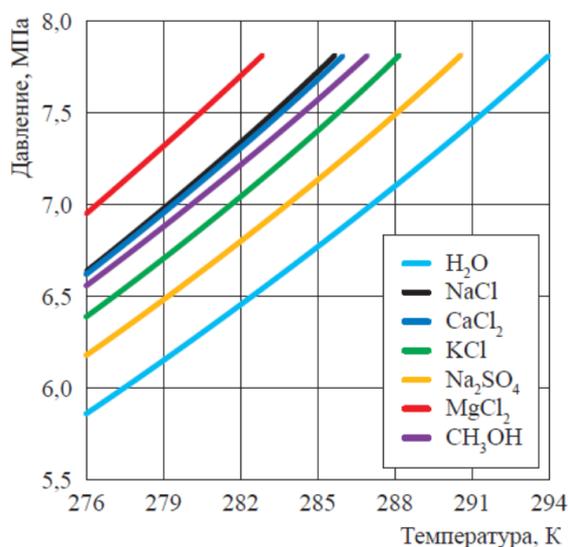


Рисунок 7 – Условия образования гидрата метана при равновесии с водными растворами ингибиторов одинаковой массовой концентрации (15 % масс.) [21]

Наибольший термодинамический эффект среди рассмотренных солей наблюдается у хлорида лития. Однако для того, чтобы выделить его из природных рассолов, необходимо использовать сложную и дорогостоящую технологию, которая на данный момент актуальна при производстве литий-ионных аккумуляторов.

Следовательно, для хлористых солей (растворы хлорида магния), которые можно использовать для ингибирования, равновесные условия образования гидратов смещены в область более низких температур. Соли

хлорида магния, натрия и кальция наибольшее действие оказывают на снижение активности воды и более эффективно препятствуют гидратообразованию.

Хлорид натрия и хлорид кальция (как отходы производства калийных удобрений), а также хлорид магния среди индивидуальных электролитов оказываются наиболее подходящими ингибиторами гидратообразования. Данный вывод сделан на основе сравнения их термодинамических характеристик и экономической выгоде [21].

2.4 Ликвидация газогидратной пробки в газопроводах-шлейфах газовых и газоконденсатных скважинах

При ликвидации газогидратной пробки больших размеров, наибольшее распространение получили методы: стравливание газа в атмосферу (через продувные свечи) и подача химического реагента в газовый поток. Однако выброс углеводородов в атмосферу оказывает вредное воздействие на экологию. На шлейфах газоконденсатных скважин данный метод и не имеет практического применения, поскольку выброс конденсата в окружающую среду наиболее опасен. В условиях Крайнего Севера при температуре окружающей среды ниже 0 °С данный метод ликвидации гидратной пробки тоже нельзя применять. Это обосновано конденсацией и застыванием воды из-за падения давления [23].

В некоторых случаях применяется одностороннее стравливание газа между краном и образовавшейся пробкой. Возникновение перепада давления приводит к дроссель-эффекту в точке, где образована гидратная пробка. Гидратная пробка может быть разрушена, а ее вынос может привести к гидравлическому удару и повреждению крана. Снижение давления оказывает положительное воздействие при температурах больше 0 °С, однако при температурах меньше 0 °С данный способ не эффективен.

В [23] рассмотрен метод ликвидации газогидратной пробки без стравливания газа и продувки трубы. Описываемый метод был произведен на одном из шлейфов УКПГ-1В. Сущность заключается в повышении давления в газопроводе-шлейфе в точке за образованной гидратной пробкой с помощью поджатия КРР, который изображен на участке системы сбора (рисунок 8).

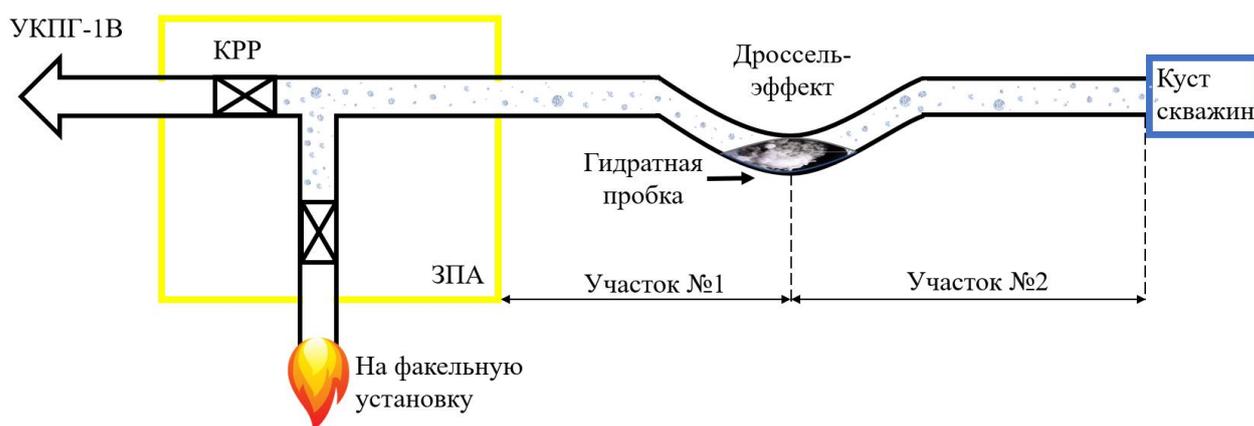


Рисунок 8 – Упрощенная схема участка системы сбора [23, модифицирована]

После проведения данного мероприятия давление между гидратной пробкой и зданием переключающей арматуры (ЗПА) (участок 1) возрастает и постепенно выравнивается с давлением, действующим после участка с гидратной пробкой (участок 2). Это приводит к уменьшению дроссель-эффекта в точке с образованной пробкой и к прекращению дальнейшего роста газогидрата. Помимо увеличения давления (участок 1), необходимо осуществить подачу ингибитора (метанола) в шлейф. После достижения близких давлений на всем участке шлейфа-газопровода необходимо осуществлять дополнительный контроль за давлением, поскольку оно не должно увеличиваться.

На УКПГ-1В ЯНГКМ наиболее часто для борьбы с гидратными пробками применяют одностороннее стравливание газа, однако бывают случаи образования глухой пробки, которую разрушить сложнее. В результате проведенного эксперимента, при повышении давления в газопроводе-шлейфе за гидратной пробкой, давление по шлейфу установилось, вследствие чего рост гидратной пробки остановился и произошла ее ликвидация.

Представлены данные о давлении на устье скважины и ЗПА на протяжении 5 дней работы (таблица 5).

Таблица 5 – Давление на устье скважины и на входе шлейфов ЗПА

	1 день	2 день	3 день	4 день	5 день
$P_{\text{устья}}, \text{ кгс/см}^2$	80,5	81	84	81	81
$P_{\text{ЗПА}}, \text{ кгс/см}^2$	73	75	78	79,8	79,8
$P_{\text{устья}} - P_{\text{ЗПА}}$	7,5	6	6,2	1,2	1,2

Полученные данные показывают, что при увеличении давления между входом шлейфа ЗПА и пробкой, давление на устье остается неизменным. Таким образом, ликвидация гидратной пробки данным методом может быть использована на газовых и газоконденсатных месторождениях, в том числе на УКПГ-1В.

Таким образом, как показал обзор, для поддержания безгидратного режима эксплуатации технологической схемы подготовки газа необходимо применять антигидратные реагенты. Ликвидация гидратной пробки является вынужденной мерой, которую на УКПГ-1В стараются не допускать. При сравнении свойств различных ингибиторов, несмотря на преимущества гликолей, при которых достигается наименьшая температура точки росы, наилучшим реагентом является метанол. Гликоли мало распространены в качестве ингибиторов, поскольку в условиях Севера серьезным препятствием для широкого применения гликолей является их высокая вязкость. Вязкость ЭГ составляет 20,9 мПа·с, ДЭГ – 35,7 мПа·с, ТЭГ – 47,8 мПа·с, ПГ – 56,0 мПа·с, в то время как вязкость метанола достигает 0,597 мПа·с. Чтобы обеспечить бесперебойную подачу гликолей, требуется теплоизолировать ингибиторопровод, подводящие коммуникации и строго следить за концентрацией водного раствора, что приводит к дополнительным финансовым затратам.

3.3.2 Определение расхода метанола для предотвращения гидратообразования

Снижение равновесной температуры гидратообразования является важным условием при выборе химического реагента. Снижение равновесной температуры для CH_3OH определяется соотношением (формулы 7, 8) [7]:

$$\Delta t = \frac{K \cdot C_2}{M \cdot (100 - C_2)}; \quad (7)$$

$$C_2 = \frac{M \cdot \Delta t}{M \cdot \Delta t + K} \cdot 100\%; \quad (8)$$

где Δt – снижение равновесной температуры гидратообразования, °С;

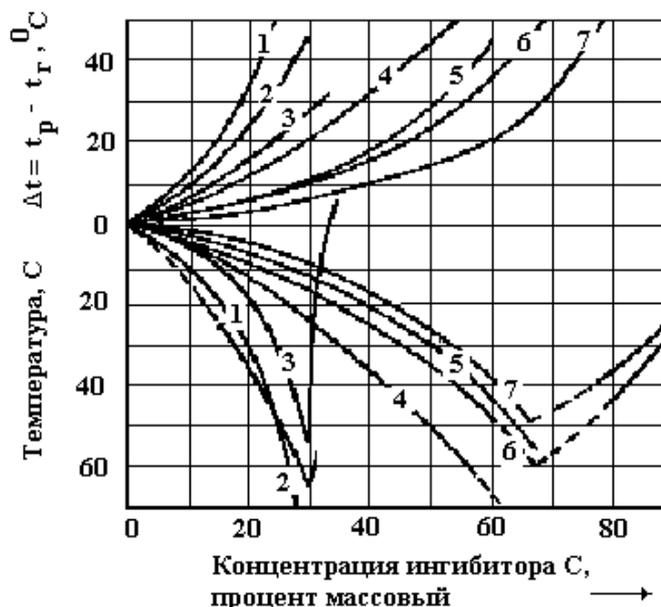
C_2 – концентрация отработанного ингибитора, % (масс.);

M – его молекулярный вес (таблица 13);

K – константа, определяемая экспериментально (таблица 13).

Таблица 6 – Численные значения K и M

K	1295
M	32



1 – AlCl_3 , 2 – $90\% \cdot \text{CaCl}_2 + 10\% \cdot \text{CH}_3\text{OH}$, 3 – CaCl_2 , 4 – CH_3OH , 5 – ЭК, 6 – ЭГ, 7 – ДЭГ

Рисунок 18 – Снижение температуры гидратообразования при использовании разных химреагентов при различной концентрации [30]

Формула для расчета требуемого количества ингибитора приведена исходя из уравнения материального баланса (при учете расхода ингибитора и свободной воды в газе, подлежащей преобразованию в жидкую фазу).

Для легколетучего ингибитора, такого как CH_3OH , удельный расход состоит из количества CH_3OH для насыщения жидкой свободной воды $q_{\text{ж}}$, и количества CH_3OH для насыщения газовой фазы $q_{\text{газ}}$ [7].

$$q_{\text{и}} = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 \cdot C_2 \cdot \alpha; \quad (9)$$

где α – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости;

W_1, W_2 – влагосодержание газа до ввода ингибитора и в замеряемой точке, кг/1000 м³;

C_1, C_2 – концентрация свежего и отработанного ингибитора, % (масс.).

Формула 9 справедлива для расчета минимально необходимого количества метанола только на газовых месторождениях. При наличии в продукции скважин конденсата необходимо учитывать растворимость метанола в конденсате (рисунок 19).

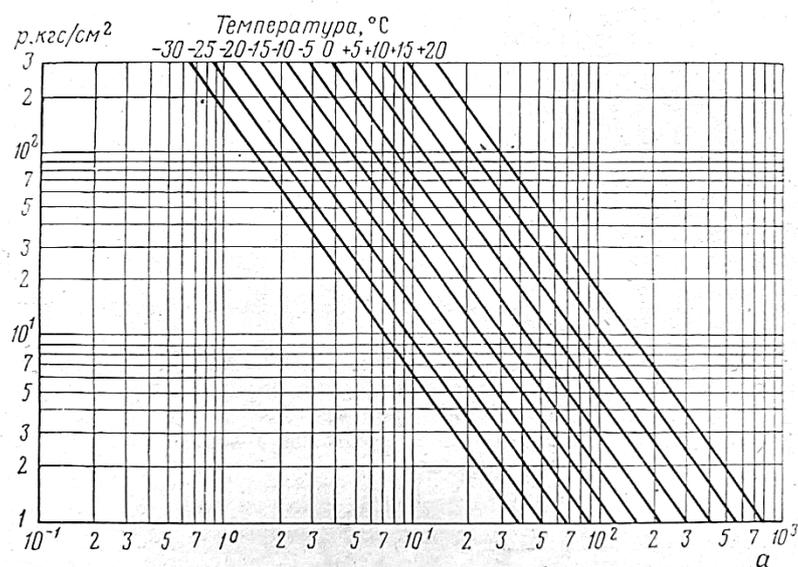


Рисунок 19 – Равновесная концентрация CH_3OH в паровой фазе при различном давлении и температуре (в г/1000 м³ на 1 % метанола в жидкой фазе) [22]

Для расчета удельного расхода ингибитора необходимо знать

влажностное содержание газа, которое может быть найдено с помощью уравнения Бюкачека (формула 10):

$$W = \left(\frac{A}{10,1 \cdot P} \right) + B, \text{ г/1000 м}^3; \quad (10)$$

где A, B – коэффициенты при различных температурах (Приложение Б);
P – давление газа, МПа.

Температура, при которой начинается процесс гидратообразования, определяется исходя из равновесных условий для того, чтобы произвести расчет необходимого понижения температуры гидратообразования (рисунок 2).

3.3.3 Моделирование в среде Aspen HYSYS V10

Моделирование в среде HYSYS основано на принципах расчетов материально-тепловых балансов технологических схем [31].

HYSYS состоит из фундаментальных систем, которые обеспечивают решение различных задач за счет моделирования химико-технологических и промышленных процессов:

- свойства природных углеводородных смесей, а именно нефтей, газов и газоконденсатов для описания состава смесей, по результатам лабораторного анализа;
- различные методы расчета термодинамических свойств, таких как коэффициента фазового равновесия, энтальпии, энтропии, плотности, растворимости газов и твердых веществ в жидкостях и фугитивности паров;
- набор операций для расчета отдельных элементов технологических схем – процессов, таких как сепаратор, абсорбер, клапан, трубопровод и другие, а также создание технологических схем из различных операций;

- набор термодинамических данных из базы данных и средства, позволяющие выбирать определенные компоненты для описания качественного состава рабочих смесей;

- средства для расчета технологических схем, состоящих из большого числа элементов, определенным образом соединенных между собой;

- ряд утилит, позволяющих быстро рассчитать или отобразить сформированные процессы.

Система HYSYS имеет графический интерфейс, который называется окном PFD (Process Flowsheet Diagram). На экране компьютера можно формировать схемы технологических процессов, выбирая для этого элементы из списка и соединяя их в правильной последовательности [32].

С помощью большого набора встроенных утилит возможен расчет:

- условий гидратообразования и его ингибирования;
- ТТР по воде и углеводородам;
- товарных свойств нефтепродуктов;
- размеров емкостей и трубопроводов;
- нестационарного процесса сброса давления из емкости или системы емкостей в аварийном режиме.

4.2 Расчет расхода метанола

Проведен расчет содержания метанола в газе, необходимого для разложения образованных гидратов, а также расчет удельного расхода метанола для недопущения образования газовых гидратов в узлах охлаждения газа. Изучен узел КРД-2р, в который осуществляется подача метанола в зимний период и узел БТДА-1р (турбина), в который поток газа направляется в летний период (рисунок 20).

4.2.1 Определение содержания метанола в газе для разложения гидратов

Данные об условиях гидратообразования получены при помощи графика зависимости температуры гидратообразования в зависимости от давления газа нижнемеловых залежей Ямбургского ГКМ (рисунок 15).

Далее определено процентное содержание CH_3OH в газе для разложения гидратов. Давление, при котором образуются гидраты составляет 3,4 МПа, что равно примерно 35 кгс/см^2 , а температура $12,2 \text{ }^\circ\text{C}$. Из этого следует, что необходимое содержание метанола составляет 5 % (рисунок 16).

Затем определен удельный расход CH_3OH , который составил $0,25 \text{ кг/1000 м}^3$ (рисунок 17), что будет соответствовать при расходе газа $7,2 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$ часовому расходу – 75 кг/ч .

4.2.2 Определение расхода метанола для предотвращения гидратообразования

Произведено определение минимального необходимого количества ингибитора гидратообразования для точки КРД-2р при условиях движения газа: начальное давление 7,5 МПа и температура минус 10 °С, конечное давление 3,4 МПа и температура минус 25 °С; плотность 99 %-ного метанола 0,7985 кг/л; количество транспортируемого газа 7,2 млн. м³/сут.

Согласно формуле Бюкачека (формула 10), количество влаги в газе в начале равно:

$$W_1 = \left(\frac{2,188}{10,1 \cdot 7,5} \right) + 0,0229 = 0,0518 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Количество влаги в газе в конце:

$$W_2 = \left(\frac{0,621}{10,1 \cdot 3,4} \right) + 0,0098 = 0,0279 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Разность даст количество воды, конденсирующейся на 1000 м³ газа:

$$\Delta W = W_1 - W_2 = 0,0518 - 0,0279 = 0,0239 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Температура, при которой происходит образование гидратов по исходным данным:

$$t_{\text{гг}} = T - T_0 = 290 - 273 = 17 \text{ °С}.$$

Определено необходимое понижение температуры начала гидратообразования (Δt).

$$\Delta t = t_{\text{гг}} - T_2 = 17 - (-25) = 42 \text{ °С}.$$

Концентрация C_2 раствора ингибитора определена по графику (рисунок 18). Для $\Delta t = 42 \text{ °С}$ концентрация отработанного раствора химреагента (CH_3OH) составила 43 % масс. Альфа определена по графику равновесной концентрации метанола в паровой фазе и составила 4,4 г/1000 м³ (рисунок 19).

Рассчитан удельный расход 99 %-ного раствора ингибитора (формула 9).

$$q_{\text{и}} = \frac{(0,0518 - 0,0279) \cdot 43}{99 - 43} + 0,001 \cdot 43 \cdot 4,4 = 0,2024 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Суточный расход метанола составит:

$$q_{\text{сут}} = 7200 \cdot 0,2024 = 1457,25 \text{ кг/сут.}$$

Часовой расход метанола:

$$q_{\text{час}} = \frac{1457,25}{24} = 60,72 \text{ кг/ч.}$$

Далее было определено минимально необходимое количество ингибитора гидратообразования для точки БТДА-1р (рисунок 20) при условиях движения газа: начальное давление 7,5 МПа и температура минус 10 °С, конечное давление 3,9 МПа и температура минус 35 °С; количество транспортируемого газа 7,2 млн. м³/сут по уже используемой методике.

Согласно формуле Бюкачека (формула 10), количество влаги в газе в начале равно:

$$W_1 = \left(\frac{2,188}{10,1 \cdot 7,5} \right) + 0,0229 = 0,0518 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Количество влаги в газе в конце:

$$W_2 = \left(\frac{0,245}{10,1 \cdot 3,9} \right) + 0,0050 = 0,0113 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Разность даст количество воды, конденсирующейся на 1000 м³ газа:

$$\Delta W = W_1 - W_2 = 0,0518 - 0,0113 = 0,0405 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Температура, при которой происходит образование гидратов по исходным данным:

$$t_{\text{нг}} = T - T_0 = 290 - 273 = 17 \text{ °С.}$$

Определено понижение температуры начала гидратообразования (Δt).

$$\Delta t = t_{\text{нг}} - T_2 = 17 - (-35) = 52 \text{ °С.}$$

Концентрация C_2 раствора ингибитора определена по графику (рисунок 18). Для $\Delta t = 52 \text{ °С}$ концентрация раствора химреагента (CH_3OH) составила 50 % масс. Альфа определена по графику равновесной концентрации метанола в паровой фазе и составила 2 г/1000 м³ (рисунок 19).

Рассчитан удельный расход 99%-ого раствора ингибитора (формула 9).

$$q_{\text{и}} = \frac{(0,0518 - 0,0113) \cdot 50}{99 - 50} + 0,001 \cdot 50 \cdot 2 = 0,1414 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Суточный расход метанола составляет:

$$q_{\text{сут}} = 7200 \cdot 0,1414 = 1017,79 \text{ кг/сут.}$$

Часовой расход метанола:

$$q_{\text{час}} = \frac{1017,79}{24} = 42,42 \text{ кг/ч.}$$

Результаты расчетов расхода газа для КРД-2р и БТДА-1р сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчетов расхода ингибитора

Исходные параметры								[7, 22, 30]
До КРД-2р		После КРД-2р		До БТДА-1р		После БТДА-1р		
Р, МПа	Т, °С	Р, МПа	Т, °С	Р, МПа	Т, °С	Р, МПа	Т, °С	
7,5	-10	3,4	-25	7,5	-10	3,9	-35	
Расход метанола								
60,72, кг/ч				42,42, кг/ч				

Часовой расход метанола для ингибирования узла КРД-2р составил 60,72 кг/ч, для БТДА-1р – 42,42 кг/ч, следовательно, на турбину детандера необходимо подать меньшее количество метанола. Результаты можно объяснить тем, что перепад температуры на детандере больше на 10 °С, чем на дросселе и поэтому в паровой фазе (в газе) воды останется меньше, чем при условиях для клапана. Следовательно, и для насыщения газа метанолом потребуется его (метанола) меньшее количество.

4.3 Моделирование процесса дросселирования газа

Оценено влияние дросселирования газа на образование газовых гидратов в подготавливаемом газе в среде Aspen HYSYS V10. Смоделирован процесс дросселирования газа (рисунок 21). Для этого задан поток газа (Газ 1), входящий в клапан (дроссель) с давлением 7,5 МПа и температурой минус 10 °С. Поток газа (Газ 2) на выходе имеет давление 3,4 МПа и температуру минус 32,08 °С. Расход газа, приведенный к стандартным условиям, составляет 233700 кг/ч.

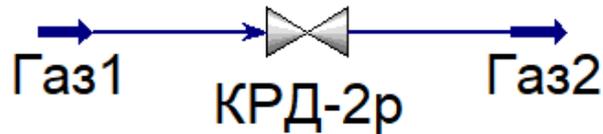


Рисунок 21 – Модель процесса дросселирования газа

Поскольку выбранная точка КРД-2р находится на участке подготовки газа, выбран адаптированный компонентный состав газа (рисунок 22):

- CH₄ (88,30–89,06 % мол.);
- C₂ и C₄ (4,16–7,38 и 1,80–2,44 % мол.);
- C₅₊ (2,51–2,85 % мол.) – конденсатообразующие компоненты (110–126 г/м³ пластового газа);
- N₂ и CO₂ (до 3 % мол.).

Material Stream: Газ1

Worksheet		
Worksheet	Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Methane	0,8370
Properties	Ethane	0,0710
Composition	Propane	0,0280
Oil & Gas Feed	i-Butane	0,0220
Petroleum Assay	i-Pentane	0,0120
K Value	CO2	0,0260
User Variables	H2S	0,0040
Notes		0,0039

Рисунок 22 – Исходный состав газа

С помощью утилиты Hydrate Formation получены сведения о процессе гидратообразования. По исходным данным программа показала вероятность возникновения гидратов типа II в потоке Газ 2 (рисунок 23 и 24).

Name: Hydrate Formation-Газ2

Stream: Газ2 Select Stream...

Model: Ng & Robinson

Hydrate Formation at Stream Conditions

Hydrate Formation Flag	Will Form
Hydrate Type Formed	Type II
Calculation Mode	Assume Free Water

Рисунок 23 – Вид утилиты Hydrate Formation

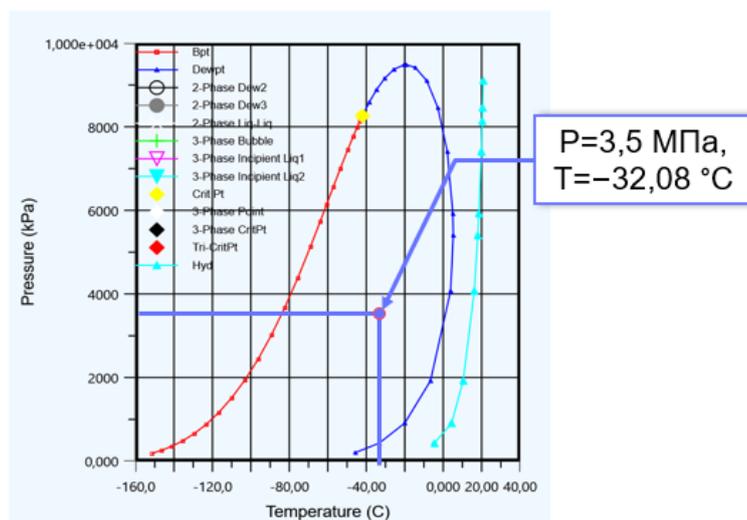


Рисунок 24– Фазовая диаграмма газа

Таким образом, необходимо провести меры по предотвращению гидратообразования в данной области параметров системы. Для этого был введен метанол технической марки «Б» с упрощенным составом при объемном содержании воды 0,08 %, при давлении 7 МПа и температуре 20 °С (рисунок 25). Расход газа составляет около 7,2 млн. м³/сут, что соответствует 233700 кг/ч при рабочих условиях: давление 7,5 МПа и температура минус 10 °С. Кроме того, необходимо учесть влагосодержание газа, рассчитанное при помощи уравнения Бюкачека (формула 10) и задать расход воды 15,54 кг/ч.

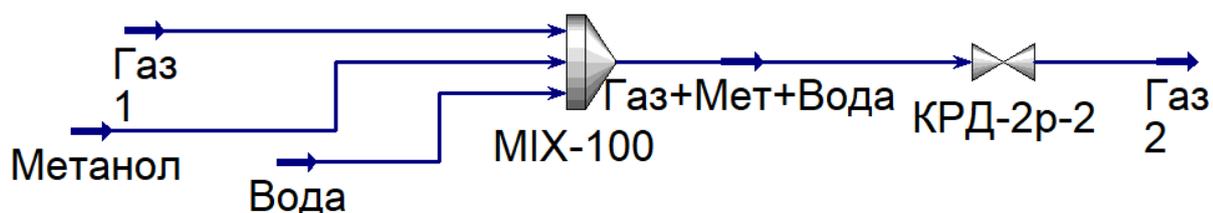


Рисунок 25 – Модель процесса дросселирования газа

Состав потока Газ+Мет+Вода при смешении имеет следующий состав (рисунок 26).

Поток Газ 2 на выходе должен иметь температуру $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$, соответствующую регламенту. В процессе дросселирования давление газа снизилось на 2,5 МПа.

Worksheet Attachments Dynamics			
Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Methane	0,8368	0,8560
Properties	Ethane	0,0710	0,0682
Composition	Propane	0,0280	0,0239
Oil & Gas Feed	i-Butane	0,0220	0,0160
Petroleum Assay	i-Pentane	0,0120	0,0061
K Value	CO2	0,0260	0,0260
User Variables	H2S	0,0040	0,0038
Notes	Methanol	0,0002	0,0001
Cost Parameters	H2O	0,0001	0,0000
Normalized Yields			

Рисунок 26 – Состав потока Газ+Мет+Вода

С помощью программы произведен подбор количества метанола, обеспечивающего отсутствие гидратов в потоке сдросселированного газа. Он составил 65 кг/ч. Температура точки росы газа после дросселирования составляет $-25,59\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-25,00\text{ }^{\circ}\text{C}$ по воде и углеводородам, соответственно.

Результаты моделирования показали, что в потоке Газ 2 отсутствуют гидраты и I, и II типа (рисунок 27). Построенная модель позволяет прогнозировать условия возникновения газогидратов и доказывает эффективность применения метанола выбранной концентрации в данных условиях.

Name **Hydrate Formation-Газ 2-2**

Stream Газ 2

Model **Ng & Robinson**

Hydrate Formation at Stream Conditions

Hydrate Formation Flag	Will NOT Form
Hydrate Type Formed	Ice Forms First
Calculation Mode	Use 3-Phase Model

Рисунок 27 – Вид утилиты Hydrate Formation

Таким образом, выделены узлы на схеме движения газа в технологической схеме УКПГ-1В Ямбургского НГКМ, в которых возможно гидратообразование.

Рассчитан расход метанола для предупреждения гидратообразования газа нижнемеловых отложений в узле КРД-2р и БТДА-1р, который составил 60,72 кг/ч и 42,42 кг/ч соответственно.

ТТР по воде и углеводородам в данном технологическом узле соответствует требованиям СТО Газпром 089-2010.

Установлено с помощью моделирования узла технологической схемы КРД-2р, что без ввода ингибитора происходит процесс образования гидратов II типа в потоке газа после дросселирования. Метанол технической марки «Б» с объемным содержанием воды 0,08 %, который в настоящий момент используется на промысле, является эффективным ингибитором при расходе 65 кг/ч, что с достаточной точностью совпадает с результатами расчета по уравнениям Бюкачека и Коротаева, а именно 7 %.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Киселевой Диане Константиновне

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01. Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СТО Газпром РД 1.12-096-2004; ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия. ГОСТ 19710-2019. Этиленгликоль. Технические условия ГОСТ 450-77. Хлористый кальций технический.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. <i>Определение экономической эффективности исследования</i>	Эффективность применения метанола с экономической точки зрения в сравнении с другими ингибиторами гидратообразования.

Перечень графического материала:

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Диаграммы факторов, влияющих на выбор ингибиторов</i>
4. <i>Оценка затрат на ингибиторы</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	8.04.2023
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н		8.04.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Киселева Диана Константиновна		8.04.2023

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития, финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках инженерного решения. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик по сравнению с конкурентными предложениями, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет стоимость, каков бюджет инженерного решения, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Целью работы является обеспечение безгидратного режима при подготовке газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Данный процесс является довольно трудоемким и ресурсозатратным, проведение которого требует предварительной экономической оценки. Экономическая эффективность закачки метанола в технологические узлы и участки установки комплексной подготовки газа может быть оценена с помощью оценки экономической выгоды и эффективности применения метанола, основанная на затратах, связанных с необходимым количеством ингибитора и его стоимости, общей стоимости ингибитора и эксплуатационных затратах при работе.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Технология Quality Advisor

Для того, чтобы описать качество проведения исследования и оценить

его перспективность на рынке, воспользуемся методикой QuaD. В ходе исследования были рассмотрены конкурирующие разработки ингибиторов различного состава:

- Ингибитор на основе метилового спирта CH_3OH ;
- Ингибитор на основе хлористого кальция CaCl_2 ;
- Ингибитор на основе этиленгликоля $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$.

Детальный анализ необходим, так как каждый вид ингибитора имеет свои достоинства и недостатки. Продемонстрировано сравнение разработок конкурентов и разработки данного научного исследования с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности (таблица 16).

Таблица 16 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Антигидратная активность	0,20	5	4	2	1	0,8	0,4
2. Коррозия и солеотложения при использовании ингибитора	0,19	5	3	1	0,95	0,57	0,19
3. Возможность регенерации	0,14	5	2	1	0,7	0,28	0,14
4. Простота технологии изготовления	0,10	5	3	4	0,5	0,3	0,4
5. Эффективность работы	0,11	5	5	4	0,55	0,55	0,44
6. Безопасность	0,13	1	4	5	0,13	0,52	0,65
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена ингибитора	0,13	5	1	3	0,65	0,13	0,39
Итого	1	31	22	20	4,48	3,15	2,61

Где расчёт конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания (формула 11):

$$K = \sum B_i \cdot B_i; \quad (11)$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единиц);

B_i – балл i -го показателя.

Проведённый анализ конкурентных технических решений показал, что конкурентоспособность использования метанола равна 4,48, что выше других предложенных решений. Таким образом, исследование является наиболее актуальным и перспективным.

5.1.2 SWOT-анализ

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

SWOT-анализ проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, который проявились или могут проявиться в его внешней среде. Дана трактовка для каждого из этих понятий. Матрица SWOT-анализа сведена в таблицу (таблица 17).

1. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

2. Слабые стороны – это недостатки, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, который препятствуют достижению целей.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон инженерного решения внешним условиям окружающей среды. Составляются интерактивные матрицы, с помощью которых можно оценить варианты стратегического выбора.

Таблица 17 – Матрица SWOT

Сильные стороны (С)	Слабые стороны (Сл)
1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими; 2. Длительный эффект; 3. Применяется на аналогичных месторождениях; 4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя.	1. Необходимость проведения расчетов по обоснованию объемов; 2. Потребность в ингибиторе; 3. Зависимость от исходных параметров; 4. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа и неточности при проведении анализа.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Увеличение спроса на нестандартные виды ингибиторов для удаления гидратообразования; 2. Применение дополнительных веществ в ингибиторе; 3. Снижение цен ингибиторов; 4. Повышение стоимости конкурентных разработок.	1. Отсутствие спроса на новые виды растворителей; 2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают растворители; 3. Проблемы с подачей метанола; 4. Аномальные температуры.

Представлен анализ соответствий сильных сторон с возможностями, слабых сторон с возможностями, сильных сторон с угрозами и слабых сторон с угрозами (таблицы 18–21).

Таблица 18 – Интерактивная матрица 1

Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4
Возможности проекта	В1	-	+	+	+
	В2	+	+	+	+
	В3	+	+	+	+
	В4	-	+	+	-

Примечание. «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, «-» означает слабое соответствие; «0» – при сомнениях между «+» и «-».

Таблица 19 – Интерактивная матрица 2

Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	+	+	0	+
	В2	+	0	+	-
	В3	-	+	0	+
	В4	+	+	-	0

Таблица 20 – Интерактивная матрица 3

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	+	-	+
	У2	+	+	+	+
	У3	0	-	+	+
	У4	-	+	+	+

Таблица 21 – Интерактивная матрица 4

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	+	+	+
	У2	+	+	0	-
	У3	-	+	-	0
	У4	+	+	+	-

Анализируя данные интерактивных матриц проекта, можно сделать вывод о сильной корреляции В1В2С2С2, В3В4С2С3, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT-анализа, которая приводится в данной работе (таблица 22).

Таблица 22 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научноисследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими; 2. Длительный эффект; 3. Применяется на аналогичных месторождениях; 4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя. 	<p>Слабые стороны научноисследовательского проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость проведения расчетов по обоснованию объемов; 2. Потребность в ингибиторе; 3. Зависимость от исходных параметров; 4. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа и неточности при проведении анализа.
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение спроса на нестандартные виды ингибиторов для удаления 	<p>Направления развития:</p> <p>Данную технологию можно применять на схожих месторождениях, в связи</p>	<p>Сдерживающие факторы:</p> <p>Поддержание особых технологических режимов позволяет снизить объемы</p>

Продолжение таблицы 22

<p>гидратообразования; 2. Применение дополнительных веществ в ингибиторе; 3. Снижение цен ингибиторов; 4. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>с чем снизится закупочную стоимость. Расчеты могут быть использованы для решения других проблем на УКПГ. По мере роста опыта возможно усовершенствование ингибитора для подачи в меньшей концентрации.</p>	<p>закачки. Беспрерывное уточнение исходных данных в процессе эксплуатации. Возможные ошибки в расчетах для уточнения всех параметров, в связи с чем возникают неточности в объемах закупки.</p>
<p>Угрозы: 1. Отсутствие спроса на новые виды растворителей; 2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают ингибиторы; 3. Проблемы с подачей метанола; 4. Аномальные температуры.</p>	<p>Угрозы развития: Закачка дополнительного объема метанола на случай аномальных температур, а также непрерывный рост компетенций инженерного персонала по мере накопления опыта.</p>	<p>Уязвимости: Необходимо проведение расчетов для широкого диапазона свойств метанола, а также необходимо иметь дублирующее оборудование и запасы ингибитора на случай чрезвычайных ситуаций.</p>

Выбор ингибитора гидратообразования является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях гидратообразования. Ингибитор должен обладать наивысшей эффективностью в борьбе с гидратообразованием, а его использование должно быть экономически целесообразно.

Таким образом, проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения с помощью SWOT-анализа. В результате SWOT-анализа показано, что преимущества предлагаемой методики преобладают над её недостатками. Некоторые недостатки использования метанола на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения.

5.2 Технико-экономическое обоснование

Метанол является наиболее распространенным и широко используемым ингибитором гидратообразования на многих месторождениях. В целях борьбы

с гидратообразованием в технологических узлах и участках предусматривается подача определенного количества ингибитора в точку КРД-2р технологической схемы УКПГ-1В Ямбургского НГКМ.

В ходе исследования были рассмотрены три конкурирующие разработки ингибитора различного состава:

- Ингибитор на основе метилового спирта CH_3OH ;
- Ингибитор на основе хлористого кальция CaCl_2 ;
- Ингибитор на основе этиленгликоля $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$.

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

Для нелетучих ингибиторов (хлористый кальций, гликоли) удельный расход определяется из соотношения (формула 12):

$$q_n = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2}; \quad (12)$$

где α – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости;

W_1, W_2 – влагосодержание газа до ввода ингибитора и в измеряемой точке, кг/1000 м³;

C_1, C_2 – массовая концентрация свежего и отработанного ингибитора, %.

Для легколетучего ингибитора, каким является метанол, удельный расход найден по формуле 6 и составил 57,66 кг/сут.

При расчетах используется наиболее эффективная концентрация растворов C_1 , а именно 99 % для метанола, 80 % для этиленгликоля и 30% для хлористого кальция. Значения C_2 для каждого ингибитора определяются по графику снижения температуры гидратообразования при использовании разных химреагентов при различной концентрации (рисунок 18). При учете понижения равновесной температуры на 43 °С, значение W_1 и W_2 определяются согласно уравнению Бюкачека (формула 10). Для дальнейших расчетов составлена таблица с исходными величинами (таблица 23).

Таблица 23 – Значения исходных величин

P_1 , МПа	T_1 , °С	P_2 , МПа	T_2 , °С	W_1 , кг / 1000 м ³	W_2 , кг / 1000 м ³	α , г/1000 м ³	$Q \cdot 10^3$, м ³ /сут
7,5	-10	3,4	-25	0,0518	0,0279	4,4	7200

Далее проводим расчет необходимого количества ингибитора для понижения равновесной температуры. Суммарный расход определен при соответствующем количестве газа (таблица 24).

Таблица 24 – Расчетные значения удельного расхода ингибиторов

	Ингибитор гидратообразования		
	СН ₃ ОН	CaCl ₂	С ₂ Н ₆ О ₂
Суточный расход ингибитора, кг/ч	60,72	64,48	31,04

Учитывая количество ингибитора, который расходуется в течение суток в целях предупреждения гидратообразования в узле клапана регулятора давления на II очереди, наиболее рационально использовать этиленгликоль, однако исходя из литературного обзора, его растворы обладают перечнем недостатков, которые ограничивают область его применения, особенно в районах Крайнего Севера, в частности, его высокая вязкость. Таким образом, применение метанола является наиболее эффективным для предупреждения гидратообразования. При рассмотрении затрат на расходы ингибитора предполагается рассмотреть цены за тонну метанола, этиленгликоля и хлорида кальция.

Основные поставщики метанола в России географически расположены в Тульской, Пермской, Самарской, Томской областях и прочих субъектах страны (таблица 25) [33]. Перевозка, доставка и транспортировка технического метанола в автоцистернах относится к опасным грузам и осуществляется согласно положениям ДОПОГ. Метанол транспортируют в специальных стальных автоцистернах, танк-контейнерах и бензовозах из низколегированной стали в соответствии с правилами ДОПОГ (дорожная перевозка опасных грузов), действующими на данном виде транспорта.

Таблица 25 – Стоимость приобретения метанола по оптовой цене у производителя

Поставщик	Цена за тонну (руб.)	Стоимость доставки 10 тонн метанола до газового промысла (руб.)	Итоговая стоимость за 10 тонн (руб.)
ПАО «Метафракс», г. Губаха	26500	80000	345000
ООО «Щекиноазот», р.п. Первомайский	28000	130000	410000
ООО «СибМетаХим», г. Томск	28500	82000	367000
ООО «Томет», г. Тольятти	27500	120000	395000
АО НАК «Азот», г. Новомосковск	27500	135000	410000
Среднее значение	27600	109400	385400

Таким образом, средняя стоимость 1 тонны метанола на внутреннем рынке России составляет 27,6 тыс. рублей. Доставка метанола на промыслы Крайнего Севера как минимум удваивает его стоимость, а для некоторых месторождений, в частности Ямала, существует возможность только сезонной доставки, что приводит к удорожанию доставки в 3-4 раза [34]. Следовательно, итоговая стоимость за 10 тонн метанола в среднем составит 385,4 тыс. рублей.

Основные поставщики ЭГ в России географически расположены в республике Татарстан, Нижегородской, области и прочих субъектах страны (таблица 26) [35]. Перевозка, доставка и транспортировка ЭГ осуществляется автомобильным транспортом, автоцистернами и бензовозами до пункта выгрузки. Относится к перевозке не опасных веществ и не регламентируется правилами перевозки опасных грузов ДОПОГ.

Таким образом, проведя анализ таблицы 26, можно заключить, что средняя стоимость 1 тонны этиленгликоля на внутреннем рынке России составляет 56,5 тыс. рублей. Средняя стоимость за 10 тонн ЭГ составит 704,2 тыс. рублей.

Таблица 26 – Стоимость приобретения этиленгликоля по оптовой цене у производителя

Поставщик	Цена за тонну (руб.)	Стоимость доставки 10 тонн метанола до газового промысла (руб.)	Итоговая стоимость за 10 тонн (руб.)
ООО «Регион-НК», г. Нижнекамск	49500	130000	625000
ООО ПТК «Апрель», г. Дзержинск	50000	149500	649500
ООО «Вираж», г. Казань	70000	135000	835000
Среднее значение	56500	138161	703167

Представлены основные поставщики хлористого кальция, которые на территории России географически расположены в Волгоградской, Московской, Свердловской областях и прочих субъектах страны (таблица 27) [36]. Кальций хлористый безводный технический разрешен к перевозкам любым видом транспорта. Для перевозки жидкого хлористого кальция используются цистерны. Относится к перевозке не опасных веществ и не регламентируется правилами перевозки опасных грузов ДОПОГ.

Таблица 27 – Стоимость приобретения хлористого кальция по оптовой цене у производителя

Поставщик	Цена за тонну (руб.)	Стоимость доставки 10 тонн метанола до газового промысла (руб.)	Итоговая стоимость за 10 тонн (руб.)
ООО «Зиракс», р.п. Светлый Яр	56000	127000	687000
ООО «РоссПолимер», г. Москва	60000	133500	733500
ООО «СтальЭнерго-96», г. Екатеринбург	49500	126500	621500
Среднее значение	55167	129000	689677

Следовательно, средняя стоимость 1 тонны хлористого кальция на внутреннем рынке России составляет 55,2 тыс. рублей. Средняя стоимость за

10 тонн хлористого кальция составит 689,7 тыс. рублей.

Построена гистограмма для наглядного отображения разницы в стоимости различных ингибиторов гидратообразования (рисунок 28).

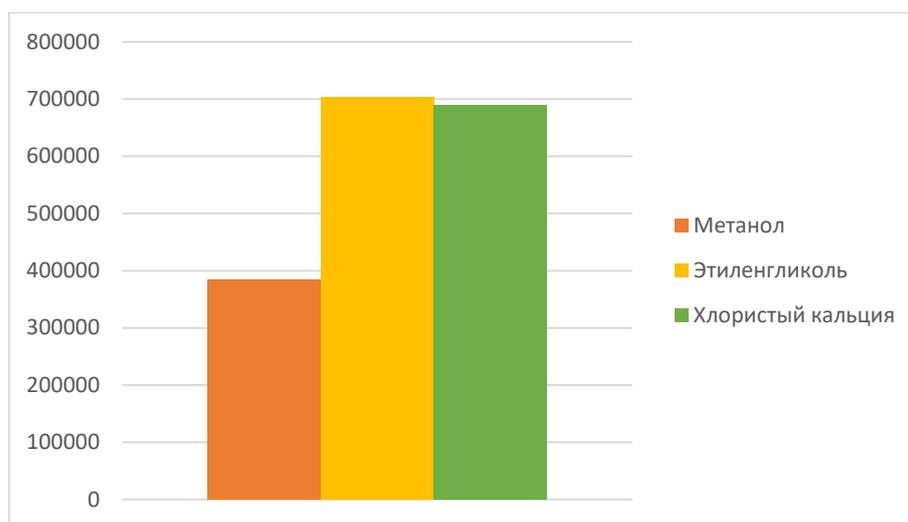


Рисунок 28 – Стоимость ингибиторов в рублях за тонну с учетом доставки до ГП

Доказана экономическая целесообразность применения метанола для предупреждения гидратообразования с учетом его расхода в сутки и стоимости за тонну и транспортировки до ГП. Увеличить эффективность использования метанола с минимальным его расходом является приоритетной задачей, ведь перерасход ингибитора приводит к лишним затратам, что является нежелательным. Оптимизировать рациональное использование метанола можно с помощью предложенной технологии подачи ингибитора, экономическая целесообразность реализации которой будет рассмотрена в следующих пунктах раздела.

5.3 Экономическая эффективность исследования

5.3.1 Расчет эксплуатационных затрат при использовании метанола

В данной части раздела проведен анализ эксплуатационных затрат, связанных с использованием метанола в целях предупреждения

гидратообразования. Для более полного анализа и подтверждения обоснованности применения метанола по сравнению с другими термодинамическими ингибиторами гидратообразования, проведем расчеты эксплуатационных затрат при наиболее эффективной концентрации растворов.

Для расчета воспользуемся исходными данными, представленными в таблице 28.

Таблица 28 – Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат

Параметр	Значение
Стоимость тонны метанола с доставкой, руб	38540
Стоимость тонны этиленгликоля с доставкой, руб	70316,7
Стоимость тонны хлорида кальция с доставкой, руб	68967,7
Массовое количество метанола, т	100
Массовое количество этиленгликоля, т	100
Массовое количество хлорида кальция, т	100
Плотность 99 % раствора метанола, кг/м ³	799
Плотность 80 % раствора этиленгликоля, кг/м ³	1100
Плотность 30 % раствора хлорида кальция, кг/м ³	1282
Аренда передвижного агрегата централизованной заправки ингибиторных емкостей, руб/час	2000

Суммарные расходы (Р) вычисляются путем сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата для заправки им емкостей (формула 13):

$$P_{\text{сум}} = P_{\text{и}} + P_{\text{а}}. \quad (13)$$

Расходы на ингибитор (формула 14):

$$P_{\text{и}} = C_{\text{и}} \cdot m_{\text{и}}. \quad (14)$$

$$P_{\text{и.мет}} = 38540 \cdot 100 = 3,854 \text{ млн. руб};$$

$$P_{\text{и.эг}} = 70316,7 \cdot 100 = 7,932 \text{ млн. руб};$$

$$P_{\text{и.хлор.кальц.}} = 68967,7 \cdot 100 = 6,897 \text{ млн. руб}.$$

Построена гистограмма для наглядного отображения разницы в расходе на ингибиторы за 100 тонн (рисунок 29).

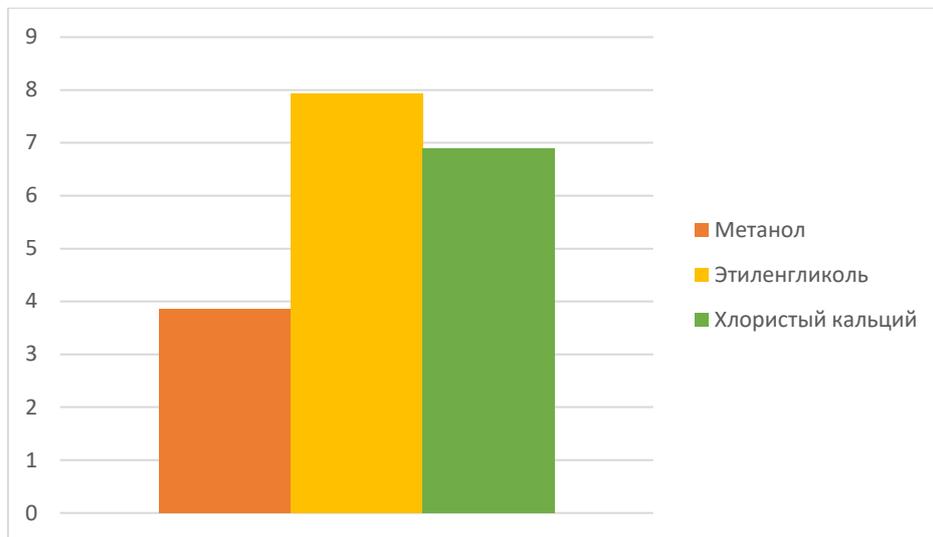


Рисунок 29 – Расход на ингибиторы гидратообразования в млн. руб

Расходы на аренду агрегата рассчитываются следующим образом (формула 15):

$$P_a = C_a \cdot T_a. \quad (15)$$

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

Тогда общее время работы агрегата (формула 16):

$$T_a = \frac{V_{и}}{U}. \quad (16)$$

Объем ингибитора (формула 14):

$$V_{и} = \frac{m_{ри}}{\rho_{и}}. \quad (17)$$

Для расчетов используются растворы ингибиторов различных концентраций, оптимальных для каждого реагента. Найден объем ингибитора, причем масса растворов ингибиторов $m_{ри}$ будет существенно отличаться от массы ингибиторов $m_{и}$ по формуле 17:

$$V_{и.мет} = \frac{100000}{799} = 125,16 \text{ м}^3;$$

$$V_{и.эг} = \frac{100000}{1100} = 90,91 \text{ м}^3;$$

$$V_{и.хлор.кальц.} = \frac{100000}{1282} = 78,00 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем время работы заправочного агрегата по формуле 16:

$$T_{\text{а.мет}} = \frac{125,16}{2 \cdot 0,04} = 1564,5 \text{ ч};$$

$$T_{\text{а.эг}} = \frac{90,91}{2 \cdot 0,04} = 1136,4 \text{ ч};$$

$$T_{\text{а.хлор.кальц.}} = \frac{78,00}{2 \cdot 0,04} = 975,0 \text{ ч.}$$

Расчет затрат на аренду агрегата по формуле 15:

$$P_{\text{а.мет}} = 2000 \cdot 1564,5 = 3,13 \text{ млн. руб};$$

$$P_{\text{а.эг}} = 2000 \cdot 1136,4 = 2,27 \text{ млн. руб};$$

$$P_{\text{а.хлор.кальц.}} = 2000 \cdot 975,0 = 1,95 \text{ млн. руб.}$$

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

$$A = P_a.$$

Последним шагом рассчитаны общие затраты на ингибиторы по формуле 13:

$$P_{\text{мет}} = 3,854 + 3,13 = 6,98 \text{ млн. руб};$$

$$P_{\text{эг}} = 7,932 + 2,27 = 10,20 \text{ млн. руб};$$

$$P_{\text{хлор.кальц.}} = 6,897 + 1,95 = 8,85 \text{ млн. руб.}$$

Таким образом, суммарные затраты отображены на гистограмме (рисунок 30).

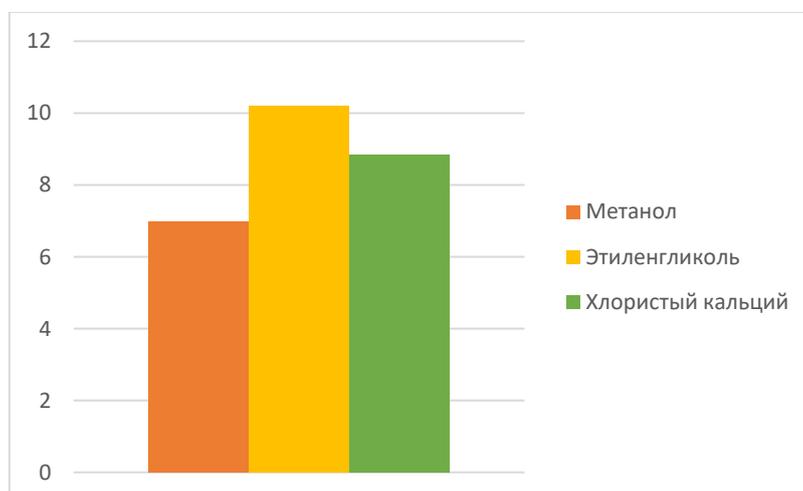


Рисунок 30 – Суммарные расходы на ингибиторы в млн. руб

В результате расчетов по эксплуатационными затратами на применение ингибиторов, можно оценить их экономическую эффективность. В сравнении с хлоридом кальция и этиленгликолем применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования наиболее экономически оправдано и выгодно. Общие расходы при применении метанола в 1,46 раза меньше расходов этиленгликоля, а также расходы на метанол в 1,27 раз меньше расходов на хлорид кальция (таблица 29).

Таблица 29 – Результаты расчетов по эксплуатационным затратам

Параметр	Ингибитор гидратообразования		
	Метанол	Этиленгликоль	Хлорид кальция
Стоимость ингибитора за тонну с учетом доставки до ГП, руб	38540	70316,7	68967,7
Массовое количество ингибитора, т	100	100	100
Расход на ингибитор за 100 т, млн. руб	3,854	7,932	6,897
Объем ингибитора, м ³	125,16	90,91	78,00
Время закачки ингибитора, ч	1564,5	1136,4	975,0
Общая стоимость аренды агрегата, млн. руб	3,13	2,27	1,95
Суммарные расходы, млн. руб	6,98	10,20	8,85

В настоящее время сокращение затрат на борьбу с гидратообразованием имеет большое значение для газодобывающих предприятий. Проведена оценка обоснованности применения метанола по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования, такими как этиленгликоль и хлористый кальций. Оценена экономическая выгода и эффективности применения метанола, основанная на затратах, связанных с необходимым количеством ингибитора и его стоимости, общей стоимости ингибиторов и эксплуатационных затратах при работе с метанолом и другими ингибиторами гидратообразования. Выявлено, что применение 99 %-ого метанола в качестве ингибитора гидратообразования является наиболее рациональным с экономической точки зрения. Таким образом, допуская вероятность применения метанола меньшей концентрации, экономическая выгода будет лишь расти.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Киселевой Диане Константиновне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объект исследования: Анализ технологии предотвращения образования гидратов при подготовке газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО). Вещество: термодинамический ингибитор гидратообразования – метанол. Область применения: газовая промышленность, сбор и подготовка природного газа. Рабочая зона: установка комплексной подготовки газа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023). Глава 34. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; 3. СТО Газпром 18000.1-001-2014; 4. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; 5. ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования; 6. ГОСТ Р ИСО 14738-2007 Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин; 7. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; 8. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ потенциальных вредных и опасных факторов; – обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов. 	<p>Анализ потенциально вредных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 5. Производственные факторы, связанные с загазованностью воздуха в рабочей зоне. <p>Анализ потенциально опасных производственных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека;

	<p>2. Производственные факторы, связанные с электрическим током;</p> <p>3. Движущиеся машины и механизмы;</p> <p>4. Пожаровзрывоопасность.</p> <p>Требуемые средства защиты: использование защитных костюмов, наушников, защитных очков, противогазов, применение защитных ограждений.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Воздействие на атмосферу: выброс газа и химических веществ в атмосферу.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение природных водоемов, подземных грунтовых вод химическими веществами.</p> <p>Воздействие на литосферу: разрушение поверхностного слоя земли и загрязнение почвы химическими реагентами.</p> <p>Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: пожары; взрывы; нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением; выбросы газа и реагентов в результате нарушения целостности оборудования.</p>

Дата выдачи к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	8.04.2023
--	-----------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			8.04.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Киселева Диана Константиновна		8.04.2023

6 Социальная ответственность

Социальная ответственность – сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Работы включают в себя следующие технологические операции: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в систему сбора и подготовки продукции, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Выполнение данного перечня работ предусматривается на протяжении всего периода эксплуатации месторождения круглогодично.

В выпускной квалификационной работе по теме «Анализ технологии предотвращения образования гидратов при подготовке газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)» проводится анализ технологии подготовки газа в безгидратном режиме, в частности, рассматривается подача летучего антигидратного ингибитора (метанола) в определенные узлы, входящие в состав УКПГ-1В Ямбургского НГКМ, расположенного в широтах Крайнего Севера.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Сотрудники ООО «Газпром добыча Ямбург» работают вахтовым методом в условиях Крайнего Севера. Осуществление правового регулирования труда рабочих данной отрасли в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, установленных в статьях 297–302 главы 47 Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ

«Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [37].

Работы на газовых промыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому предусмотрены различные льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год. Продолжительность рабочего времени составляет 12 часов в сутки. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены.

К работам на производственных объектах допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в условиях Крайнего Севера и с учетом вредных и опасных производственных факторов, прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

В целях совершенствования и установления единого порядка организации ОАО «Газпром» и проведения работ по охране труда и промышленной безопасности внедрена Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью, согласно СТО Газпром 18000.1-001-2014 [38]. Компания обязуется обеспечивать здоровые и безопасные условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных и иных мероприятий; принимать меры по устранению выявленных отклонений от гигиенических норм и требований охраны труда.

Оператор добычи ежедневно контактирует с промысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям надежности согласно ГОСТ Р ИСО 14738-2007 [39].

С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать

удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Технологические мероприятия, проводимые специалистами по добыче нефти и газа (ДНГ), в основном производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [40]. Основными элементами технологического оборудования, с которыми сталкиваются специалисты ДНГ, являются задвижки, дроссели, краны различного исполнения, работа с которыми должна производиться согласно определенным рекомендациям и требованиям согласно ГОСТ 21753-76 [41]. На УКПГ-1В осуществляется непрерывная подача метанола в различные узлы и участки, поэтому необходимо осуществлять контроль за показателями воздушной среды согласно ГН 2.2.5.3532-18 [42].

Рабочее место оператора состоит из следующих элементов:

- установка комплексной подготовки газа;
- основное оборудование;
- приспособления для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Процессу труда работника, независимо от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды, которые должны быть учтены при планировке рабочих мест. Следовательно, задачей организации труда при организации рабочих мест является достижение рационального сочетания, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

6.2 Производственная безопасность

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

Вредный производственный фактор – это фактор трудового процесса или среды, воздействие которого на при определенных условиях на работника может вызвать профессиональное заболевание, снижение работоспособности.

Опасный производственный фактор – это фактор, способный стать причиной острого заболевания, резкого ухудшения здоровья или летального исхода.

Рассмотрены основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ (таблица 30).

Таблица 30 – Опасные и вредные факторы при поддержании безгидратного режима работы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление материалов	Эксплуатация	
1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	–	–	+	ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [43]; ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [44];
2. Повышенный уровень шума;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [45];
3. Повышенный уровень вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [46]; СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [47];

Продолжение таблицы 30

4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [48];
5. Производственные факторы, связанные с загазованностью воздуха в рабочей зоне;	+	+	+	ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания [49];
6. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека;	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [50];
7. Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [51] Правила устройства электроустановок. Общие правила. Седьмое издание [52];
8. Движущиеся машины и механизмы;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [53]; ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [54];
9. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [55]; ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения [56].

6.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест с учетом интенсивности энерготрат работающих, времени выполнения работы, периодов года и содержат требования к методам измерения и контроля микроклиматических условий.

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой. Благоприятные условия на производстве являются важнейшим фактором высокопроизводительного труда и профилактики заболеваний.

Предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих средствами индивидуальной защиты (СИЗ), а именно спецодеждой и спецобувью. Эта мера защиты снижает риск переохлаждения организма рабочего вследствие низких температур окружающей среды. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей. Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами, в частности, подачи метанола.

В цехах и помещениях особое внимание уделяется вентиляции. Воздух должен постоянно проветриваться и должна соблюдаться оптимальная его температура для нормальной работы людей. В целях поддержания расчетных температур в помещениях, а также экономии тепла и электроэнергии системы отопления и вентиляции оборудуются приборами контроля и управления. Работа оператора ДНГ на УКПГ относится к категории Па, для которой допустимы следующие показатели (таблица 31) [57].

Таблица 31 – Допустимые величины параметров микроклимата на рабочих местах в помещениях

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с, не более
Холодный	17–19	16–20	60–40	0,2
Теплый	19–21	18–22	60–40	0,2

Условия труда по микроклимату соответствуют допустимым [55].

Повышенный уровень шума

Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования УКПГ для оператора ДНГ являются компрессора на дожимных компрессорных станциях, запорная арматура, турбодетандеры, вентиляторы, продувочные свечи. Агрегаты создают уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [45]. Норма на открытой местности составляет не более 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40–45 дБА. Шумы уровня 80–90 дБА при длительном воздействии приводят к заболеванию нервной системы, а более 100 дБА – к снижению слуха, вплоть до глухоты. Шум создает значительную нагрузку на нервную систему человека, оказывая на него психологическое воздействие.

Уровень шума на всех объектах должны быть сведены к минимуму для того, чтобы снизить риск повреждения органов слуха в рабочих зонах; обеспечить слышимость сигналов тревоги и возможность передачи речи и радиосвязи. Для снижения негативного воздействия шума на человеческий организм на предприятиях по добыче газа проводят следующие мероприятия: все агрегаты размещаются в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках; помещения отделяются звукопоглощающими материалами; для уменьшения механического шума предусматривается своевременно проводить ремонт оборудования, применять принудительное смазывание трущихся поверхностей.

Условия труда по шумовому фактору соответствуют допустимым [58].

Повышенный уровень вибрации

Вибрация, также как и шум, является загрязнителем окружающей среды. Вибрация оказывает вредное воздействие на организм человека, может вызвать заболевание суставов и мышц, нарушить двигательные рефлексы организма, ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни. На газодобывающих предприятиях воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, насосах, в цехе регенерации, первичной сепарации и осушки.

Насосы, используемые в технологии подготовки газа, находящиеся в насосной метанола, имеют высокую вибрацию, около 80 дБ. Органами здравоохранения систематически устанавливались ограничения на работах, связанных с вибрацией. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 технологическая норма вибрации составляет 92 дБ [46]. Таким образом, на УКПГ-1В вибрация, создаваемая насосами для подачи метанола, является допустимой. Предельно допустимые величины общей вибрации на рабочих местах регулируются санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [47].

Для личной защиты от вибрации используют резиновые перчатки и обувь. На предприятии используют оградительные, виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, дистанционного управления.

Условия труда по вибрационному фактору соответствуют допустимым [58].

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию тревоги. В зданиях на УКПГ-1В выполнено два вида освещения: рабочее и аварийное. Освещенность принята согласно требованиям ПУЭ7 (раздел №6) и СП 52.13330.2016, согласно которому норма освещенности должна быть не ниже 200 люкс [48, 59]. Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены, поэтому в цехах, на территории и рабочих местах применяется освещение посредством светильников, фонарей и прожекторов. В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных высота установки светильников общего освещения над полом соответствуют не менее 2,5 м. При отсутствии электроосвещения разрешается пользоваться только взрывобезопасными переносными источниками освещения. Для

внутреннего освещения технологических аппаратов во время осмотра и ремонта применять переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В.

Условия труда по световому фактору соответствуют допустимым [58].

6.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов

Факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человек

Метанол – бесцветная прозрачная легковоспламеняющаяся ядовитая жидкость, с запахом этилового спирта. На УКПГ метанол используется как ингибитор гидратообразования. При выбросах метанола, его поступление через желудочно-кишечный тракт может привести к серьезному отравлению, вплоть до смертельного исхода. Метанол обладает слабо выраженным местным действием на кожу, может проникать через неповрежденные кожные покровы (ПДУ загрязнения кожных покровов составляет 0,02 мг/см²). Максимальная разовая предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны составляет 15 мг/м³, среднесуточная – 5 мг/м³ [60].

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

приборы и устройства, сигнализирующие о появлении ядовитых веществ в атмосфере рабочего места и др.

Условия труда соответствуют допустимым [58].

Производственные факторы, связанные с повышенной загазованностью воздуха в рабочей зоне

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

Условия труда соответствуют допустимым [58].

Производственные факторы, связанные с электрическим током

При эксплуатации насосных агрегатов представляет опасность высокое напряжение электрического тока, подаваемого на электродвигатели, в частности, в насосной метанола. Насосный агрегат состоит из двух последовательно соединенных насосов (секций), каждый с приводом от асинхронного, взрывозащищённого электродвигателя переменного тока мощностью 132кВт каждый. Для сети постоянного тока 220 В система заземления принята типа IT (система заземления с изолированной нейтралью «I»). Все токоведущие части электрооборудования должны быть заземлены согласно ГОСТ Р 58882-2020 [61]. Для защиты от поражения электрическим током используют оградительные устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, автоматического отключения,

дистанционного управления, предохранительные устройства, молниеотводы и разрядники, знаки безопасности.

Газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов, которые не являются проводниками электрического тока, также как нефть и ее производные, включая метанол, используемый в качестве ингибитора гидратообразования на газовых и газоконденсатных промыслах. Однако в них могут накапливаться электростатические заряды, которые способны достигать величин в несколько тысяч вольт. Заряды статического электричества на УКПГ-1В образуются при движении жидкости и газа по трубопроводам, заполнении или освобождении емкостей.

В целях предупреждения опасности, возникновение которой обуславливается накоплением зарядов в объемах сырья, предусматриваются следующие мероприятия при работе с ингибитором гидратообразования и газовым конденсатом:

- заземление цистерн и технологических емкостей, непосредственно участвующих в технологической цепи;
- заземление трубопроводов, расположенных на наружных эстакадах, по которым осуществляется движение газового и газоконденсатного сырья, а также ингибитора гидратообразования (метанола);
- заземление всех электропроводных элементов технологического
- оборудования, на котором возможно накопление и возникновение электростатических зарядов.

Система заземления принята для сетей 380/220 В. Сопротивление заземляющих устройств и проводников не должно превышать 4 Ом, а контроль сопротивления должен осуществляться не реже одного раза в год согласно ГОСТ 12.4.124-83 [62].

Условия труда на УКПГ-1В соответствуют допустимым [58].

Движущиеся машины и механизмы

Рабочим местом оператора ДНГ на УКПГ являются установки и механизмы, находящиеся в цехах и на открытой местности. Осмотр и

испытание установок, механизмов, оборудования – одно из основных мероприятий по технике безопасности, поскольку даже безопасное оборудование может привести к несчастному случаю, если оно неисправно. Механические травмы могут возникать при монтаже и демонтаже оборудования, проверке состояния оборудования и своевременном устранение дефектов.

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или заключаются в кожухи. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 оградительное устройство выполняется прочным, надёжным, простым по конструкции и компактным [54]. При ремонте или регулировании механизма оно быстро и удобно разбирается. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

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

Условия труда соответствуют допустимым [58].

Пожаровзрывоопасность

Работа с метанолом несет в себе потенциальную угрозу взрывов и пожаров. По пожарной и взрывопожарной опасности помещение производственного объекта относится к классу А (повышенная взрывопожароопасность).

Здание станции насосной метанола, категории по взрывопожарной и пожарной опасности «А», поскольку метанол – особо опасная легковоспламеняющаяся жидкость. Температура вспышки 6 °С, температура

воспламенения 13 °С, температура самовоспламенения 440 °С, температурные пределы распространения пламени: нижний – 5 °С, верхний – 39 °С, а концентрационные пределы распространения пламени 6,98–35,5% (об.). Насосная метанола представляет собой одноэтажное строение размерами в плане не более 39,0 x 12,0 м и высотой до карниза конструкций покрытия не более 8 м. Здание предусматривается IV степени огнестойкости класса конструктивной пожарной опасности С₀.

Кроме того, электростатические разряды, возникающие в условиях взрывоопасных сред при движении жидкости и газа по трубопроводам, могут привести к взрывам и пожарам, а наличие высоких потенциалов представляет опасность для жизни обслуживающего персонала.

На УКПГ-1В предусмотрена автоматическая установка пенного и порошкового пожаротушения (АУЛКПиПС) для защиты оборудования, предназначенная для обнаружения очага пожара, выдачи сигнала о пожаре, подачи и распределения огнетушащих средств на защищаемое оборудование и тушение пожара. В качестве огнетушащих средств применяется пенообразователь «MOUSSOL-APS F-15» и порошок ПСБ-3. Проектом предусмотрены автоматический, дистанционный и местный способы пуска установки.

Для автоматического включения и местного тушения или локализации пожара спроектирована система спринклерных оросителей, установленных на побудительных трубопроводах. Побудительная система заполнена сжатым воздухом под давлением 0,25 МПа.

В дистанционном режиме при визуальном обнаружении пожара в защищаемом помещении нажатием кнопок, установленных у входов в защищаемое помещение, выдается сигнал на открытие электрозадвижки, включение рабочего насоса и подрыв пиропатронов батарей порошкового пожаротушения.

Местный пуск установки пожаротушения производится из помещения узлов управления открытием задвижки, установленной на обводном

трубопроводе необходимой секции. Местный пуск применяется в случае отказа в работе автоматического или дистанционного. Пуск насосов производится пускателями местного пуска в насосной станции.

Эксплуатация электроустановок соответствует ПУЭ, ПТБ, ПТЭ [63].

6.3 Экологическая безопасность

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

Защита атмосферы

Атмосферный воздух загрязняется следующими вредными: окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа, используемого для собственных нужд с целью получения тепловой и электрической энергии, энергии для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций; для сжигания загрязненных промстоков на горизонтальных факельных установках (ГФУ).

Окись углерода и окислы азота выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, отработке скважин. Ведется контроль за воздушной средой на основных газопромысловых объектах для определения опасной концентрации газов.

Защита гидросферы

Основными источниками загрязнений водных объектов выделяют промышленные стоки, образующиеся при извлечении и подготовки природного газа и газового конденсата. В объеме воды растворены химические агенты, ранее введенные в пласт (метанол), примеси и минералы, характерные для пластовой воды.

Выброс промышленных вод в окружающую среду недопустим, даже малый объем потенциально нанесет существенный урон гидросфере региона.

Потому на объектах ООО «Газпром добыча Ямбург» осуществляется очистка стоков до допустимого содержания вредных веществ. Нормирование содержания вредных веществ осуществляется по ГОСТ 17.1.3.13-86, содержание нефтепродуктов по ГОСТ 17.1.3.05-82 [64, 65].

Промышленная вода подвергается прохождению через зернистый фильтр для удаления механических примесей, многоступенчатой очистке, включающей удаление мелких капель нефти с поверхности и полное удаление соединений углеводородов флотатором, введение коагулянта, удаляющего соединения сероводорода и уголекислоты. В случае, когда не удастся достичь допустимого уровня вредных веществ, допускается утилизировать стоки иными методами.

Процесс очистки и содержание загрязняющих веществ контролируются технологами в промысловых условиях, а также отбираются пробы для детального изучения в лабораториях. Регулярным исследованиям подвергаются большинство водных объектов региона, являющихся источником промышленного и пищевого водоснабжения.

Защита литосферы

В целях охраны и предупреждения загрязнения почвы предусматривается полностью герметизированная система сбора и подготовки газа, а также система трубопроводов, содержащих токсические вещества. Сварные стыки участков трубопроводов всех категорий подлежат контролю физическими методами. После полной готовности участка или всего трубопровода производится испытание его на прочность и проверка на герметичность. Все материалы и оборудование принято располагать в пределах отведённой и обвалованной площадки. Передвижение транспорта и самоходных установок осуществлять строго по дорогам.

Комплекс мероприятий по безопасному использованию литосферы на объектах ООО «Газпром добыча Ямбург» подразумевает безопасность и экологический контроль технологических процессов.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В Ямало-Ненецком автономном округе характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, сильные морозы, метели и снежные заносы;
- техногенного характера: пожары, взрывы, отключение электроэнергии, аварии с выбросом (угрозой выброса) аварийно химически опасных веществ.

На газовом промысле велика угроза выброса горючего природного газа вследствие неисправности применяемого оборудования, применения неправильных и опасных приемов работы, неудовлетворительной постановки обучения и инструктажа рабочих, не использования защитных средств и приспособлений по технике безопасности, что может привести к возгоранию и, впоследствии, к взрыву.

В связи с этим к производству огневых работ необходимо допускать только по письменному разрешению; не разрешать проверку зажигания «на искру» во взрывоопасных помещениях; в случае выхода из строя постоянного взрывобезопасного освещения разрешать пользоваться только взрывобезопасными фонарями шахтного типа; ремонт электропроводки во взрывоопасных помещениях разрешать только при обесточенной линии; запрещать определять утечки или наличие газа в помещении при помощи огня; ударные инструменты должны быть изготовлены из цветных металлов (медь, латунь, бронза); запрещать хранение в производственных помещениях промасленных обтирочных материалов, т.к. возможно их самовозгорание.

Для ликвидации аварии следует точно определить место утечки, локализовать опасный участок, далее следовать плану ликвидации возможных аварий и пожаров, который разработан для каждого цеха.

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников

ЧС на территории предприятия и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относятся:

- осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от ЧС;
- организация защиты населения и его жизнеобеспечения в ЧС;
- обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в ЧС;
- организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

Таким образом, в данном разделе были проанализированы потенциально вредные и опасные факторы на производстве, которые могут оказать влияние на организм работника во время проведения мероприятий для поддержания безгидратного режима во время эксплуатации установки подготовки газа. Необходимо строго соблюдать технику безопасности при ведении работ, использовать средства индивидуальной защиты, быть осведомленным о причинах возникновения чрезвычайных ситуаций и знать порядок действий для их устранения.

Рекомендованы мероприятия по устранению вредных и опасных производственных факторов. Рассмотрены особенности экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы, регламентирующие деятельность с точки зрения трудового законодательства и охраны труда.

Заключение

В условиях современной экономики, для газодобывающей промышленности важно сокращать затраты на борьбу с гидратообразованием. С уменьшением пластовых давлений каждый год, условия для формирования гидратов в системах сбора и подготовки природного газа становятся все более благоприятными, однако цена на антигидратные ингибиторы продолжает возрастать. Для газодобывающих предприятий это требует поиска рациональных способов использования антигидратных реагентов.

В работе анализировалась проблема борьбы с образованием гидратов при помощи ингибиторов в узлах технологической схемы подготовки газа нижнемеловых отложений при его охлаждении.

Рассмотрено геологическое строение Ямбургского НГКМ, свойства и структура газогидратов, которые образуются при взаимодействии углеводородов с молекулой воды.

Был произведен анализ причин образования газогидратов в системе сбора и подготовки газа на УКПГ-1В. Эти причины включают в себя низкую температуру и высокое давление, наличие гидратообразующих веществ в газе, таких как метан, этан, двуокись углерода и др., а также наличие воды в жидкой фазе. Кроме того, описан процесс подготовки газа по схеме низкотемпературной абсорбции.

Проанализированы современные методы борьбы с гидратообразованием и проведено сравнение различных видов ингибиторов. Обоснованы преимущества применения метанола, как ингибитора гидратов. Вязкость метанола составляет 0,597 мПа·с, что значительно меньше, чем вязкость гликолей. Для метанола не требуется теплоизолировать ингибиторопровод, реагент легко смешивается с газом из-за его высокой летучести, имеет низкую температуру замерзания (до минус 90 °С) и слабую коррозионную активность.

Часовой расход метанола для предотвращения гидратообразования для узлов КРД-2р составил 60,72 кг/ч и БТДА-1р – 42,42 кг/ч, следовательно на

турбину детандера необходимо подать меньшее количество метанола. Результаты можно объяснить тем, что перепад температуры на детандере больше на 10 °С, чем на дросселе и содержание влаги в газе после БТДА-1р меньше.

Для разложения гидратов при начальном давлении 3,4 МПа необходимо подавать метанол с концентрацией 75 кг/ч.

В среде Aspen HYSYS V10 оценено влияние дросселирования на образование газовых гидратов в подготавливаемом газе. Без ввода метанола в поток газа происходит образования гидратов II типа. При добавлении метанола с расходом 65 кг/ч гидраты отсутствуют, что с достаточной точностью совпадает с результатами расчета по уравнениям Бюкачека и Кортаева.

Потенциальная экономическая эффективность связана с затратами ингибиторов для борьбы с гидратообразованием в узлах технологической схемы подготовки газа. Суммарные расходы на использование метанола составили 6,98 млн. руб., что примерно в полтора раза ниже, чем на использование этиленгликоля и хлористого кальция.

В разделе «Социальная ответственность» были проанализированы вредные и опасные производственные факторы. Изучены производственная безопасность, экологическая безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях. Рекомендации по устранению вредных и опасных производственных факторов и контролем за безопасностью помогут обеспечить безопасную работу персонала в газовой промышленности и высокий уровень защиты окружающей среды.

Список используемых источников

1. Добыча нефти и газового конденсата в России в 2022 г // Деловой журнал «Neftegaz.RU» – 2011. – [Электронный ресурс], URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/768736-dobycha-nefti-i-gazovogo-kondensata-v-rossii-v-2022-g-vyrosla-na-2-1-gaza-upala-na-13-4/> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст: электронный.
2. Яценко, С.Е. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления / С.Е. Яценко // Достижения науки и образования. – 2018. – № 19 – С. 18–19.
3. Технологический регламент эксплуатации участка комплексной подготовки газа Газового промысла № 1В. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», – 2018. – 328 с.
4. Кэррол, Д. Гидраты природного газа: справочное пособие / Джон Кэррол; перевод с английского. – М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг», – 2007. – 316 с.
5. Истомин, В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В.С. Якушев. – М.: Недра, – 1992. – 236 с.
6. Макогон, Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, – 1985. – 232 с.
7. Коротаев Ю.П. Подготовка газа к транспорту / Ю.П. Коротаев, Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, Л.М. Саркисян – М.: Недра, 1973. – 239 с.
8. Нечваль, А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебное пособие / Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа: УГНТУ: ДизайнПолиграфСервис, – 2001. – 165 с.
9. Бараз, В.И. Сбор газа на нефтяных промыслах / В.И. Бараз.– Москва: Недра, – 1984. – 176 с.
10. Катаев, К.А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа / К.А. Катаев // Всероссийский журнал научных публикаций. – 2011. – №1 (2) – С. 22–23.

- 11.Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти / В.А. Истомин – М.: ВНИИГАЗ, – 2004. – 213 с.
- 12.Тройникова, А.А. Совершенствование методов предупреждения гидратообразования на газовых и газоконденсатных месторождениях: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: дис. ... канд. тех. наук / Тройникова Анна Александровна; Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ. – Москва, 2022. –142 с. – Библиогр.: с. 12–23. – Текст: непосредственный.
- 13.Мурин, В.И. Технология переработки природного газа и конденсата: справочник: в 2 частях / А.И. Афанасьев, В. И. Мурин и др. – М: Недра, – 2002 – 517 с.
- 14.Жданова, Н.В. Осушка углеводородных газов / Жданова Н.В., Халиф А.В. – 2-е изд. – М: Химия, – 1984. – 192 с.
- 15.Сергеева, Д.В. Моноэтиленгликоль как ингибитор газовых гидратов: термодинамический анализ / Д.В. Сергеева, В.Б. Крапивин, В.А. Истомин, С.И. Долгаев, А.В. Прокопов, В.Г. Квон, Ю.А. Герасимов // Вести газовой науки. – 2021. – №2 (47) – С. 155–162.
- 16.Овчинников, В.П. Гидратообразование в нефтегазодобыче: учебное пособие / В.П. Овчинников, В.В. Чеботарев, А.Р. Хафизов – Тюмень: ТИУ, – 2022. – 198 с.
- 17.ГОСТ 20060-2021 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде.
- 18.Кустубаев, А. А. Анализ эффективности работы гликолей и водометанольного раствора на примере Ямбургского месторождения / А. А. Кустубаев, Т. Т. Мансуров; науч. рук. М. В. Мищенко // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных,

- посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне: в 2 томах – Томск : Изд-во ТПУ, 2020. – т. 2. – С. 102–103.
- 19.СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.
- 20.СТО Газпром 5.11-2008. Конденсат газовый нестабильный. Общие технические условия.
- 21.Тройникова, А.А. Перспективы применения электролитов как ингибиторов гидратообразования / А.А. Тройникова, В.А. Истомин, А.П. Семенов, Д.В. Сергеева, В.Г. Квон, Э.Ж. Муратова // Вести газовой науки. – 2017. – № 2 (30) – С. 104–109.
- 22.Макогон, Ю.Ф. Гидраты природных газов / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1974. – 208 с.
- 23.Коротченко, Р. К. Технологическое решение по борьбе с газогидратами в шлейфах в условиях Арктики / Р. К. Коротченко, К. А. Рогова; науч. рук. Ю. А. Максимова // Творчество юных – шаг в успешное будущее: Арктика и её освоение: материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – С. 196–199.
- 24.Сеноманские залежи // Деловой журнал «Neftegaz.RU» – 2011. – [Электронный ресурс], URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142048-senomanskie-zalezhi/> (дата обращения: 28.04.2023). – Текст: электронный.
- 25.Годовой геологический отчет за 2003 год. ООО «Ямбурггаздобыча», 2006. – 198 с.
- 26.Анализ текущего состояния разработки нижнемеловых отложений Ямбургского НГКМ. Технологические показатели разработки нижнемеловых отложений ЯНГКМ на перспективу, – 2017 г.

- 27.Пятибрат, В.П. Подземная гидромеханика. Учебное пособие. – Ухта: УГТУ. – 2002. – 100 с.
- 28.Гриценко, А.И. Сбор и промысловая переработка газов на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомина. – М.: Недра, – 1999. – 473 с.
- 29.Ингибиторы для борьбы с образованием гидратов // Studbooks.net – 2022. – [Электронный ресурс] URL: https://studbooks.net/1750946/geografiya/ingibitory_borby_obrazovaniem_gidratov (дата обращения: 10.04.2023). – Текст: электронный.
- 30.Предупреждение и борьба с образованием гидратов природных газов // Studfile.net – 2022. – [Электронный ресурс] URL: <https://studfile.net/preview/9395197/page:42/> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст: электронный.
- 31.Будник, В.А. Методическое пособие по программе подготовки студентов технологических дисциплин. Работа в среде Hysys. – Салават, – 2010. – 28 с.
- 32.Бочкарев В.В. Оптимизация химико-технологических процессов: учебное пособие / В.В. Бочкарев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, – 2014. – 264 с.
- 33.Производители метанола (метилового спирта): 9 заводов России // o-zavodah – 2023. – [Электронный ресурс], URL: <https://o-zavodah.ru/zavody-proizvoditeli-metanol/> (дата обращения: 10.05.2023). – Текст: электронный.
- 34.Метанол на Крайнем Севере // Деловой журнал «Neftegaz.RU» – 2011. – [Электронный ресурс], URL: https://neftgaz.ru/analysis/oil_gas/329324-metanol-na-kraynem-severe/ (дата обращения: 10.05.2023). – Текст: электронный.

- 35.Каталог поставщиков гликолей // Пульс цен – 2023. – [Электронный ресурс], URL: <https://tomsk.pulscen.ru/price/040435-glikoli> (дата обращения: 11.05.2023). – Текст: электронный.
- 36.Каталог поставщиков хлористого кальция // Пульс цен – 2023. – [Электронный ресурс], URL: <https://tomsk.pulscen.ru/search/price?q=хлористый+кальций> (дата обращения: 11.05.2023). – Текст: электронный.
- 37.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022).
- 38.СТО Газпром 18000.1-001-2014: Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром».
- 39.ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.
- 40.ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
- 41.ГОСТ 21753–76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.
- 42.ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
- 43.ГОСТ 12.1.005-88 СББТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 44.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 45.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 46.ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 47.СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
- 48.СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

- 49.ГОСТ 12.4.296-2015 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания.
- 50.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 51.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 52.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 53.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 54.ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
- 55.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 56.ГОСТ Р 59641-2021 Средства противопожарной защиты зданий и сооружений. Средства первичные пожаротушения.
- 57.СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
- 58.Специальная оценка условий труда // Газпром добыча Ямбург – 2023. – [Электронный ресурс], URL: <https://yamburg-dobycha.gazprom.ru/about/documents/sout/> (дата обращения: 8.05.2023). – Текст: электронный.
- 59.Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание (утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. № 204).
- 60.ГОСТ 2222-95. Метанол технический. Технические условия.
61. ГОСТ Р 58882-2020. Заземляющие устройства. Системы уравнивания потенциалов. Заземлители. Заземляющие проводники. Технические требования.

- 62.ГОСТ 12.4.124-83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
- 63.Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957).
- 64.ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
- 65.ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

Приложение Б

Значения коэффициентов А и В для уравнения Бюкачека

Темп-ра,°С	А	В	Темп-ра,°С	А	В	Темп-ра,°С	А	В
0	0,145	0,00347	12	10,72	0,7670	60	152,0	0,562
-38	0,178	0,00402	14	12,39	0,0855	62	166,5	0,399
-34	0,267	0,00538	16	13,94	0,0930	64	183,3	0,645
-30	0,393	0,00710	18	15,75	0,1020	66	200,5	0,691
-28	0,471	0,00806	20	17,87	0,1120	68	219,0	0,741
-26	0,566	0,00921	22	20,15	0,1227	70	238,5	0,793
-24	0,677	0,01043	24	22,80	0,1343	72	260,0	0,841
-22	0,809	0,01168	26	25,50	0,1463	74	283,0	0,902
-20	0,960	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306,0	0,965
-18	1,144	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335,0	1,023
-16	1,350	0,01705	32	36,10	0,1 89	80	363,0	1,083
-14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394,0	1,148
-12	1,868	0,02115	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
-10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462,0	1,250
-8	2,550	0,02710	40	56,20	0,263	88	501,0	1,290
-6	2,990	0,03035	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
-4	3,480	0,03380	44	69,20	0,310	92	582,5	1,365
-2	4,030	0,03770	46	76,70	0,335	94	624,0	1,405
0	4,670	0,04180	48	85,30	0,363	96	672,0	1,445
2	5,400	0,04640	50	94,00	0,391	98	725,0	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776,0	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093,0	2,620
8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487	120	1520,0	3,410
10	9,390	0,0696	58	138,00	0,521	130	2080,0	4,390