

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема диссертации
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА            МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ            (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.279.8-048.78(571.16)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Пелёвин Александр Сергеевич		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Л.В.	к.х.н., с.н.с.		

#### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

По разделу ВКР, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i></b>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<b><i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i></b>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Зятиков П.Н.

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

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Пелёвин Александр Сергеевич

Тема диссертации:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА          МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ          (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора	01.03.2019 № 1642/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20 мая 2019 г.
------------------------------------------	----------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической и технической информации по Мыльджинскому месторождению, тексты и графические материалы расчетов планово-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение</li> <li>2. Теоретические основы низкотемпературной сепарации газа</li> <li>3. Технологические варианты модернизации узла охлаждения газа на УКПГ</li> <li>4. Постановка задачи исследования</li> </ol>

	5. Объект и методы исследования 6. Модернизация технологии подготовки газа 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность 9. Заключение
<b>Перечень графического материала</b>	1. Актуальность работы 2. Задачи исследования и цель работы 3. Защищаемое положение 4. Динамика пластового давления 5. Технологическая схема УКПГ 6. Факторы, влияющие на степень НТС 7. Предложение и метод исследования 8. Модернизированная схема НТС 9. Результаты исследования 10. Результаты модернизации 11. Экономическая эффективность

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина М.С.
Раздел ВКР, выполненный на английском языке	Доцент, к.п.н., Гутарева Н.Ю.

**Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику**

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Пелёвин Александр Сергеевич		

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2019 г.
------------------------------------------	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.10.2017	<i>Теоретические основы низкотемпературной сепарации газа</i>	10
01.12.2017	<i>Технологические варианты модернизации узла охлаждения газа на УКПГ</i>	20
01.03.2018	<i>Постановка задачи исследования</i>	15
01.05.2018	<i>Объект и методы исследования</i>	20
01.10.2018	<i>Исследование различных технологических схем подготовки газа</i>	10
01.02.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
01.04.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
01.05.2019	<i>Оформление работы</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Л.В.	К.Т.Н., с.н.с.		

**Согласовано:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н.		

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА.....	12
1.1 Основные факторы, влияющие на процесс НТС.....	12
1.2 Достоинства и недостатки установки НТС.....	13
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ МОДЕРНИЗАЦИИ УЗЛА ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА НА УКПГ.....	15
2.1 Процесс дросселирования.....	16
2.2 Процесс эжектирования.....	19
2.3 НТС с внешним холодильным циклом.....	20
2.4 НТС с газодинамическим сепаратором.....	21
2.5 Технология НТС с ТДА.....	21
3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	26
4 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	30
4.1. Характеристика сырья УКПГ МГКМ.....	30
4.1.1 Физико-химические свойства сухого природного газа.....	31
4.1.2 Физико-химические свойства нестабильного конденсата.....	32
4.2 Характеристика установки.....	34
4.3 Технология подготовки газа.....	35
4.4 Характеристика программного комплекса HYSYS.....	40
5 МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА.....	44
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
6.1 Основные фонды.....	51
6.2 Затраты на монтаж компрессорной установки.....	52
6.3 Общие данные оборудования горизонтальной насосной установки...53	
6.4 Амортизационные отчисления для оборудования компрессорной ....54	
6.5 Нормативный показатель затрат на все виды ремонта для каждого оборудования компрессорной установки.....	57
6.6 Нормативный показатель затрат на замену быстроизнашивающихся частей.....	59
6.7 Нормативные затраты на энергоносители.....	63
6.8 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы .....	64
6.9 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость.....	65
6.10 Стоимость эксплуатации машины в год.....	66
6.11 Расчет экономического дохода при использовании горизонтальной насосной установки.....	67
6.12 Оценка экономической эффективности.....	67
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....72	
7.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	72

7.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	73
7.2	Производственная безопасность.....	75
7.2.1	Анализ вредных факторов.....	75
7.2.2	Анализ опасных факторов.....	82
7.3	Экологическая безопасность.....	84
7.3.1	Анализ воздействия объекта на атмосферу.....	84
7.3.2	Анализ воздействия объекта на гидросферу.....	85
7.3.3	Анализ воздействия объекта на литосферу.....	85
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
7.4.1	Анализ возможных ЧС.....	86
7.4.2	Меры по предупреждению пожаробезопасности.....	86
7.4.3	Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.....	88
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	90
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	92
	ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	95

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 с., 9 рис., 11 табл., 24 источников, 1 прил.

Ключевые слова: сырой газ, пластовое давление, дросселирование, эффект Джоуля-Томсона, низкотемпературный сепаратор, товарный газ, точка росы, турбодетандер-компрессорный агрегат, нестабильный конденсат.

Объектом исследования является технология подготовки газа по методу низкотемпературной сепарации.

Цель работы – предложить способ поддержания заданного технологического режима в низкотемпературном сепараторе в период компрессорной эксплуатации установки подготовки газа.

В результате исследования в программном комплексе HYSYS. предложена технология низкотемпературной сепарации с использованием турбодетандера и двухступенчатым компримированием газа перед турбодетандером, разработана модернизированная технология подготовки газа, выполнен расчет экономической эффективности проекта. Турбодетандер-компрессорный агрегат L-3000 с номинальным расходом по газу 190000 м<sup>3</sup>/ч позволяет обеспечить в низкотемпературном сепараторе температуру на уровне минус 25 °С и повысить степень осушки газа в 2,5 раза. Двухступенчатое компримирование газа перед ТДКА создает необходимый перепад давления на рабочем колесе детандера для эффективной подготовки газа.

Область применения: установки подготовки газа на нефтегазоконденсатных месторождениях

Экономическая эффективность работы проекта обусловлена поддержанием заданного технологического режима при снижении входных параметров, а именно: начального давления, что не приведет к естественному снижению проектных мощностей, а также даст дополнительный рост производительности (сухой газ, стабильный конденсат, пропан-бутановая смесь).

## Обозначения и сокращения

- УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
- ТДКА – турбодетандер компрессорный агрегат;
- БКС – блочная компрессорная станция;
- ННГ – низконапорный газ;
- ДКС – дожимная компрессорная станция;
- УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата;
- УКУГ – узел коммерческого учета газа;
- МПП – модуль подготовки газа;
- УВШ – узел входа шлейфов;
- БТВРМ – блок травления, выветривания и распределения метанола;
- РСМ – расходный склад метанола;
- РЖ – разделитель жидкости;
- КГС – «казанский» газосепаратор;
- СВГС – «северо-васюганский» газосепаратор;
- ВГ – выветриватель газа;
- СВГКМ – Северо-васюганское газоконденсатное месторождение;
- КНГКМ – казанское нефтегазоконденсатное месторождение;
- ГНП – газонаполнительный пункт;
- МГКМ – Мыльджинское газоконденсатное месторождение;
- СПБТ – смесь пропана и бутана технического;
- НК – нестабильный конденсат;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты.

## **ВВЕДЕНИЕ**

По ряду причин с каждым годом возрастает роль газа в мировом топливно-энергетическом балансе. Это вызвано более низкой, в сравнении с другими видами топлива, стоимостью газа и его потребительскими свойствами: высокой стабильностью и однородностью состава, калорийностью, технологичностью использования и транспортировки, а также высокой экологичностью. [1]

Для России природный газ - это один из весомых пунктов энергетической независимости и безопасности, и недавние события, происходящие на мировом пространстве, это наглядно показывают.

Надежное функционирование нефтегазовой сферы является необходимым условием обеспечения нормальной жизнедеятельности любого государства, в том числе и России. Без топлива и энергии невозможно решить ни одну из стоящих перед Россией проблем подъема экономики страны и благосостояния нашего населения на качественно новый уровень.

В специфических условиях новой России ТЭК (энергетический сектор экономики) обеспечивает почти 25 % ВВП страны, до 50 % всех поступлений налогов и сборов в консолидированный бюджет и 60–70 % экспорта Российской Федерации. От экспорта энергоресурсов зависят и позиции России на мировой арене. [1]

Добываемый на месторождении пластовый газ содержит в своем составе пластовую воду, углеводородный конденсат, активные и инертные примеси. Поэтому продукцию скважин подвергают обработке, в частности, на УКПГ. Совместно с УКПГ, как правило, используются установки деэтанзации и стабилизации конденсата. В результате получают три товарных продукта: осушенный газ, стабильный конденсат и пропан-бутановую фракцию (ПБФ).

Независимо от используемой на промысле технологии, соблюдение норм и улучшение качества готового сырья, а также экономическая целесообразность требуют как можно более высокой четкости разделения

пластовой смеси углеводородов на целевые продукты и подготовки их к транспортировке.

В настоящее время существуют следующие способы подготовки газа:

1. Абсорбционная осушка.
2. Адсорбционная осушка.
3. Низкотемпературная сепарация.
4. Масляная абсорбция.

В данной работе рассматривается низкотемпературная сепарация и условия поддержания всех параметров процесса на заданном уровне с целью обеспечения качества готового сырья согласно требованиям СТО Газпром 089-2010. В связи с длительной эксплуатацией МГКН месторождения, на УКПГ которой применяется способ подготовки газа низкотемпературной сепарацией, происходит снижение пластового давления. Данный факт приводит к тому, что происходят изменения термобарических параметров на входе в УКПГ. Это приводит к изменению технологического режима, а, следовательно, снижению нагрузок. Поэтому необходимо проводить модернизацию установки, чтобы повысить давление на входе в УКПГ до проектного значения. [2]

Целью данной работы является выбор способа поддержания заданного технологического режима в низкотемпературном сепараторе в период компрессорной эксплуатации установки подготовки газа.

# 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

Низкотемпературные технологические процессы применяются главным образом для обработки природных газов газоконденсатных месторождений с целью одновременной осушки и извлечения целевых компонентов - тяжелых углеводородов и инертных газов при наличии их заметных количеств.

Главным направлением в проектировании низкотемпературных установок для промышленной обработки конденсатосодержащих газов на период после 2000 г. может стать разработка промышленных процессов с более низкими температурными уровнями и, кроме того, отличающихся повышенной технологической гибкостью. Под гибкостью понимаются возможности использования технологии при варьировании в широком диапазоне входных параметров (температура, давление, состав) обрабатываемого углеводородного сырья, а также выделения тех или иных целевых продуктов в объемах, зависящих от их текущего спроса. Необходим более дифференцированный подход к технологическим процессам на вновь обустриваемых месторождениях, учитывающий не только специфику эксплуатационных объектов, но и долговременные тенденции по рынкам сбыта продукции газовой промышленности.

## 1.1 Основные факторы, влияющие на процесс НТС

*Основные факторы, влияющие на процесс НТС:*

- *Состав сырьевого газа.* Чем тяжелее состав исходной смеси (чем больше средняя молекулярная масса газа), тем выше степень извлечения жидких углеводородов.

- *Влияние температуры.* Температуру на установках НТС выбирают, исходя из необходимой точки росы, обеспечивающей транспортировку газа по трубопроводу в однофазном состоянии, а в ряде случаев и, исходя из

необходимости увеличения степени конденсации пропана и бутанов. Для легких газов снижение температуры сепарации от 0 до минус 40 °С обеспечивает существенный рост степени извлечения конденсатообразующих компонентов.

- *Влияние давления.* Давление сепарации определяется давлением в магистральном трубопроводе и в пределах обычно используемых давлений (5–7,5 МПа) мало влияет на степень извлечения компонентов C<sub>3</sub> и выше. Более важен свободный перепад давления, позволяющий достигать низких температур сепарации. В период снижения пластового давления эффективность работы установок НТС поддерживается на прежнем уровне путем ввода дожимного компрессора и внешнего холодильного цикла.

## **1.2 Достоинства и недостатки установки НТС**

*К достоинствам установок НТС можно отнести:*

- низкие капитальные вложения и эксплуатационные затраты при наличии свободного перепада давления;
- осушку газа до точки росы, которая необходима для соблюдения требований СТО Газпром 089-2010 и возможности дальнейшей отгрузки товарного газа.

*Для установок НТС характерны следующие недостатки*

- низкие степени извлечения газового конденсата, особенно для «тощих» газов;
- высокие потери целевых компонентов с товарным газом;
- снижение эффективности процесса из-за облегчения состава газа или повышение температуры НТС;
- необходимость реконструкции на период исчерпания свободного перепада давления;
- применение ингибитора гидратообразования.

Установки НТС могут найти оправданное применение на небольших месторождениях с коротким сроком разработки, когда более сложные установки не успевают окупиться, а так же как метод первичной обработки при подаче газа на переработку на отдаленный НПЗ.

Как показывает зарубежный опыт, процесс НТС перерос в процесс низкотемпературной конденсации, отличающийся значительно более низкими температурами охлаждения потока газа до  $-90 \div -120$  °С. [3]

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ МОДЕРНИЗАЦИИ УЗЛА ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА НА УКПГ

Одним из основных технологических процессов промышленной переработки газа и газового конденсата на газовых и газоконденсатных месторождениях является процесс сепарации. Процесс сепарации во многом определяет эффективность последующих промышленных технологических процессов (абсорбция, адсорбция, низкотемпературная сепарация), а так же качество и количество получаемых газа и газового конденсата для последующего транспорта и заводской переработки, а так же надежную и безопасную работу дожимных компрессорных станций.

Фактор давления играет главную роль в газовой промышленности, так как именно под его действием газ перемещается с промыслов на завод, проходит все ступени подготовки и поступает в линию товарного газа.

В процессе разработки месторождения, в связи с падением пластового давления, эффективность установки низкотемпературной сепарации с использованием дросселя снижается. Качественная подготовка газа к транспорту и извлечение целевых компонентов сохраняется на приемлемом уровне первые 10–12 лет, и то при условии оптимальных отборов газа. При падении входного давления на сепараторе и поддержании его на прежнем уровне, температура сепарации начнет расти. Для поддержания ее на прежнем уровне необходимо вводить в установку низкотемпературной сепарации дополнительные технологические аппараты.

В отечественной газовой отрасли промышленную подготовку газа газоконденсатных месторождений с высоким конденсатным фактором осуществляют по технологии низкотемпературной сепарации, которая имеет несколько модификаций. В качестве источников холодопроизводящего элемента используют дроссель, эжектор, турбодетандерный агрегат и другие устройства. Извлечение углеводородов  $C_{5+B}$  с использованием таких технологий составляет 90–97 %, остаточное содержание  $C_{5+B}$  в составе газа

сепарации – около  $5 \text{ г/м}^3$ , но может достигать  $10 \text{ г/м}^3$ . Степень извлечения бутана, пропана и тем более этана в составе нестабильного конденсата не высока и составляет около 55, 35–40, или 7–10 % соответственно. Увеличение извлечения  $C_{5+V}$  из пластового газа может быть достигнуто совершенствованием технологических схем низкотемпературной сепарации и ректификации, а также разработкой перспективных комбинированных технологий, сочетающих адсорбционные, абсорбционные и низкотемпературные узлы подготовки газа.

## **2.1 Процесс дросселирования**

В настоящее время основным низкотемпературным процессом промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений России все еще остается процесс низкотемпературной сепарации с охлаждением газа за счет использования избыточного давления на входе в установку. Охлаждение газа осуществляется посредством его дросселирования, т.е. используется эффект Джоуля-Томсона. Процесс дросселирования является изоэнтальпийным и при характерных термобарических условиях функционирования промышленных установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному снижению температуры обрабатываемого газа (в диапазоне 3–4,5 градуса на 1 МПа, причем величина дифференциального дроссель-эффекта зависит от состава газоконденсатной смеси и возрастает с понижением температуры газа до дросселя). Таким образом, метод НТС основан на конденсации гомологов метана из природного газа, обычно при температуре от минус 10 до минус  $30^\circ\text{C}$ , и последующем разделении жидкой и газовой фаз, находящихся в состоянии достаточно близком к термодинамическому равновесию.

За рубежом метод НТС впервые был апробирован в США для извлечения жидких углеводородов из продукции скважин газоконденсатных месторождений (первая промышленная установка пущена в эксплуатацию в 1950г). Теоретические проработки рассматриваемой технологии начаты во

ВНИИГазе уже в 1953 г.

Процесс НТС в отечественной практике впервые реализован на промыслах Краснодарского края (первая установка НТС пущена в эксплуатацию на Ленинградском газоконденсатном месторождении в 1959г.). Последующее внедрение установок НТС на Шебелинском месторождении и других месторождениях Украинской республики требовало новых модификаций и усовершенствования процесса. Затем процесс НТС был успешно реализован на месторождениях Средней Азии, Оренбургском и Карачаганакском ГКМ.

В северных условиях технология НТС впервые в России была применена на уникальнейшем Вуктыльском газоконденсатном месторождении, потенциальное содержание конденсата в котором доходило до  $400 \text{ г/м}^3$ . Аналогичная технология была разработана и реализована в восьмидесятых годах при подготовке проектов обустройства гигантских северных месторождений – Уренгойского и Ямбургского (УКПГ валанжинских залежей).

Вариант технологии НТС представлен на рисунке 2.1. Сырой газ со скважин поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор 1, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат, выпавшие в стволах скважин и газосборных сетях. Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник 2 типа газ-газ для рекуперации холода сдросселированного газа, где охлаждается на  $10-15 \text{ }^\circ\text{C}$  и более. Охлажденный газ из теплообменника подают на расширительное устройство 3, после которого его температура вследствие эффекта Джоуля-Томсона понижается от минус 10 до минус  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ . [7]

Условные обозначения к рисунку 2.1: 1,4 – сепараторы; 2, 5 – теплообменники; 3 – штуцер (дроссель); 6 – насос; 7 – установка регенерации гликоля; 8 – фильтр; 9 – трехфазный разделитель; 1 - сырой газ; 11 - сухой газ; III - конденсат газовый и вода; IV – конденсат газовый и гликоль регенерированный.



отложения в теплообменнике и низкотемпературном сепараторе находят применение комплексные ингибиторы, предупреждающие как образование гидратов, так и отложение парафинов. В случае коррозии оборудования в ингибитор вводят и антикоррозийные реагенты.

Водная фаза (т.е. водный раствор ингибитора) и углеводородный конденсат, выделившиеся в сепараторе 4, поступают в разделитель 9, где углеводородный конденсат частично дегазируется. Далее конденсат направляют на установку его стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриватель), затем дебутанизированный конденсат поступает на отдельную газофракционирующую установку (с целью получения дизтоплива, бензина газоконденсатного, пропеллентов, хладагентов и других целевых продуктов). Газы дегазации низкого давления могут быть использованы на внутренние нужды. Отработанный водный раствор ингибитора гидратообразования (насыщенный гликоль или водный раствор метанола) направляется на установку регенерации. [3]

## **2.2 Процесс эжектирования**

В настоящее время эжектор газ-газ - традиционный аппарат установки НТС. Принципиальная схема установки НТС с эжектором в варианте трехступенчатой сепарации показана на рисунке 2.2. Технология НТС с эжектором впервые реализована на Вуктыльском газоконденсатном месторождении. [8]

В связи с падением пластового давления в ходе эксплуатации месторождения простая технология НТС с некоторыми указанными выше усовершенствованиями, позволяет проводить качественную подготовку газа к дальнему транспорту и обеспечивает извлечение целевых компонентов ( $C_{5+в}$  и отчасти  $C_3 - C_4$ ) на приемлемом уровне только первые 10-12 лет эксплуатации месторождения.

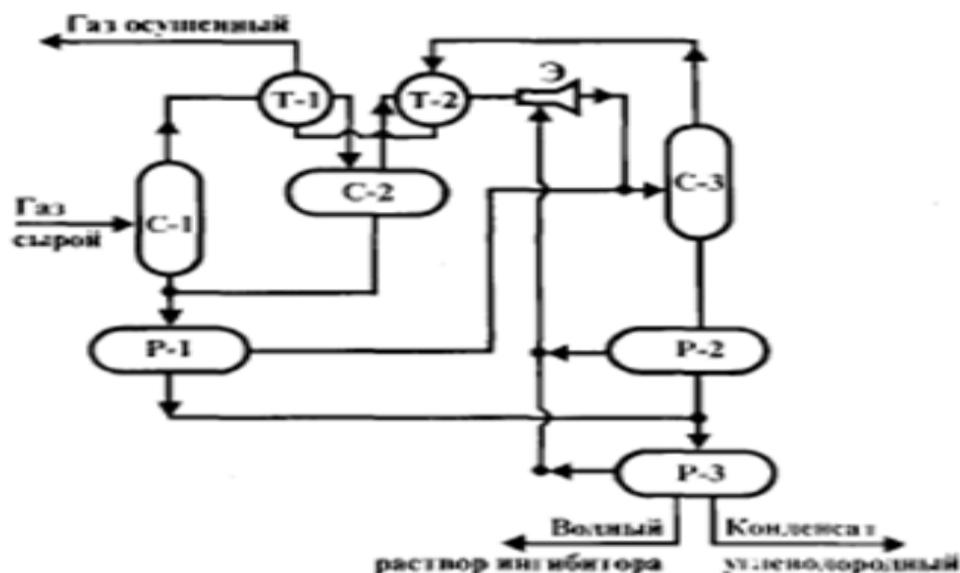


Рисунок 2.2 - Схема установки НТС с эжектором [3]

Преимущество данного метода заключается в более высоком качестве продукта, возможности перераспределять эжектируемый поток, также в более качественном теплообмене, исключающим излишнюю потерю тепла. [9]

### 2.3 НТС с внешним холодильным циклом

В качестве хладагента используются пропан и смеси углеводородов. В отечественной практике пропановая холодильная установка (ПХУ) была внедрена на Оренбургском газоперерабатывающем заводе, она позволила проводить процесс сепарации газа на температурном уровне около минус 30 °С. Установки НТС с холодильным циклом позволяют продлить период работы УКПГ без ДКС и снизить энергетические затраты на компримирование газа на ДКС примерно на 50 % по сравнению с эжекторной или дроссельной технологиями. При этом резко сокращается количество газоперекачивающих агрегатов. Применение ПХУ потребует включения в схему НТС дожимного компрессора на газах конечной ступени дегазации конденсата. Холодильная установка представляет собой

самостоятельный технологический объект с собственной инфраструктурой, в частности с довольно сложной системой хранения хладагента, что требует значительного увеличения площади застройки завода. В целом технология НТС с ПХУ на температурном уровне до минус 30°C и может рассматриваться как реальная альтернатива турбодетандерной или дроссельной (эжекторной) технологиям. [3]

## **2.4 НТС с газодинамическим сепаратором**

Устройства газодинамической сепарации, или 3S-сепараторы, пока не получили широкого распространения в практике подготовки газа, однако они обладают определенными достоинствами, которые позволяют им занять промежуточное положение между дросселем (эжектором) и ТДА. По простоте конструкции и энергетическим затратам на ДКС данное устройство близко к эжектору, а по выходу углеводородного конденсата к ТДА. [3]

## **2.5 Технология НТС с ТДА**

Технологические схемы НТС с ТДА в последнее время получили широкое распространение в газовой отрасли. В российской газовой отрасли продолжается активное внедрение ТДА в промышленные технологии подготовки газа. Массовое использование ТДА обусловлено возможностью достижения значительно более низких температур по сравнению с дроссельной или эжекторной технологиями при том же перепаде давления.

Технология предполагает использование политропного, близкого к изоэнтальпийному, расширения газа в качестве холодопроизводящего процесса. Расширяющийся газ совершает работу, причем КПД процесса превышает 80 %, только 15 - 20 % располагаемой работы переходят в теплоту (в отличие от изоэнтальпийного расширения газа в дросселирующем устройстве).

Подключение турбодетандерных агрегатов на УКПГ возможно согласно двум схемам: «компрессор-детандер» («К-Д») или «детандер-

компрессор» («Д-К»). Примером применения ТДА в составе промышленных объектов подготовки газа с подключением согласно схеме «К-Д» является УКПГ-1В Ямбургского НГКМ (рисунок 2.3).

В зимний период работа УКПГ-1В осуществляется по технологии НТС с эжектором, ТДА включаются только в теплый период года. Примером установки НТС с ТДА в обвязке «Д-К» является УКПГ Бованенковского НГКМ (рисунок 2.4).

Последовательность процессов компримирования и детандирования в схеме НТС (подключение ТДА по схемам «К-Д» или «Д-К») оказывает существенное влияние на технологические параметры работы установки и выходы товарной продукции. Фактические режимы работы УКПГ применительно к обоим вариантам подключения ТДА ограничиваются температурами НТС минус 35 минус 30 °С.

Однако технологические расчеты показывают, что при увеличении перепада давления могут быть достигнуты температуры сепарации до минус 55 °С. При этом выявляется различие между схемами подключения. Подключение «К-Д» обеспечивает постоянную температуру НТС около минус 35 °С круглогодично. Работа технологической схемы при подключении ТДА по схеме «Д-К» позволяет более полно использовать холод окружающей среды. Так, в зимний период может быть достигнута температура сепарации минус 50 °С, однако летом - всего лишь минус 25 °С. Для УКПГ месторождений Крайнего Севера, когда холод окружающей среды используется 9 месяцев в году, среднегодовая температура сепарации по такой схеме подключения ТДА составит примерно минус 45 °С . [10]

Условные обозначения к рисунку 2.3: С-1, С-3 - сепараторы; Р-1, Р-2 - разделители; Т-1, Т-2, Т-3 - теплообменники; А-1 - отдувочная колонна; А-2 - абсорбер; КРР-1, КРР-2 - краны-регуляторы расхода; КРД-1, КРД-2 - краны-регуляторы давления; Е - емкость; Н-1, Н-2 - насосы; Э-1 – эжектор

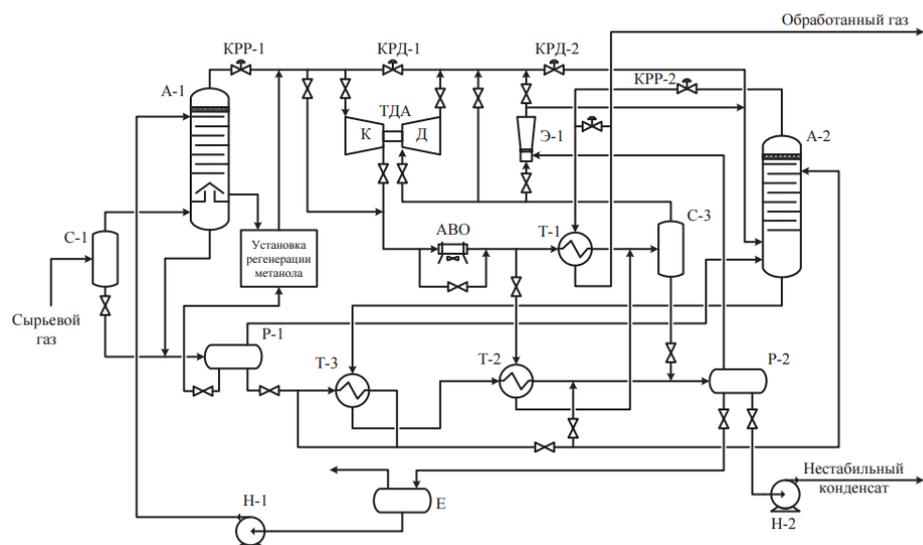


Рисунок 2.3 – Технологическая схема НТС с ТДА с обвязкой по схеме «компрессор-детандер» [3]

По сравнению со схемами, использующими изоэнтальпийное расширение, термодинамически эффективная технология НТС с ТДА обладает следующими преимуществами:

- 1) существенного снижения требуемого перепада давления для достижения необходимой температуры газа;
- 2) более позднего ввода ДКС, причем с меньшим давлением нагнетания;
- 3) достижения значительно более низких температур газа при том же перепаде давления;
- 4) безальтернативности применения ТДА для подготовки газа месторождений Крайнего Севера, на которых требуется не только обеспечить минимальные температуры НТС, но и отрицательную температуру подготовленного газа на выходе из установки (на входе в газопровод).

В первую очередь это касается летнего сезона, когда охлаждение газа за счет АВО резко сокращается или прекращается вовсе, при этом вынужденно снижается рекуперация холода в теплообменниках «газ–газ». В то же время ТДА обладает рядом недостатков, которые отчетливо проявились в процессе эксплуатации установки НТС с ТДА на УКПГ:

1) сложные условия эксплуатации ТДА. Эксплуатация УКПГ всегда характеризуется переменными режимами работы, как по расходным, так и по термобарическим параметрам. Обрабатываемая среда – многофазный поток, состоящий из газа, углеводородной жидкости, водного раствора антигидратного реагента (метанола или этиленгликоля), пластовых механических примесей, продуктов воздействия на пласт и компрессорного масла ДКС;

2) ТДА всегда работает с повышенными жидкостными нагрузками по входному потоку, часто с превышениями в десятки раз по отношению к требованиям производителей ТДА. Надо отметить, что еще не создан надежный и приемлемый по цене сепаратор, способный обеспечить капельный унос углеводородного конденсата и ингибитора гидратообразования менее 20 мг/м<sup>3</sup>;

3) компрессор ТДА вносит теплоту в систему подготовки газа, что снижает эффект охлаждения газа в турбодетандере и критично для установок НТС, где нужно обеспечить отрицательные температуры товарного газа;

4) эксплуатация ТДА требует наличия специально подготовленного персонала специалистов по компрессорной и турбохолодильной технике;

5) разработка исходных требований к ТДА обуславливает проведение многочисленных расчетных исследований установки НТС с охватом сезонных изменений и всего жизненного цикла месторождения.

6) в процессе эксплуатации ТДА довольно часто приходится останавливать, а вместе с ним и технологическую линию. Выход новой (резервной) линии на требуемый температурный режим работы происходит в течение 20 – 40 мин. Это означает, что за такое время в МГ поступает некондиционный газ с повышенными точками росы;

7) в случае применения этиленгликоля в качестве антигидратного реагента перед расширением в турбодетандере газ необходимо осушить в специальном абсорбере высококонцентрированным (не менее 83-85 %) водным раствором гликоля, так как впрыск жидкости (антигидратного

реагента) в поток перед детандером недопустим по условиям эксплуатации турбомашин. [11]

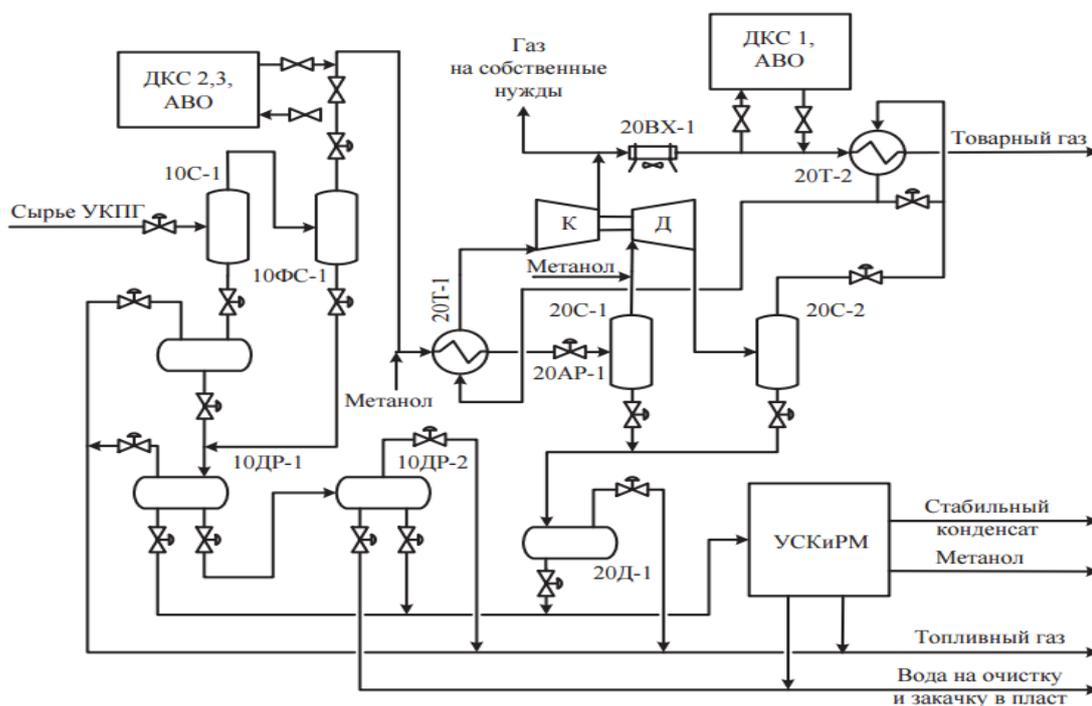


Рисунок 2.4 – Технологическая схема НТС с ТДА с обвязкой по схеме «детандер-компрессор»: 10С-1, 20С-1, 20С-2 - сепараторы; 10ДР-1, 10ДР-2 - дегазаторы-разделители; 10ФС-1 - фильтр-сепаратор; 20Д-1 - дегазатор; 20ВХ-1 - воздушный холодильник; 20ТД-1 - турбодетандерный агрегат; 20Т-1, 20Т-2 - теплообменники; 20АР-1- арматурный узел; УСКиРМ - установка стабилизации конденсата и регенерации метанола. [3]

Таким образом, технология НТС с ТДА является оптимальной для подготовки газа месторождений Крайнего Севера, на которых требуется одновременно обеспечить минимальные температуры НТС и отрицательную температуру подготовленного газа на выходе из установки НТС. Тогда как при проектировании обустройства остальных объектов целесообразно рассматривать альтернативные технологии с использованием дросселя, эжектора, установок генерации внешнего холода, устройств газодинамической сепарации (3S-сепараторов) и др.

### 3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Мыльджинское газоконденсатное месторождение введено в эксплуатацию в 1999 году и разрабатывается по настоящее время. Установка комплексной подготовки газа рассчитывалась на объемы добычи газа  $X$  тыс. м<sup>3</sup>/час, поэтому была предложена технология низкотемпературной сепарации с использованием дросселя. Начальное пластовое давление составляло  $X$  МПа, что позволяло поддерживать достаточный перепад давления на дросселе без компримирования газа после первой ступени сепарации для поддержания заданного технологического режима и достижения оптимальных параметров выходного потока продукта: точка росы по углеводородам в летний период минимальная минус  $5\text{C}^0$ , по воде минус  $14\text{C}^0$ , в зимний период точка росы по углеводородам минимальна минус  $10\text{C}^0$ , по воде минус  $20\text{C}^0$ .

В состав УКПГ на МГКМ входит установка дезтанизации и стабилизации конденсата, которая запроектирована на максимальную нагрузку  $X$  тонн стабильного конденсата в час. На УДСК подготавливаются два продукта:

- 1) стабильный конденсат, который перекачивается насосами в центральный нефтесборный пункт Лугинецкого месторождения;
- 2) смесь пропан-бутана технического.

Изначально в проекте разработки МГКМ не была заложена система поддержания пластового давления, и с последующими годами эксплуатации месторождения продуктивный пласт истощался. С 2006 года наблюдается резкое снижение пластового давления (рисунок 3.1).

В процессе эксплуатации УКПГ после принятия нового закона РФ об использовании попутного нефтяного газа, появилась необходимость модернизации узла охлаждения газа с использованием эжектора «газ-газ». Эжектор был внедрен в технологическую схему как запасная линия дросселя и служил в первую очередь для утилизации низконапорного газа, поступающего с разделителей жидкости и УДСК.

В 2002 году было введено в эксплуатацию Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение. В настоящее время УКПГ на СВГКМ не эксплуатируется, весь газоконденсатный поток поступает на МГКМ.

В 2009 году «Томскгазпром» начинает эксплуатировать Казанское нефтегазоконденсатное месторождение и так же весь отсепарированный ПНГ в виде газоконденсатной смеси поступает на УКПГ МКГМ.

Таким образом, в этот период нагрузка на УКПГ МГКМ значительно увеличилась: с X тысяч м<sup>3</sup>/час до X тысяч м<sup>3</sup>/час. Одновременно с этим из-за падения пластового давления перепад давления на дросселе уменьшился и его стало недостаточно для поддержания заданного технологического режима в низкотемпературном сепараторе. По этой причине в эксплуатацию ввели дожимную компрессорную станцию после первой ступени сепарации, которая позволила поддерживать технологический режим до 2015 года.

С 2014 года объемы подготовки газа на МГКМ увеличены до X тысяч м<sup>3</sup>/час, при пластовом давлении в X МПа. Проблема поддержания низких температур на последней ступени сепарации вновь стала актуальной.

В период с 2015 года по 2017 год произошла реконструкция двух линий подготовки газа на МГКМ с внедрением ТДКА, что позволило поддерживать технологический режим подготовки газа на заданных параметрах.

В 2018 году на Казанском месторождении ввели в эксплуатацию УКПГ и стали самостоятельно подготавливать сырой газ до требуемых технологических параметров. В связи с этим на Мыльджинском месторождении сократилась нагрузка по сырому газу, а так же поменялся компонентный состав газа. Падение пластового давления продолжалось, и, как следствие уменьшения количества поступающего газа на подготовку, произошло значительное снижение объемов нестабильного конденсата получаемого из сырого газа.

Мыльджинское месторождение находится на четвертом этапе разработки пластовой залежи, которое характеризуется падением пластового

давления и снижением добычи жидких углеводородов. Из-за продолжающегося снижения пластового давления уменьшается разница давлений между устьем скважин и входным давлением на УКПГиК, тем самым происходит уменьшение скорости движения потока газожидкостной смеси из пласта на установку подготовки газа. При снижении пластового давления и скорости потока тяжелые углеводороды переходят из газовой фазы в жидкую фазу в стволах скважин. Таким образом, постепенно весь ствол скважины заполняется жидкими тяжелыми углеводородами и происходит значительное уменьшение дебита скважины по газу. Для эффективной работы скважин необходимо периодически все углеводороды из ствола скважины сжигать на факельной установке. Это приводит к значительным потерям по добыче газового конденсата. Для интенсификации извлечения жидких углеводородов из продуктивного пласта необходимо увеличить скорость потока газожидкостной смеси путем снижения входного давления на УКПГиК МГКМ. Но снижение входного давления на УКПГиК не позволит подготавливать газ до нужных технологических параметров.

Необходимо найти такой вариант модернизации узла охлаждения газа, который позволял бы не выходить из заданного температурного режима в НТС, и не терять нестабильный газовый конденсат, являющийся сырьем для УДСК и ценным товарным продуктом промысла. [2]

### **3.1 Необходимость модернизации УКПГиК**

Мыльджинское нефтегазоконденстаное месторождение находится в периоде 4 этапа разработки месторождения, который характеризуется падением пластового давления. Тем самым происходит снижения добычи жидких углеводородов, для интенсификации притока тяжелых углеводородов из продуктивного пласта необходимо снижение входного давления на УКПГиК МНГКМ с X МПа до X МПа. Из-за снижения входного давления произойдет уменьшение перепада давления на узле охлаждения газа, что приведет к выходу из оптимальной работы УКПГиК из требуемых

технологических параметров. Для поддержания заданного технологического режима и требуемых параметров для осушки газа предлагаю исследовать возможность модернизации технологического процесса, а именно: внедрить на дожимной компрессорной станции (ДКС) двухступенчатое компримирование газа перед узлом охлаждения. Данное решение позволит интенсифицировать приток жидких углеводородов путем снижения входного давления, а так же выдержать заданный технологический режим подготовки газа в НТС.

Целью данной работы является предложение способа поддержания заданного технологического режима в низкотемпературном сепараторе в период компрессорной эксплуатации установки подготовки газа.

Задачи исследования:

1. Анализ существующей технологической схемы установки подготовки газа.

2. Предложения по дополнению технологической схемы подготовки газа с целью обеспечения требуемых параметров технологического режима в низкотемпературном сепараторе.

3. Оценка технологической и экономической эффективности предлагаемой технологии.

## 4 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 4.1. Характеристика сырья УКПГ МГКМ

Исходное сырьё – пластовый газ МНГКМ, пластовый газ СВГКМ, попутный нефтяной газ КНГКМ, попутный нефтяной газ СОНГКМ. Молекулярная масса газа – 21,52 г/моль.

Пластовый газ – смесь углеводородов метанового ряда (алканов  $C_1$ - $C_{30}$ ) с незначительным содержанием неуглеводородных компонентов, таких как азот ( $N_2$ ) и углекислый газ ( $CO_2$ ); соединения серы отсутствуют. [4]

Попутный нефтяной газ – смесь углеводородов метанового ряда (алканов  $C_1 - C_{12}$ ) с незначительным содержанием неуглеводородных компонентов, таких как азот ( $N_2$ ) и углекислый газ ( $CO_2$ ); соединения серы отсутствуют. Компонентные составы газов представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Компонентный состав газоконденсатной смеси, поступающей на вход УКПГ Мыльджинского ГКМ

Компоненты	Состав газа по месторождениям, % мол.		
	Мыльджинское ГКМ	Южная группа месторождений	Северо-Васюганское ГКМ
$C_1$	87,770	79,760	81,56
$C_2$	3,220	5,330	5,02
$C_3$	2,310	6,040	3,93
изо- $C_4$	0,680	1,970	1,18
н- $C_4$	0,820	2,040	1,29
изо- $C_5$	0,340	0,650	0,54
н- $C_5$	0,300	0,430	0,42
$C_6$	0,370	0,410	0,49
$C_7$	0,240	0,186	0,586
$C_8$	0,179	0,051	0,436
$C_9$	0,079	0,021	0,192
$C_{10}$	0,061	0,012	0,101
$C_{11}$	0,041	0,006	0,050
$C_{12+}$	0,078	0,004	0,025
Азот	3,167	2,14	3,49
$CO_2$	0,345	0,95	0,69
<b>Всего</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Газ имеет 100 %-ное насыщение влагой.

Продукцией УКПГ являются:

- сухой газ отбензиненный, очищенный от механических примесей и осушенный от влаги и тяжёлых углеводородов;
- нестабильный газовый конденсат с незначительным содержанием водометанольного раствора.

#### 4.1.1 Физико-химические свойства сухого природного газа

Бесцветный газ, легче воздуха, предельно-допустимая концентрация газа в воздухе - 300 мг/м<sup>3</sup>, горюч, взрывоопасен, предел взрываемости по метану - 5-15,7 % об., температура воспламенения 450°C, токсичен, средний удельный вес 0,795 кг/м<sup>3</sup>, низшая теплотворная способность 11147 ккал/кг. Молекулярная масса газа 17,83 г/моль. [5]

Природный газ, прошедший УКПГ согласно техническим условиям СТО Газпром 089-2010, должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам

Наименование показателя	Значение для макроклиматических	
	умеренный	холодный
1. Компонентный состав, молярная доля, %	<b>Определение обязательно</b>	
2. Температура точки росы по воде (ТТР <sub>в</sub> ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см <sup>2</sup> ), °С, не выше:	минус	минус
– зимний период	10,0	20,0
– летний период	минус	минус
	10,0	14,0

Продолжение таблицы 4.2

<p>3. Температура точки росы по углеводородам (<math>T_{TP_{ув}}</math>) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:</p> <p>– зимний период</p> <p>– летний период</p>	<p>минус 2,0</p> <p>минус 2,0</p>	<p>минус 10,0</p> <p>минус 5,0</p>
<p>4. Массовая концентрация сероводорода, г/м<sup>3</sup>, не более</p>	<p>0,020</p>	
<p>5. Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м<sup>3</sup>, не более</p>	<p>0,016</p>	
<p>6. Массовая концентрация общей серы, г/м<sup>3</sup>, не более</p>	<p>0,030</p>	
<p>7. Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м<sup>3</sup> (ккал/м<sup>3</sup>), не менее</p>	<p>31,80 (7600)</p>	
<p>8. Молярная доля кислорода, %, не более</p>	<p>0,020</p>	
<p>9. Молярная доля диоксида углерода, %, не более</p>	<p>2,5</p>	
<p>10. Массовая концентрация механических примесей, г/м<sup>3</sup>, не более</p>	<p>0,001</p>	
<p>11. Плотность при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup></p>	<p>Не нормируют, определение обязательно</p>	

## 4.2 Характеристика установки

УКПГ предназначена для подготовки природного газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения и Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения попутного нефтяного газа Казанского нефтетегазоконденсатного месторождения и Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения до соответствия требованиям СТО Газпром 089-2010.

В состав УКПГ входят основные и вспомогательные, рассмотрим только основной объект МПГ, их в системе УКПГ 3 единицы. Отделение основной массы (75 %) капельной, жидкой фазы и механических примесей из газожидкостной смеси, поступающей от кустов скважин, осуществляется на 1-й и 2-й ступенях сепарации. После первой ступени сепарации сырой газ через теплообменник Т-3 направляется на дожимную компрессорную станцию, где его давление повышается, после чего газ возвращается обратно в МПГ-1,2,3 для дальнейшей подготовки (рисунок 4.1).

Осушка газа до требуемой точки росы по влаге и углеводородам производится за счет совершения газом внутренней работы в турбодетандер-компрессорном агрегате и рекуперации холода в теплообменниках Т-1, Т-2.

Товарная продукция УКПГ – сухой газ подаётся в систему магистральных газопроводов ООО «Газпром Трансгаз Томск». Сухой газ УКПГ используется также в качестве топливного газа на газодизельной электростанции (ГДЭС) для производства электроэнергии, на котельной МГКМ, на печах огневого нагрева УДСК, в качестве продувочного, топливного газа на факелах высокого и низкого давления, а также в качестве топливного газа и для сухих газодинамических уплотнений дожимной компрессорной станции.

Жидкость из сепаратора С-1 направляется в трехфазный разделитель РЖ-1, где разделяется на газ, конденсат и метанольную воду. Из РЖ-1 газ

поступает в блочную компрессорную станцию низконапорных газов, конденсат – в разделитель жидкости РЖ-2.

Метанольная вода из разделителя жидкости РЖ-1 через выветриватель газа ВГ-1/1 сбрасывается в производственную канализацию.

Жидкость из сепараторов С-2 и С-3, пройдя предварительный подогрев в теплообменниках ТК-1 и ТР-2, поступает в трёхфазный разделитель РЖ-2. Газ из РЖ-2 направляется в блочную компрессорную станцию низконапорных газов. Метанольная вода, из разделителя жидкости РЖ-2 через выветриватель газа ВГ-12 подается на колонны отдувки метанола К-1 и К-2 насосами Н-1 УСТРМ, либо направляется в промливневую канализацию и далее на очистные сооружения.

Нестабильный конденсат из РЖ-2 направляется на УДСК. Нестабильный конденсат на УДСК методом ректификации разделяется на метан-этановую фракцию (МЭФ), ШФЛУ и стабильный конденсат. МЭФ с УДСК, объединяясь с газом отдувки из РЖ-1 и РЖ-2, поступает в блочную компрессорную станцию низконапорных газов и далее возвращается в МПГ-2 или МПГ-3.

Для предотвращения гидратообразования при понижении температуры газожидкостной смеси перед аппаратами Т-1, Т-2, КР-3, КР-1, ТР-2 в поток газа и жидкости предусмотрен впрыск метанола. Для обратного снабжения УКПГ метанолом, предусмотрена колонна отдувки метанола К-1, она позволяет уменьшать потребление свежего метанола за счет его повторного использования. [2]

### **4.3 Технология подготовки газа**

Сбор продукции с кустов скважин осуществляется по коллекторно-лучевой схеме, включающей семь самостоятельных коллекторов диаметром 200-300 мм, по которым газожидкостная смесь от кустов скважин поступает на УКПГ.

Продукция добывающих скважин по НКТ поступает в верхний боковой отвод фонтанной арматуры, проходит через регулируемый дроссель и по теплоизолированным трубопроводам (от вертикальных и наклонных скважин) и (от горизонтальных скважин) подается на распределительную гребенку куста скважин. Технологическое рабочее давление газа после дросселя для разных кустов скважин не превышает 8,3 МПа, температура плюс 5 – 39 °С. От кустов скважин природный газ по индивидуальным газопроводам-шлейфам поступает на УВШ №1, 2, где распределяется на три МПГ.

Продукция скважин МГКМ, отсепарированный газ от С-1 (СВГС), С-1,2 (КГС) с узла входа шлейфов с давлением 3,0-5,0 МПа и температурой плюс 5 – 15 °С поступает по трубопроводу на первую ступень сепарации в вертикальный сепаратор С-1.В сепараторе первой ступени С-1, под действием сил гравитации происходит предварительное отделение из газового потока капельной жидкости и мехпримесей.

Отделившаяся жидкая фаза (газовый конденсат, метанольная вода и механические примеси) отводится в разделитель жидкости РЖ-1 с давлением 4,0 – 5,6 МПа и температурой плюс 5 – 25 °С.

Частично отсепарированный газовый поток, по трубопроводу с давлением 3,5-5,0 МПа и температурой плюс 5 минус 15°С из сепаратора С-1 поступает в трубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3, где нагревается обратным потоком газа от ДКС с температурой, проходящего по межтрубному пространству, до температуры 17-30 °С. Далее газ поступает на вход в горизонтальные сепараторы ФС-1,2 цеха сепарации ДКС, очищенный газ направляется на всас газоперекачивающих агрегатов ГПА-1,2,3, отсепарированная жидкость поступает на вход РЖ-1 по линии пластовой жидкости. После компримирования на ГПА, газ с давлением 6,5-7,3 МПа, температурой плюс 30-70 °С направляется на аппараты воздушного охлаждения АВО-4,5,6, где охлаждается до температуры плюс 20-35°С.

Затем частично охлажденный газ разделяется на два потока. Часть газа по трубопроводу подается на колонны отдувки метанола К-1, К-2. Остальная часть газа направляется в межтрубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3 где охлаждается до температуры плюс 10-18 °С.

Затем газ подается в трубное пространство двухсекционного теплообменник «газ-газ» Т-1 (Т-2), где охлаждается обратным холодным потоком осушенного газа до температуры 0 минус 20°С.

Охлажденный в теплообменнике Т-1 (Т-2) прямой поток газа с давлением 6,5-7,2 МПа, по трубопроводу поступает в сепаратор второй ступени С-2. В сепараторе С-2 происходит отделение капельной жидкости, которая сконденсировалась в результате снижения температуры в теплообменниках Т-1, Т-2.

Отделенные в сепараторе С-2 газовый конденсат, вода и метанол, через клапан регулятор с давлением 2,6-2,8 МПа и температурой до минус 40°С поступают в межтрубное пространство теплообменника ТК-1, где нагреваются обратным потоком газа с блочной компрессорной станции до температуры минус 18 до плюс 25°С, далее поток проходит через трубный пучок теплообменника ТР-2, где нагревается до температуры плюс 15-30°С стабильным конденсатом от УДСК или паром от котельной и выводится в разделитель жидкости РЖ-2.

Освобожденный от капельной жидкости газовый поток из С-2, с давлением 6,5-7,3 МПа и температурой 0 минус 20°С, поступает на лопатки входного направляющего аппарата (ВНА) детандер-компрессорного агрегата, где давление снижается до 5,0 МПа. Расширение газа на турбине позволяет преобразовать его потенциальную энергию давления в механическую работу, таким образом, обеспечивая его охлаждение до температуры минус 40°С. Нагрузкой турбины является центробежный компрессор. Оператор, дистанционно или по месту, изменяя степень открытия лопаток ВНА,

приводимым в действие воздухом КИПиА, имеет возможность изменять расход газа через турбину в диапазоне от 2,4 млн.м<sup>3</sup>/сутки до 5,5 млн. м<sup>3</sup>/сутки.

После турбины газ поступает в низкотемпературный сепаратор третьей ступени С-3. Также на вход низкотемпературного сепаратора С-3 с давлением 3,7-5,0 МПа поступают газы с блочной компрессорной станции, охлажденные до температуры минус 15°С в трубном пространстве теплообменника ТК-1 обратным потоком конденсата от сепараторов С-2 и С-3. В низкотемпературном сепараторе С-3 происходит отделение капельной жидкости-сконденсированной в результате снижения температуры до минус 25 минус 40°С. В низкотемпературном сепараторе С-3 происходит отделение сконденсированной капельной жидкости. Отсепарированная жидкость (газовый конденсат, метанольная вода) с температурой 25 минус 40 минус и давлением 3,7-5,5 МПа выводится в трубное пространство теплообменника ТР-2 объединяясь с потоком жидкости с С-2, где нагревается стабильным конденсатом от УДСК до температуры плюс 15-30 °С и поступает в разделитель РЖ-2.

Осушенный от углеводородного конденсата и влаги природный газ из низкотемпературного сепаратора С-3, после оперативного замера расхода газа на быстросъемной диафрагме, с температурой минус 25 минус 40°С и с давлением 3,7-5,2 МПа поступает в межтрубное пространство теплообменника Т1 (Т-2), где нагревается прямым потоком сырого газа до минус 12 минус 18 °С.

Нагретый до плюс 12-15°С газовый поток из теплообменников Т-1, Т-2 поступает в компрессорную часть ДКА, где дожимается до давления 5,5 МПа.

Осушенный природный газ с температурой плюс 20-25°С и давлением 5,5 МПа после регулирующего клапана, направляется на одну из замерных

ниток УКУГ и далее в магистральный газопровод «Мыльджинское месторождение – Вертикос».

Жидкая фаза из сепаратора первой ступени С-1, по трубопроводу, с давлением до 5,0 МПа и температурой плюс 5-15°С направляется в разделитель жидкости РЖ-1, где производится разделение на углеводородный конденсат, газ и метанольную воду. В линию входа конденсата в РЖ-1 происходит подача жидкости от С-1,2 Казанского пробкоуловителя. Жидкость из С-1 Северо-Васюганского пробкоуловителя (СВГС) подается в линию пластовой жидкости от ДКС.

Газ дегазации из РЖ-1 с давлением 2,0 МПа и температурой плюс 5-15°С подается на вход в блочную компрессорную станцию. Углеводородный конденсат из РЖ-1 подается на всас насосных агрегатов Н-1 и Н-2 и под давлением 2,5-2,7 МПа перекачивается в разделитель жидкости РЖ-2.

Газовый конденсат, полученный в сепараторах С-2, С-3 с давлением 2,6-2,8 МПа и температурой до минус 40°С подается в межтрубное пространство теплообменника ТК-1, где нагревается обратным потоком газа с блочной компрессорной станции до температуры минус 25 минус 18°С.

Далее газовый конденсат подается в трубный пучок теплообменника ТР-2, где нагревается до температуры плюс 15-30°С стабильным конденсатом от УДСК или паром от котельной. Нагретый углеводородный конденсат из трубного пространства теплообменника ТР-2 с давлением 2,6-2,8 МПа поступает в разделитель жидкости РЖ-2.

В разделителе жидкости РЖ-2 происходит разделение жидкой фазы на метанольную воду и углеводородный конденсат, за счет разности плотностей и дегазация жидкой фазы при давлении 2,6-2,8 МПа.

Метанольная вода из разделителя жидкости РЖ-2 выводится в выветриватели газа ВГ-1,2.

Углеводородный конденсат из разделителя жидкости РЖ-2, направляется на УДСК. Газ дегазации из разделителя жидкости РЖ-2, подается на блочную компрессорную станцию, с давлением 2,6-2,8 МПа и

температурой плюс 15-30°C. Схема технологического процесса представлена на рисунке 4.1. [2]

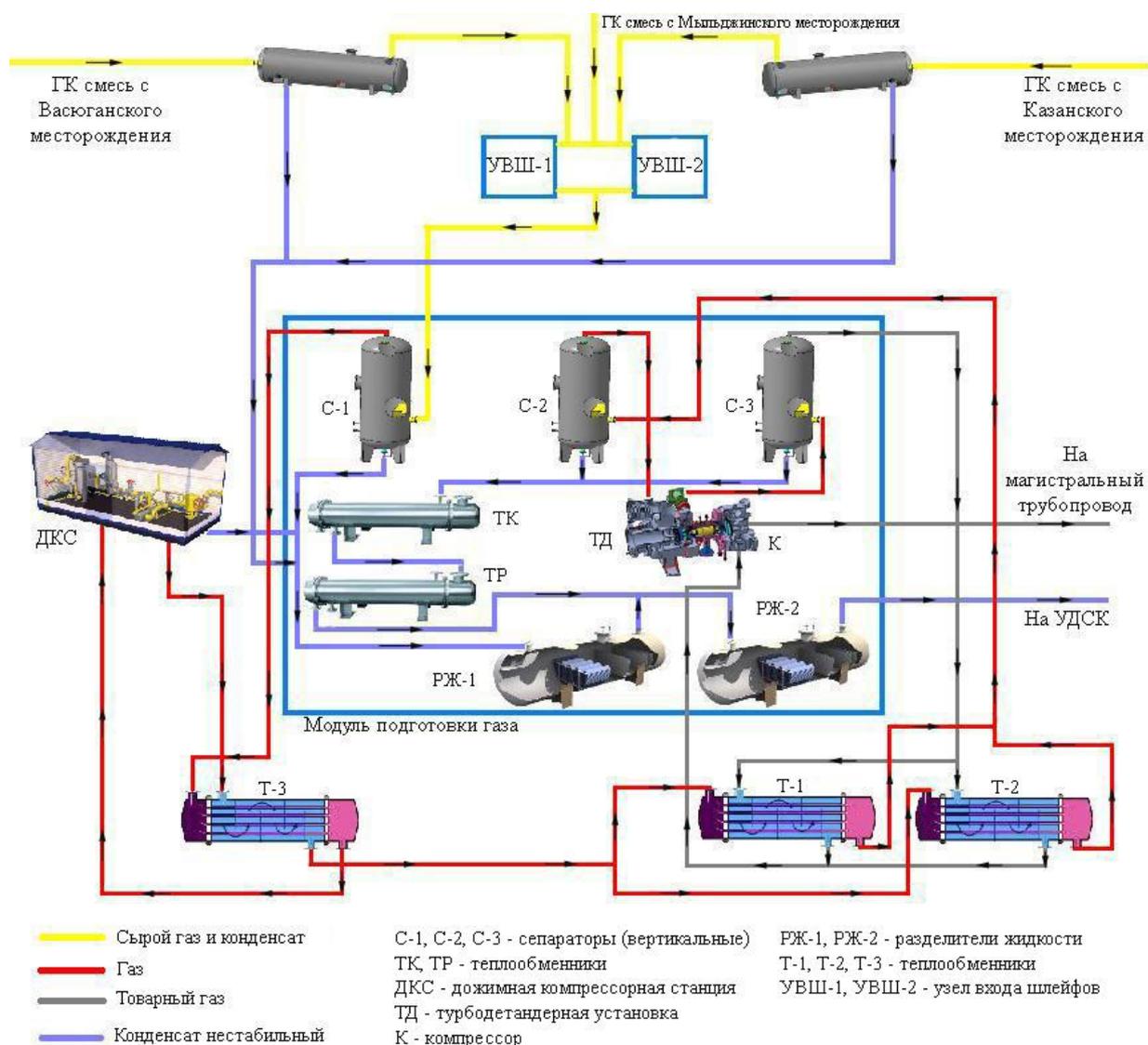


Рисунок 4.1 – Технологическая схема УКПГ

#### 4.4 Характеристика программного комплекса HYSYS

Программный комплекс (ПК) Aspen HYSYS используется для моделирования систем промышленного сбора, транспорта и подготовки нефти и газа, расчета тепло- и массообменных процессов в аппаратах и трубопроводах как в целом, так и в отдельных частях данных систем. [12]

HYSYS включает в себя набор основных блоков и систем, обеспечивающих решение задач математического моделирования химико-технологических процессов, а именно:

1. термодинамические данные о химических веществах;
2. различные методы расчета термодинамических свойств (фазового равновесия, плотности, энтальпии и других свойств газов, жидкостей и твердых веществ);
3. модели оборудования для расчета отдельных элементов технологических схем процессов;
4. инструменты для формирования технологических схем из отдельных элементов;
5. инструменты для расчета технологических схем (балансы, подборы, рециклы и др.)

Библиотека ПК HYSYS дает возможность пользователю создавать гипотетические компоненты для описания углеводородного сырья, например нефти и углеводородного конденсата. [12]

Одной из первоочередных задач расчета тепло- и массообменных процессов является выбор алгоритма, затем необходимым этапом является проверка достаточности исходных данных для точного расчета, а также степени соответствия результатов расчетов данным лабораторных исследований или промышленным данным.

Для моделирования процессов сбора, подготовки и транспорта нефти и газа в программе HYSYS используется уравнение состояния Пенга-Робинсона или его расширенная модификация (для расчета фазовых равновесий) [14]:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V^2-2bV-b^2}, \quad (4.1)$$

где  $P$  - давление смеси, МПа;  $R$  - универсальная газовая постоянная, Дж/(моль/К);  $T$  - температура, К;  $V$  - молярный объем, м<sup>3</sup>/кмоль;  $a, b, \alpha$  - константы;

В программе возможно проводить расчет фазового равновесия, теплового баланса, гидравлического сопротивления при использовании следующих аппаратов:

- сепараторы двух и трехфазные;
- ректификационные колонны;
- теплообменные аппараты различных типов (нагреватели (печи), холодильники, аппараты воздушного охлаждения);
- насосы и компрессоры;
- трубопроводы (газосборные газопроводы сырого газа газопроводы сухого газа, напорные трубопроводы транспорта нефти, конденсата и сжиженных

С помощью ПК HYSYS на стадии проектирования выполняются гидравлические расчеты сети разветвленных трубопроводов с учетом рельефа прокладки, транспорта нескольких фаз, с подбором мест отделения жидкости при транспорте сырого газа, а также определяется оптимальный диаметр трубопроводов в различном диапазоне расходов и давлений.

В области подготовки нефти и газа в ПК HYSYS рассчитываются следующие типовые объекты:

- 1) дожимные насосные станции, установки предварительного сброса воды;
- 2) центральные пункты сбора;
- 3) установки комплексной подготовки газа, стабилизации конденсата;
- 4) станции компрессорные и охлаждения газа;
- 5) установки подготовки и переработки нефтяного газа.

С помощью ПК HYSYS выполняются расчеты фазовых переходов систем *газ – нефть – вода, газ – конденсат – вода* для определения материально-тепловых балансов (МТБ) и выбора оборудования и трубопроводов при проектировании новых объектов промышленной подготовки, оптимизации режимов работы при проектировании

реконструкции действующих установок. В качестве исходных данных, как правило, используются проектная динамика добычи нефти (конденсата), газа и воды и составы пластовых смесей, представленных в проектных технологических документах на разработку месторождений. [13]

В данной работе ПК HYSYS использован для сравнения существующей схемы подготовки газа и модернизированной, сравнения термобарических параметров, состава товарного газа, технологического режима.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ7Р	Пелёвин Александр Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Магистратура</b>	<b>Направление</b>	<b>21.04.01 Нефтегазовое дело</b>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему УКПП второй ступени компримирования»</i>	<i>Оценка затрат на приобретение, установку и годовое обслуживание компрессорных агрегатов, здания, сооружений</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром РД 1.12-096-2004</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет прироста добычи газа за счет модернизации УКПП</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Экономическое обоснование применения компрессорной установки, расчет стоимости покупки, монтажа и годового обслуживания</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет эффективности использования второй ступени компримирования на УКПП</i>

**Перечень графического материала**

1. Расчетные формулы
2. Таблицы:
  - Оборудование для монтажа компрессорной
  - Амортизационные отчисления для оборудования компрессорной
  - Экономические затраты на монтаж установки
  - Надбавки и доплаты к заработной плате работника
  - Расчет заработной платы работников
  - Расчет страховых взносов
  - Стоимость эксплуатации оборудования в год

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ7Р	Пелевин А.С.		

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

### **ВВЕДЕНИЕ**

В магистерской диссертации описывается целесообразность внедрения в систему УКПГ второй ступени компримирования, благодаря которой будет поддерживаться заданный текущий режим без снижения расхода газа. Положительный экономический эффект за счет применения КУ связан с приростом добычи газа в размере 333 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Методика расчета основывается на оценке всех единовременных затрат (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационных затрат на первый год обслуживания и сравнении их с выручкой от реализации проекта. Показатели для расчета включают в себя затраты на приобретение основных фондов, доставку оборудования и конструкций, монтаж, амортизационные отчисления, ремонт оборудования, дополнительную зарплату работникам, страховые взносы, энергоносители, смазочные материалы.

#### **6.1 Основные фонды**

Расчет стоимости необходимого оборудования для монтажа компрессорной установки представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Оборудование для монтажа компрессорной установки

<b>Наименование</b>		<b>Количество</b>	<b>Стоимость, руб.</b>
1	Здание обслуживания, шт	1	10 000 000
2	Компрессорная установка, шт	2	400 000 000
3	Шкаф управления компрессорной, шт	1	500 000
4	Оборудование обеспечения технологического процесса, к-т	1	1 000 000
5	Технологические трубопроводы, к-т	1	10 000 000
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров, к-т	3	103 800
	<b>ИТОГО</b>		<b>421 603 800</b>

Расчет амортизационных отчислений для оборудования компрессорной установки представлен в таблице 6.2. Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 6.2 — Амортизационные отчисления для оборудования компрессорной

№	Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, руб.
1	Здание обслуживания	6	1,8 %	180 000
2	Компрессорная установка	4	3,8 %	7 600 000
3	Шкаф управления компрессорной	5	2,7 %	135 000
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	5	2,7 %	27 000
5	Технологические трубопроводы	5	2,7 %	270 000
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	6	1,8 %	1 900
<b>Итого</b>				613 900

### 6.2 Затраты на монтаж компрессорной установки

Для правильной и безопасной работы установки необходим ее правильный монтаж специалистами инженерно-технического отдела. Рассмотрим основные виды работ, которые необходимы для проведения

монтажа компрессорной установки и представим их в таблице 6.3. Данные виды работ относятся к контрагентным услугам.

Таблица 6.3 – Экономические затраты на монтаж установки

№	Вид монтажных работ	Количество дней	Стоимость работ, тыс. руб.
1	Отсыпка и укрепление площадки под установку здания компрессорной	30	300 000
2	Отсыпка обваловки для недопущения аварийных разливов нефтепродуктов	10	100 000
4	Присоединение свободных концов труб и входам блока распределения	30	1 000 000
5	Опрессовка линии давлением в 250 атм.	30	300 000
<b>Итого</b>		100	1 700 000

Общие затраты на монтаж компрессорной установки на УКПГ составил 1 700 000 рублей. Таким образом единовременные затраты составляют **442 219 400** рублей.

### 6.3 Общие данные оборудования компрессорной установки

Далее рассчитаем стоимость эксплуатации КУ. В состав сметных расценок на эксплуатацию машин  $C_{\text{маш}}$  входят следующие статьи затрат (руб./маш.-час) :

$$C_{\text{маш}} = A + P + B + Z + Э + Г + П, \quad (6.1)$$

где:  $A$  - амортизационные отчисления на полное восстановление, рублей/машино-час;

$P$  – затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание, рублей/машино-час;

*B* – затраты на замену быстроизнашивающихся частей, рублей/машино-час;

*З* – оплата труда рабочих, рублей/машино-час;

*Э* – затраты на энергоносители, рублей/машино-час;

*С* – затраты на смазочные материалы, рублей/машино-час;

*Г* – затраты на гидравлическую и охлаждающую жидкость;

*П* – затраты на перебазировку машин с одной площадки (базы) на другую площадку (базу), включая монтаж машин с выполнением пуско-наладочных работ, демонтаж, транспортировку с погрузочно-разгрузочными работами.

По особо сложным и мощным машинам на операции, связанные с их перебазировкой, разрабатываются отдельные расценки и соответствующие затраты учитываются в сметах отдельными строками.

#### **6.4 Амортизационные отчисления для оборудования компрессорной установки в расчете для каждой единицы в руб./маш.-час.**

Амортизационные отчисления, которые уходят на полное восстановление компрессорной установки определяется по формуле:

$$A_{см} = \frac{B_c \cdot H_a \cdot K_a}{T \cdot 100}, \quad (6.2)$$

где:  $B_c$  – средневзвешенная восстановительная стоимость машин данной типоразмерной группы, учитывающая структуру парка по их маркам на дату введения в действие сметной расценки, руб.;

$H_a$  – норма амортизационных отчислений, процент/год. Показатели  $H_a$  принимаются по установленным единым нормам амортизационных отчислений:

$K_a$  – коэффициент к норме амортизационных отчислений, учитывает отраслевую и региональную специфику применения строительных машин и автотранспортных средств для производства строительно-монтажных работ, а также интенсивность их использования. Коэффициент  $K_a$  применяется при привязке сметных норм и расценок на эксплуатацию машин к данным условиям строительства. При установлении показателя  $K_a$  следует руководствоваться: положением по применению единых норм амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов. Коэффициент  $K_a$  дифференцирован по трем уровням. При расчете и разработке сметной нормы и расценки на эксплуатацию машины учитывается средний режим интенсивности ее использования, при котором  $K_a = 1$  и соответствует основным значениям норм амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов. Результаты представлены в таблице 6.4.

Принимаем  $K_a=1$ ; Т – годовой режим эксплуатации машины.

Таблица 6.4 – Амортизационные отчисления

№	Наименование	Амортизационная группа	Сумма амортизации, руб./маш.-час
1	Здание обслуживания	6	22,79
2	Компрессорная установка	4	88,79
3	Шкаф управления компрессорной	5	1,70
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	5	3,42
5	Технологические трубопроводы	5	34,19
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров	6	0,25

Показатель  $B_c$  определяется по формуле:

$$B_c = C + Z_d, \quad (6.3)$$

где:  $C$  – средневзвешенная цена по маркам машин данной типоразмерной группы при определении затрат на эксплуатацию, определяемая на основе рыночных цен и показателей балансовой стоимости на дату введения в действие сметной расценки (без учета НДС);

$Z_d$  – затраты на первоначальную доставку машины от завода изготовителя к потребителю с учетом транспортных расходов, затрат на тару, затрат на погрузочно-разгрузочные работы, заготовительно-складских расходов на дату введения в действие сметной расценки и упаковку. Показатель  $Z_d$  определяется на основе анализа транспортных схем доставки.

Результаты расчета представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Средневзвешенная восстановительная стоимость машин данной типоразмерной группы

№	Наименование	Средневзвешенная восстановительная стоимость, руб
1	Здание обслуживания	11 000 000
2	Компрессорная установка	20 300 000
3	Шкаф управления компрессорной	550 000
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	1 100 00
5	Технологические трубопроводы	11 000 000
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	123 800

Годовой режим эксплуатации машины. Показатель  $T$  устанавливается вследствие анализа фактических данных по использованию данного вида машин в течение года при изучении сменных рапортов. Потеря времени в связи с отсутствием работ учитываться не должны.  $T$  считается по формуле:

$$T = (365 - (52 \cdot 2 + \Pi_{\partial} + M + P + \Pi)) \cdot K_{pc} \cdot K_c = (365 - (3)) \cdot 12 \cdot 2 = 8688 \text{ час, (1.4)}$$

где: 365 – количество дней в году;

3 – суммарное количество нерабочих в году с учетом общего простоя на ремонт;

$\Pi_{\partial}$  – количество праздничных дней;

$M$ ,  $\Pi$ ,  $P$  – количество перерывов в работах машины;

$K_{pc}$  – нормативная продолжительность рабочей смены;

$K_c$  – коэффициент сменности работы.

$K_c$  исчисляется, как отношение времени, отработываемого машиной за сутки, в среднем в течение года к нормативной продолжительности рабочей смены.

## 6.5 Нормативный показатель затрат на все виды ремонта для каждого оборудования компрессорной установки

$$P = \frac{B_c \cdot H_p}{T \cdot 100}, \quad (6.5)$$

где:  $B_c$  - восстановительная стоимость машины;

$H_p$  – норма годовых затрат;

$T$  – годовой режим работы машины.

Результаты расчета в таблице.6.6

Таблица 6.6 – Затраты на все виды ремонта

№	Наименование	Нормативный показатель затрат на все виды ремонта, руб./маш. час
1	Здание обслуживания	3,41
2	Компрессорная установка	46
3	Шкаф управления компрессорной	4,55
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	6,83
5	Технологические трубопроводы	4,55
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм. 100 метров	4,56

$H_p$  рассчитывается по формуле:

$$H_p = \frac{P+TO}{B_c} \cdot 100\%, \quad (6.6)$$

где:  $P+TO$  – сумма среднегодовых затрат на техническое обслуживание и ремонт, которые включают в себя:

- средства, потраченные на покупку заменяемых агрегатов и запасных частей к ним с учетом всех транспортных расходов;
- стоимость ремонтных материалов с учетом всех транспортных расходов;
- оплату труда ремонтных рабочих; при этом, трудоемкость определяется согласно представленным нормативным документам;
- средства, отчисляемые на эксплуатацию ремонтных баз в части прямых затрат, учитывая амортизацию технологического оборудования;

$B_c$  – сумма показателей восстановительной стоимости машин данной модели в среднем за год; Результаты расчета представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Норма годовых затрат

№	Наименование	Норма годовых затрат для оборудования и коммуникаций, %
1	Здание обслуживания	0,27
2	Компрессорная установка	1,97
3	Шкаф управления компрессорной	7,2
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	5,4
5	Технологические трубопроводы	0,36
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	32

### 6.6 Нормативный показатель затрат на замену быстроизнашивающихся частей

Данный показатель затрат определяется по формуле:

$$B = \frac{(C_{бч} + Z_{д.бч} + Z_{п.бч} \cdot (1 + H + П)) \cdot K_{бч}}{T_p}, \quad (6.7)$$

где:  $C_{бч}$  - цена быстроизнашивающейся части по рыночной стоимости;

$Z_{д.бч}$  – затраты на доставку с учетом транспортных расходов.

Устанавливается для региона;

$Z_{п.бч}$  – оплата труда ремонтных рабочих;

$K_{бч}$  – количество частей. Устанавливается по инструкции на эксплуатацию машин;

$H + П$  – индивидуальные нормы для накладных расходов и сметной прибыли берется в долях от оплаты труда рабочих и составляет 0,7;

$T_p$  – нормативный ресурс на деталь данного вида. Принимается на основе:

- рекомендаций изготовителя;
- данных, приводимых в нормативной литературе;
- фактических показателей срока службы.

Результаты расчета в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Затраты на замену быстро изнашивающихся запчастей

№	Наименование	Ремонт и замена запасных деталей, руб./маш. час
1	Здание обслуживания	0,77
2	Компрессорная установка	8,86
3	Шкаф управления компрессорной	1,08
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	0,73
5	Технологические трубопроводы	0,32
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	0,62

При отсутствии необходимых данных в перечисленных документах количество рабочих определяются по фактическим условиям эксплуатации машины. Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда (табл. 6.9).

Таблица 6.9 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Наименование надбавки	Значение
Районный коэффициент	1,7
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в таблице 6.9, а также количеством техники в виде одной единицы компрессорной установки рассчитывается количество работников, необходимых для эксплуатации данной установки и затраты на *увеличение их заработной платы за счет увеличения зоны обслуживания*, занесем результаты в таблице. 6.10.

Таблица 6.10 – Расчет заработной платы работников

	<b>Машинист компрессоро в дневной</b>	<b>Машинист компрессоро в ночной</b>	<b>Слесарь КИПиА дневной</b>	<b>Слесарь КИПиА ночной</b>
Часовая тарифная ставка, руб.	25	25	19	19
Районный коэффициент, руб.	17,5	17,5	13,3	13,3
Северная надбавка, руб.	12,5	12,5	9,5	9,5
Доплата за вредность, руб.	3	3	2,28	2,28
Время нахождения в пути, руб.	6,25	6,25	4,75	4,75
Вахтовый метод работы, руб.	2,5	2,5	1,9	1,9
Итого, руб./час	66,75	66,75	50,73	50,73
Время работы, часов	4 344	4 344	4 344	4 344
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	289 962	289 962	220 371,12	220 371,12
Общая сумма ЗП, руб.	1 020 666			

Согласно данным расчета из таблицы 6.10, для годового обслуживания компрессорной установки на оплату труда обслуживающим ее работникам необходимо 1 020 666 руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 6.11. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 6.11 – Расчет страховых взносов

	<b>Машинист компрессоров дневной</b>	<b>Машинист компрессоров ночной</b>	<b>Слесарь КИПиА дневной</b>	<b>Слесарь КИПиА ночной</b>
ЗП, руб.	289 962,0	289 962,0	220 371,1	220 371,1
ФСС (2,9%)	8408,9	8408,9	6390,8	6390,8
ФОМС (5,1%)	14788,1	14788,1	11238,9	11238,9
ПФР (22%)	63 791,6	63 791,6	48 481,6	48 481,6
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	579,9	579,9	440,7	440,7
Всего, руб.	87 568,5	87 568,5	66 552,1	66 552,1
Общая сумма, руб.	308241			

Общая сумма страховых взносов на 4 работников за 1 год составила 308 241 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила **1 328 907 руб.**

## 6.7 Нормативные затраты на энергоносители

Определяются по основным видам энергии:

- бензин (кг/руб);
- дизельное топливо (кг/руб);
- электроэнергия (кВт-ч/руб);
- сжатый воздух (м<sup>3</sup>/руб).

Для электроэнергии топлива используется формула:

$$\mathcal{E}_d = N_d \cdot K_n \cdot (C_d + Z_{d,d}), \quad (6.8)$$

где  $N_d$  - норма расхода электроэнергии

Показатель  $N_d$  устанавливается:

- по паспортным данным;
- нормативам, приводимым в технической литературе;
- по фактическим данным;

$K_n$  – коэффициент, учитывающий затраты на электроэнергию при работе пускового двигателя. При отсутствии такового -  $K_n$  не учитывается.

$C_d$  – цена электроэнергии (4,1 руб кВт час);

$Z_{d,d}$  – затраты на передачу электроэнергии до машины, с учетом всех транспортных расходов.

Результаты занесем в таблицу 6.12.

Таблица 6.12 – Затраты на энергоносители

№	Наименование	Затраты на энергоносители для оборудования и коммуникации, руб./маш. час
1	Здание обслуживания	4,92
2	Компрессорная установка	13,12
3	Шкаф управления компрессорной	2,05
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	2,05
5	Технологические трубопроводы	0
6	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	0

### 6.8 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы

Коэффициент  $C_{\partial}$  определяется по формуле:

$$C_{\partial} = (0,044 \cdot C_{mm} + 0,004 \cdot C_{nc} + 0,015 \cdot C_{tm}) \cdot H_{\partial} \cdot K_n, \quad (6.9)$$

где: 0,044, 0,004, 0,015 – коэффициенты, учитывающие расход смазочных материалов;

$C_{mm}$ ,  $C_{nc}$ ,  $C_{tm}$  – рыночные цены на масла, пластические смазки и трансмиссионные масла с учетом всех транспортных расходов (250 руб. - 300 руб. - 400 руб.);

$H_{\partial}$  – норма расхода топлива в среднем за год (500 л. в год);

$K_n$  – коэффициент, учитывающий затраты на бензин при работе пускового двигателя. При отсутствии  $K_n$  не учитывается.

Результаты вычисления занесем в таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Затраты на смазочные материалы

№	Наименование	Затраты смазочные материалы для оборудования и коммуникации, руб./маш. час
1	Здание обслуживания	0
2	Компрессорная установка	1,047
3	Шкаф управления компрессорной	0
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	0
5	Технологические трубопроводы	0
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров	0

### 6.9 Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость

Коэффициент  $\Gamma$  определяется по формуле:

$$\Gamma = \frac{O \cdot D_z \cdot K_\partial \cdot \Pi_z \cdot (C_z + Z_{\partial,z})}{T}, \quad (6.10)$$

где:  $O$  – средневзвешенный показатель вместимости гидравлической системы машины;

$D_z$  – плотность жидкости ( 0,92);

$K_\partial$  – коэффициент доливок (1,5);

$\Pi_z$  – периодичность полной замены жидкости (через каждые 4344 часов – 2раза в год) ;

$C_z$  – цена жидкости ( 100 руб. / л.);

$Z_{\partial,z}$  – затраты на доставку ( 15 руб. /л.);

$T$  – годовой режим работы ( 8688 час.)

Результаты вычисления занесем в таблице 6.14

Таблица 6.14 – Затраты на гидравлическую жидкость

№	Наименование	Затраты на гидравлическую жидкость для оборудования и коммуникаций, руб./маш. час
1	Здание обслуживания	0
2	Компрессорная установка	0,18
3	Шкаф управления компрессорной	0
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	0
5	Технологические трубопроводы	0
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров	0

#### 6.10 Стоимость эксплуатации машины в год

Посчитаем стоимость эксплуатации машины, результаты в таблице

6.15.

Таблица 6.15 – Стоимость эксплуатации оборудования в год

№	Наименование	Стоимость эксплуатации руб/ маш.- час	Количество Часов	Стоимость эксплуатации оборудования в год
1	Здание обслуживания	31,91	8688	277 234,08
2	Компрессорная установка	157,82	8688	1 371 140,2
3	Шкаф управления компрессорной	9,38	8688	81 493,44
4	Оборудование обеспечения технологического процесса	13,03	8688	113 204,64
5	Технологические трубопроводы	39,06	8688	339 353,28
6	Кабель (1кВ) 1x240 кв.мм.100 метров	5,42	8688	47 088,96
<b>Итого</b>				<b>2 182 425,6</b>

Стоимость эксплуатации компрессорной установки в год:

$$C = C_{\text{маш.общ.}} \cdot T + \Pi = \sum C_n \cdot T + \Pi + Z_{\text{общ}} = (31,91 + 158,82 + 9,38 + 13,03 + 39,06 + 5,42 \cdot 8688 + 1\,328\,907) = 251,2 \cdot 8688 + 1\,328\,907 = 2\,182\,425,6 + 1\,328\,907 = 3\,511\,332,6 \text{ руб./ маш. г.}$$

### **6.11 Расчет экономического дохода при использовании горизонтальной насосной установки**

Модернизация УКПГ и запуск в работу второй ступени компримирования даст возможность отгружать  $X$  тыс.м<sup>3</sup>/час товарного газа. В то время как установка подготовки газа без модернизации в целях соблюдения ГОСТа сможет вырабатывать  $X$  тыс.м<sup>3</sup>/час товарного газа. Следовательно чистый прирост отгружаемого потребителю газа в сутки составит  $X$  тыс.м<sup>3</sup>. ( $X$  тыс.м<sup>3</sup>/год) Стоимость 1000 м<sup>3</sup> по состоянию на март 2019 года составляет для Томской области составляет 5242,7 руб.

Общий доход модернизации УКПГ составит:

$$D = 5242,7 X = X \text{ руб (X млрд.руб.)}$$

**Эффект - прирост добычи газа на  $X$  тыс.м<sup>3</sup>/сут.; прирост выручки и как следствие прирост прибыли;**

### **6.12 Оценка экономической эффективности**

Расчет экономической эффективности будет зависеть от трех параметров: стоимости установки ( $C_0$ ), стоимости ее обслуживания в год ( $C$ ), в том числе расходы на зарплату работникам и стоимости монтажа установки. Экономическая эффективность будет рассчитываться относительно дохода от добычи нефти за тот же период ( $D$ ):

$$\Xi = X \text{ руб} - (X + X \text{ руб} = X - X = X \text{ (X млрд. руб.)})$$

Согласно проведенным исследованиям, расходы компании на внедрение в систему УКПГ второй ступени компримирования и годовое обслуживание компрессорной установки на Мыльджинском месторождении  $X$  млн. руб. Данная реконструкция экономически эффективна, также при

внедрении новой системы будет получен дополнительный дебит газа в размере  $X$  тыс.м<sup>3</sup>/год. Доход компании по предварительным расчетам составит  $X$  млрд. руб. за один год.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ7Р	Пелёвин Александр Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Магистратура</b>	<b>Направление</b>	<b>21.04.01 Нефтегазовое дело</b>

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	Установка комплексной подготовки газа и конденсата на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении
-------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>1.1 Правовые норма согласно ТК РФ, N 197-ФЗ</p> <p>1.2 Организационные мероприятия при работе за ПЭВМ</p>
<p><b>2. Производственная безопасность</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> </ul> <p>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</p>	<p>2.1 Анализ вредных факторов</p> <p>2.1.1 Повышенный уровень шума</p> <p>2.1.2 Повышенный уровень вибрации</p> <p>2.1.3 Повышенная загазованность рабочей зоны</p> <p>2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны</p> <p>2.1.5 Отклонение показателей микроклимата в помещении</p> <p>2.2 Анализ опасных факторов</p> <p>2.2.1 Сосуды под давлением</p> <p>2.2.2 Электрический ток</p> <p>2.2.3 Пожароопасность</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу</li> </ul>	<p>3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу</p> <p>3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу</p>

(выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3.3 Анализ воздействия объекта на литосферу
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	4.1 Анализ возможных ЧС 4.2 Меры по предупреждению взрыво и пожароопасной обстановки 4.3 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Пелёвин Александр Сергеевич		

## 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

Во время своей трудовой деятельности человек подвергается воздействию вредных производственных факторов, специфика и количество которых зависит от характера труда. Для предупреждения ухудшения здоровья работника от такого неблагоприятного воздействия на каждом конкретном предприятии или учреждении предусмотрен ряд мер по обеспечению безопасности и экологичности трудовой деятельности.

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места программиста должны быть соблюдены все основные условия.

Целью раздела “Социальная ответственность” является анализ вредных и опасных факторов труда инженера–технолога и разработка мер защиты от них, оценка условий труда на установке комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГК) Мыльджинского газоконденсатного месторождения в цехе добычи и подготовки газа и конденсата. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

## **7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **7.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства**

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

### **7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

При выполнении в течение рабочей смены работ, относящихся к разным видам трудовой деятельности, за основную работу с ПЭВМ следует принимать такую, которая занимает не менее 50 % времени в течение рабочей смены или рабочего дня.

Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПЭВМ, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры, следует считать: ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте, равной 725 мм. Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной не менее 500 мм, глубиной на уровне колен не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног - не менее 650 мм. Конструкция рабочего стула должна обеспечивать: ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм; поверхность сиденья с закругленным передним краем; регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углам наклона вперед до 15 град, и назад до 5 град.; высоту опорной поверхности спинки  $300 \pm 20$  мм, ширину не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости 400 мм; угол наклона спинки в

вертикальной плоскости в пределах  $\pm 30$  градусов; регулировку расстояния спинки от переднего края сиденья в пределах 260-400 мм; стационарные или съемные подлокотники длиной не менее 250 мм и шириной 50-70 мм; регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах  $230 \pm 30$  мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах 350-500 мм. Рабочее место пользователя ПЭВМ следует оборудовать подставкой для ног, имеющей ширину не менее 300 мм, глубину не менее 400 мм, регулировку по высоте в пределах до 150 мм и по углу наклона опорной поверхности подставки до  $20^\circ$ . Поверхность подставки должна быть рифленой и иметь по переднему краю бортик высотой 10 мм. Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края, обращенного к пользователю или на специальной, регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы. Окна в помещениях, где эксплуатируется вычислительная техника, преимущественно должны быть ориентированы на север и северо - восток.

Выполняя планировку рабочего места необходимо учитывать следующее:

1. Рекомендуемый проход слева, справа и спереди от стола 500 мм. Слева от стола допускается проход 300 мм;

2. Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов. Дизайн ПЭВМ должен предусматривать окраску корпуса в спокойные мягкие тона с диффузным рассеиванием света. Корпус ПЭВМ, клавиатура и другие блоки и устройства ПЭВМ должны иметь матовую поверхность с коэффициентом отражения 0,4-0,6 и не иметь блестящих деталей, способных создавать блики. Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей

поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики;

3. Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ;

4. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию;

5. Стул не может располагаться непосредственно на границе площади рабочего места. Рекомендуемое расстояние от спинки стула до границы должно быть не менее 300 мм.

## **7.2 Производственная безопасность**

### **7.2.1 Анализ вредных факторов**

Опасным называется фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает

производительность труда. К таким можно отнести факторы, приведенные в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по осушки природного газа методом низкотемпературной сепарации

Источник фактора, наименование видом работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Технологические операции: 1)замена манометра 2)пуск/остановка высоконапорных насосов 3)пуск турбодетандерных агрегатов 4)контроль огневых работ	1.Повышенный уровень шума 2.Повышенный уровень вибрации 3.Повышенная загазованность рабочей зоны 4.Недостаточность освещенности рабочей зоны 5.Отклонение показателей микроклимата в помещении	1.Сосуды под давлением 2.Электрический ток 3.Пожароопасность	СН 2.2.4/2.1.8-562-96 [1] СН 2.2.4/2.1.8.566–96 [2] СНиП 23-05-95 [3] СанПиН 2.2.4.548–96 [4] РД 34.21.122-88 [5] РД 52.04.52-85 [6]

### **Повышенный уровень шума**

Источников возникновения повышенного уровня шума является установка осушки газа, а именно сепараторы газа, в которых из-за повышенной скорости и расширения газа появляются звуковые колебания. Требование по уровню шума в помещениях - согласно СН 2.2.4/2.1.8-562-96

«Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». Нормативное значение по уровню звукового давления составляет 80 дБА. Предусматриваются ряд мероприятий по снижению уровня шума в цехе осушке газа:

- Сепараторы оснащены необходимыми средствами автоматики, дистанционного управления и не требуют постоянного обслуживания;
- Применение звукоизоляции трубопроводов.

### **Повышенный уровень вибрации**

Источниками интенсивного шума и вибрации являются машины и механизмы с не уравновешенными вращающимися массами, отдельных кинематических парах которых возникают трение и соударения, а также аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и сопровождается пульсацией. Установлены предельно допустимые величины параметров вибрации на постоянных рабочих местах в производственных помещениях в зависимости от среднегеометрических и граничных частот октавных полос и амплитуды (пикового значения) перемещений при гармонических колебаниях. Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96 «Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» предельно допустимые среднеквадратичные значения колебательной скорости лежат в интервале 92–107 дБ относительно  $5 \cdot 10^{-5}$  мм/с. Трудовая деятельность в цехе осушки газа попадает под категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора при длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях $X_0, Y_0$							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с <sup>-2</sup>		дБ		м/с <sup>-2</sup> 10 <sup>-2</sup>		дБ	
	<sup>1</sup> / <sub>3</sub> -	В <sup>1</sup> / <sub>1</sub> -	В <sup>1</sup> / <sub>3</sub> -	В <sup>1</sup> / <sub>1</sub> -	В <sup>1</sup> / <sub>3</sub> -	В <sup>1</sup> / <sub>1</sub> -	В <sup>1</sup> / <sub>3</sub> -	В <sup>1</sup> / <sub>1</sub> -
окт.	окт.	окт.	окт.	окт.	окт.	окт.	окт.	
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		98		0,64		102	
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,20	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,20	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,20	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

## **Повышенная загазованность рабочей зоны**

Источником загазованности может стать разгерметизация технологического оборудования, а также газоопасные работы, связанные с профилактикой насосно-компрессорного оборудования, замена манометра и т.п.

УКПГиК оборудован системой, исключающей возможность загазованности помещений, и включает датчики загазованности. При обнаружении загазованности в контролируемых помещениях или наружных установках в объеме 10 % от НКПВ, контроллер пожаротушения выдает команду на включение звуковой и световой сигнализации по месту и в операторной и на включение аварийной вентиляции.

При достижении загазованности в объеме 20 % от НКПВ происходит отключение аварийной, приточной вентиляции и остановка технологического оборудования.

Газ природный при больших концентрациях (более 15-16%) действует удушающе, так как возникает кислородная недостаточность. При тяжелом отравлении пострадавший должен быть госпитализирован.

В качестве индивидуальных средств защиты могут применяться шланговые противогазы ПШ-1,2 и изолирующие дыхательные аппараты АСВ-2.

## **Недостаточная освещенность**

Освещение одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих мест при правильном освещении повышается производительность труда, улучшается условия безопасности, снижается утомление.

Освещение должно отвечать требованиям СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» (табл. 7.3).

Таблица 7.3 – Допустимые значения освещения по СНиП 23-05-95

Характеристики зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристики фона	Искусственное освещение	
						при системе комбинированного освещения	при системе общего освещения
1	2	3	4	5	6	7	8
Высокой точности	От 0,30 до 0,50	III	а	Малый	Темный	2000	500
						1500	400
			б	Малый	Средний	1000	300
				Средний	Темный	750	200
			в	Малый	Средний	750	300
				Большой	Темный	600	200
г	Средний	Светлый	400	200			
Средней точности	Св. 0,5 до 1,0	IV	а	Малый	Темный	750	300
						б	Малый
			Средний	Темный			
			в	Малый	Светлый	400	200
				Средний	Средний		
				Большой	Темный		
			г	Средний	Светлый	-	200
				Большой	Светлый		
				Большой	Средний		

В основных производственных помещениях предусмотрено два вида освещения - рабочее и аварийное. Для ремонтного освещения принято напряжение 42В. Наружное освещение осуществляется прожекторами с натриевыми газоразрядными типа ДНаТ и дуго-разрядными лампами типа ДРЛ установленными на прожекторных мачтах с молниеотводом.

Все элементы освещения (внутреннего и наружного) должны содержаться в исправном состоянии, своевременно ремонтироваться, вышедшие из строя лампы заменяться.

### **Отклонение показателей микроклимата в помещении**

Модуль подготовки газа располагается в отапливаемом помещении, в котором размещается также пункт подготовки газа на собственные нужды промысла, включающий теплообменник и узлы распределения газа потребителям.

С целью обеспечения безопасности производства и создания оптимальных условий работы ведется постоянный контроль условий, в которых протекают технологические процессы на предприятии, в том числе метеорологических (микроклимат). Для отслеживания негативного теплового и физического воздействия в помещении используют систему мониторинга микроклимата, представляющую собой аппаратно-программный комплекс, который включает базовые приборы, сетевые приборы, программное обеспечение обработки и визуализации данных.

Благодаря этой системе происходит отслеживание различных параметров окружающей среды. Согласно СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» оптимальная температура микроклимата приведена в таблице 7.4. Категория работ по уровню энергозатрат для цеха осушки газа – Па.

Таблица 7.4 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

### 7.2.2 Анализ опасных факторов

#### Сосуды под давлением

Источником повышенного давления в модуле подготовки газа являются сепараторы и технологические трубопроводы. Сепараторы, находящиеся в модуле подготовки газа работают при повышенном давлении – 7 МПа. Сосуды под давлением допускаются к работе в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Книга учёта и освидетельствования сосудов, работающих под давлением. В местах подъезда к коммуникациям, находящимся под давлением газа, установлены предупреждающие и запрещающие знаки: "Газ - опасно!", "Проезд запрещен", "Посторонним лицам проход запрещен" и др.

## **Электрический ток**

Источником электрического тока является насосное оборудование. А также статическое электричество. Предупреждения попадания под опасное для жизни людей напряжение, взрывы и возгорания, связанные с прямым ударом молнии, искровыми разрядами статического электричества и вторичных проявлений молний, выполнены мероприятия, предусмотренные РД 34.21.122-88 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений». Все оборудование электроустановок и трубопроводы заземлены. Осмотр, измерение сопротивления заземляющего устройства проводят в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и графиком, утвержденным техническим руководителем промысла. Измерения сопротивления заземляющих устройств проводятся специалистами подрядных организации, результаты измерения оформляются протоколом. Электрооборудование, светильники, установленные во взрывоопасных зонах, помещениях приняты исполнением повышенной надежности против взрыва. Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы должны транспортироваться по трубопроводам с малыми скоростями.

## **Пожароопасность**

Источником пожароопасности является применение открытого огня (огневые работы). Помещения категории «А» в здании модуля подготовки газа, оборудованы УФ/ИК детекторами пламени типа U 7652В. В помещениях категории «А» блока-бокса фильтров газа, блоков-боксов маслофильтров установлены тепловые пожарные извещатели многократного действия типа ИП103-4/1 ИБ70, подключаемые к контроллеру типа «ПК-4510» через «Устройство приемно-контрольное, охранно-пожарное, взрывозащитное, с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь»

УПКОП

135-1-1.

В блоках-боксах насосной склада ГСМ, КНС предусмотрены извещатели ИП103-2/1.

Установка автоматического пенного пожаротушения УКПГ обеспечивает автоматическую сигнализацию о возникновении пожара и автоматическое тушение очага пожара пеной средней кратности. Включение установки ППТ в действие производится как в автоматическом, так и в ручном (дистанционном) режиме. Система пожаротушения находится в положении готовности к пенообразованию и подаче пены в очаг пожара любого цеха. На Мыльджинском НГКМ имеется собственная пожарная часть.

### 7.3 Экологическая безопасность

#### 7.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Источники выбросов загрязняющих веществ делятся на «организованные» и «неорганизованные». Источниками постоянных «организованных» выбросов загрязняющих веществ на рассматриваемых промплощадках являются при низкотемпературной сепарации газа:

- дыхательные клапаны резервуаров и емкостей;
- факел при сжигании затворного газа и газов дегазации и выветривания.

Таблица 7.5 Перечень источников выбросов в атмосферу

Наименование производства и источников Выброса	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Наименование вещества	Периодичность,	Годовая величина залповых выбросов, тонн
ТМПГ №1: сепаратор С-1/1.	без.обезвр., без утилиз.	Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	постоянно	15,732

Специальные мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ не разрабатываются. В связи с тем, что объекты газовой промышленности являются предприятиями с непрерывным режимом работы, для них предусматриваются мероприятия общего характера, согласно РД 52.04.52-85.

### **7.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу**

Для предотвращения попадания в водную среду загрязняющих веществ (химреагенты, ГСМ и др.) с промплощадок проведено их обвалование с устройством гидроизоляционной подушки. Организованный отвод дождевых и талых вод с территории промплощадки производится по специальным водоотводным канавам, по которым вода собирается в специальные отстойники. По мере накопления вода подается на очистные сооружения.

Важнейшим мероприятием по защите поверхностных вод на территории месторождения является очистка хозяйственных и промышленных сточных вод до установленных требований. Очищенные промышленные сточные воды закачиваются в поглощающие скважины сеноманского горизонта, а хозяйственные сточные воды, после очистки на установке «Биодиск-350», сбрасываются на рельеф.

### **7.3.3 Анализ воздействия объекта на литосферу**

На установке комплексной подготовки газа предусмотрена колонна отдувки метанола, что позволяет значительно снизить концентрацию метанола, закачиваемую в пласт. Тем самым не наносится вред литосфере.

## **7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране

окружающей среды». Основопологающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

#### **7.4.1 Анализ возможных ЧС**

Взрыв и пожар представляет собой большую опасность как для персонала, так и для окружающей среды. Причиной возникновения пожара и взрыва на установках промысла является разгерметизация трубопровода в следствии человеческого фактора, износа оборудования или стихийного бедствия.

#### **7.4.2 Меры по предупреждению взрыво и пожароопасной обстановки**

Безопасность труда обеспечивается соблюдением в проекте требований действующих норм и правил. Для обеспечения безаварийной работы технологических установок ДКС, УКПГ проектом предусмотрены:

- герметизация оборудования и трубопроводов;
- применение для тепло- и звукоизоляции трубопроводов и оборудования негорючих материалов;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций газа в помещениях компрессоров ГПА, технологических цехов, с выдачей сигнала в диспетчерскую и автоматическим включением аварийно-вытяжной вентиляции;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций на площадках компрессорной станции и УКПГ;
- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими безаварийность работы;

- дистанционное управление кранами подключения ДКС к газопроводу подключения, газопроводами УКПГ, кранами на свечах сброса давления в подводящих газопроводах;
- аварийное освещение в помещениях ГПА с питанием от аккумуляторных батарей;
- аварийный останов ДКС, УКПГ;
- применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;
- защита газопровода от электромагнитной индукции, статического электричества, и мероприятия по предотвращению заноса высоких потенциалов в здания;
- использование стальных бесшовных труб для газопроводов и других технологических трубопроводов с обязательным гидравлическим испытанием каждой трубы на заводе-изготовителе;
- использование сварных соединений на газопроводах и трубопроводах с взрывопожароопасными и токсичными веществами;
- использование фасонных соединительных деталей трубопроводов (отводы, тройники, переходы) заводского изготовления, проверенных и испытанных на заводе;
- опознавательная окраска газопроводов и других технологических трубопроводов.

Основное внимание было уделено:

- повышению уровня подготовки органов управления и сил на решение задач по защите объектов Общества от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в мирное и военное время, а также террористических угроз;
- обучению работников Общества в области гражданской обороны, пожарной безопасности и защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- оснащению объектов Общества новейшими системами аварийной сигнализации (охранной, пожарной, газовой).

### **7.4.3 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий**

Ответственность за ликвидацию аварии, до приезда ответственного руководителя (начальника службы, главного инженера), несет сменный инженер объекта, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер (начальник службы) промысла обязан вмешаться в ход ликвидации аварии вплоть до отстранения сменного инженера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

Ликвидация аварий производится согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), утвержденного главным инженером Общества. Дежурный персонал обязан знать признаки аварий по технологическому оборудованию и коммуникациям, методы нахождения неисправностей и ликвидации аварий.

При возникновении аварии и в течение аварийной ситуации оперативный персонал обязан с учетом складывающейся обстановки принимать быстрые и эффективные меры к предотвращению угрозы жизни и здоровью людей, повреждению смежного с аварийным объектом оборудования и коммуникаций и недопущению других нежелательных последствий.

В аварийной ситуации персонал должен:

- принять меры к локализации аварии, прекращению поступления в зону аварии горючих веществ, материалов, которые при горении выделяют вредные и ядовитые вещества;
- после осмотра места аварии сообщить о создавшейся ситуации и принятых мерах руководству промысла;
- после прибытия на место аварии восстановительных и пожарных

подразделений, сообщить их руководителям о создавшейся ситуации, о положении запорной арматуры на технологических коммуникациях, примыкающих к зоне аварии, месторасположении и условиях проезда к пожарным гидрантам.

Для принятия неотложных мер по локализации аварии и ликвидации ее последствий оперативный персонал имеет право привлекать к работам всех, кто находится на установке в момент аварии.

### **Заключение**

Согласно проведенным исследованиям, были выявлены опасные и вредные факторы, возникающие при эксплуатации технологического оборудования ДКС и УКПГ, а также проведен анализ вредного воздействия объекта на экологию. Разобраны методы безопасного введения технологических работ. Организация придает большое значение экологической безопасности и охране окружающей среды. «Томскгазпром» полностью соблюдает правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в Томской области для подготовки природного газа на УКПГ газоконденсатных месторождений применяется технология низкотемпературной сепарации с использованием процесса дросселирования, которая при определенных условиях позволяет добиться высокой степени осушки газа. Преимуществом данной технологии являются относительно невысокие затраты на специальное оборудование и реагенты, низкая энерго- и металлоемкость. Но эффективность данной технологии снижается по мере уменьшения входного давления перед УКПГ.

Литературный обзор показал, что при всем многообразии вариантов технологии низкотемпературной сепарации, их применимость зависит от объемов добываемого газа, от стадии разработки месторождения, от масштабов и нужд промысла, его географического положения, а также экономической целесообразности внедрения той или иной технологии.

При текущей динамике изменения пластового давления на Мыльджинском газоконденсатном месторождении проблема снижения перепада давления на детандере, а так же низкий перепад давления для нормальной эксплуатации эжектора для утилизации низконапорного газа являются актуальными вопросами.

Исходя из конкретной ситуации на УКПГ Мыльджинского газоконденсатного месторождения, для поддержания технологического режима низкотемпературного сепаратора предложена модернизация узла дожимной компрессорной станции.

Технологическая эффективность модернизации установки подготовки газа позволит улучшить степень осушки газа в  $X$  раза, так как точка росы по углеводородам понизилась с минус  $X$   $^{\circ}\text{C}$  до минус  $X$   $^{\circ}\text{C}$ . С понижением точки росы увеличится количество жидких углеводородов (нестабильного конденсата) с  $X$  т/час до  $X$  т/час, примерно в  $X$  раза, что приведет к увеличению объемов стабильного конденсата и ПБФ.

Согласно проведенным исследованиям, расходы компании на внедрение в систему УКПГ второй ступени компримирования и годовое обслуживание компрессорной установки на Мыльджинском месторождении составят X млн. руб. Данная реконструкция экономически эффективна, также при внедрении новой системы будет получен дополнительный дебит газа в размере X тыс.м<sup>3</sup>/год. Доход компании по предварительным расчетам составит X млрд. руб. за один год.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдулин И.Г., Давыдов С.Н. Коррозия нефтегазового и нефтегазопромыслового оборудования: Учебное пособие. – Уфа: Изд. Уфимского нефтяного института, 1990.
2. Комплекс промыслово-геологической информации по Мыльджинскому месторождению.
3. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО «Издательство «Недра». 1999. – 473 с.
4. Чернов. А.С. Повышение эффективности технологии промысловой подготовки газового конденсата.// Газовая промышленность.–2007.№7. – с. 54-57.
5. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.
6. Маслов А.С., Иванов В.Г., Кравцов А.В., Ушева Н.В. Повышение эффективности технологии промысловой подготовки газового конденсата.// Газовая промышленность, 2003. №7. с.54-57.
7. Дунаев А.В., Мельников В. Б. Методические проблемы расчета технологического режима УКПГ газового промысла.// Газовая промышленность.- 2012. №674 – с. 47-52.
8. Жданова Н. В., Халиф А. Л., Осушка углеводородных газов, М., 1984;
9. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 1999.-596 с.
10. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов ВА. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 677 с.

11. Парфенова О.Н. Энергоэффективные технологии для нефтегазового сектора.// Газнефтепром.- 2010. №11 - с. 19-22.
12. Руководство пользователя. – AspenTech Hysys, 2006.
13. Результаты лабораторных исследований пластовой смеси Мыльджинского газоконденсатного месторождения.
14. Писарев М.О. Оптимизация процессов разделения углеводородов в аппаратах установки низкотемпературной сепарации газа в динамических условиях. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Томск – 2016.
15. Технологический регламент газокompрессорной станции Казанского НКМ, ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010. 17.
16. Технологический регламент по добыче, сбору и подготовке газа к транспорту на установке низкотемпературной сепарации Мыльджинского газоконденсатного месторождения.
17. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам».
18. Методические указания по разработке сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин и автотранспортных средств. Центральный научно-исследовательский институт экономики и управления строительством Госстроя России (ответственный исполнитель к.э.н. А.А. Солин).
19. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром».
20. СТО Газпром 18000.2-005-2014 Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром».
21. ГОСТ Р 12.0.230-2007 Системы управления охраной труда. Общие требования.
22. Davy, H. The Bakerian Lecture: On Some of the Combinations of Oxymuriatic Gas and Oxygene, and on the Chemical Relations of These Principles, to Inflammable Bodies. Trans. R. Soc. London 1811.

23. Roozeboom, H. Sur L'hydrate de L'acide Sulfureux. Recl. des Trav. Chim. des Pays 1884.

24. Williams, K. D.; Devlin, J. P. P. Formation and Spectra of Clathrate Hydrates of Methanol and Methanol-Ether Mixtures. J. Mol. Struct. 1997, 416 (1–3), 277–286.

## Приложение А

### DISSOCIATION OF HYDRATES

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Пелёвин А.С.		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н., с.н.с.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		

## **Introduction**

Gas hydrates are crystalline solids compounds that are considered part of the clathrate family. Clathrate is a simple combination of a molecule of a substance (guest molecule) trapped in the network made of molecules of another substance (host molecules). Clathrate water is called hydrates. Network-like structure is formed in their structure due to the hydrogen bond of water molecules that create some holes.

This is an unstable network known as hydrates empty network at a specific temperature and pressure (low temperature and high pressure) in the presence of different gas components with the appropriate size and form that can be converted into a stable structure. In this type of crystals, no kind of chemical bonds are formed between water molecules and trapped gas molecules and the only factor for stability of crystals is the formation of hydrogen bonds between the host molecules (water molecules) and van der Waals forces created between host molecules and guest molecules (gas molecules). Hydrate structure is similar to ice structure with this difference that hydrate crystals can be stable at a higher temperature than the melting point of ice and don't melt when the pressure is higher than the ambient pressure.

Additional items causing similarity between hydrate and ice crystals are increasing the volume and heat release during its formation. Gas hydrates are basically a combination of light gases such as methane, ethane or carbon dioxide under specific conditions of temperature and pressure that combine to water molecules to form ice-like substance [22].

Four basic factors play a role in the process of hydrate formation: The crystal structure of water molecules as the main factor, the guest molecules to complete crystal structure, low temperature and high pressure.

To prevent hydrate formation some changes should be applied in one or more of these factors so that the conditions for hydrate formation are not appropriate. In the pressure control method, system is designed in such a way that

the operating pressure is less than the pressure of hydrate formation from thermodynamic point of view. This method in many cases, especially when high-pressure gas transmission system is mandatory, is not efficient.

### **Hydrate structure**

The structure of hydrate contains 85% water on average and many of its mechanical properties are similar to ice. So, we need to be explained a little about the water molecule and its structure. The most common form of solid water is Ih ice that its molecular structure is shown in (figure 1).

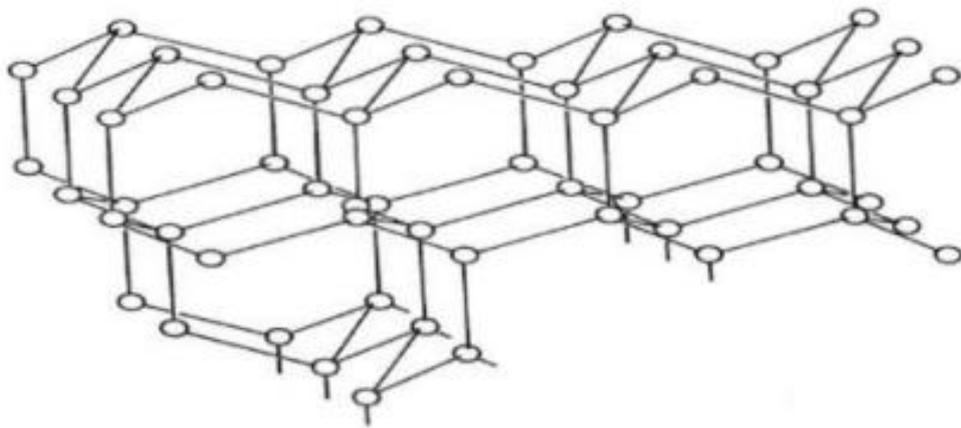


Figure 1 – Basic crystal structure of Ih ice

#### *Structure I*

Structure I is formed usually by smaller molecules such as methane, carbon dioxide, ethane, etc. In this structure, two 512 holes (small holes) and six 5126 2 holes (large holes) make up this space together by sharing sides due to repeated network in space. Therefore, this structure contains 46 water molecules per unit cell and has eight holes for gas molecules that among them two holes are small and six holes are large and the structure is cubic. Thus, there are 46 water molecules for eight gas molecules in this structure. Structure I has four percent deviation from spherical form (figure 2).

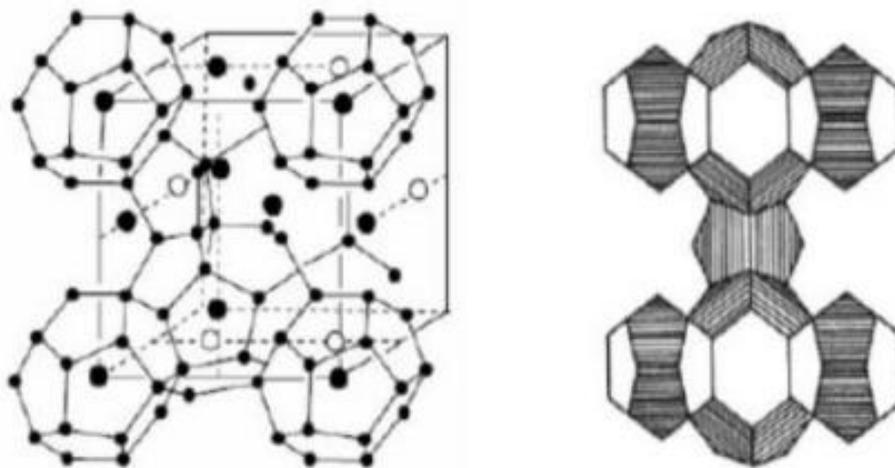


Figure 2 – Structure I view.

*Structure II*

Molecules with a diameter of between 5 to 7.6 angstroms which cannot be placed in the structure I just can occupy the structure II. Thus, this structure is formed by larger molecules such as propane and isobutane. In this structure, Sixteen 512 holes (small holes) and eight 5126 2 holes (large holes) make up the space by sharing the surfaces. Therefore, this structure contains 136 water molecules per unit cell and has 24 holes for the gas molecules that among them eight holes are small and sixteen holes are large [22].

So, in this structure, there are 136 water molecules per 24 molecules of gas. Structure II has ten percent deviation from spherical form. Therefore, it has the most spherical structure among the hydrate structures. This structure is suit able for water sweetening (figure 3).

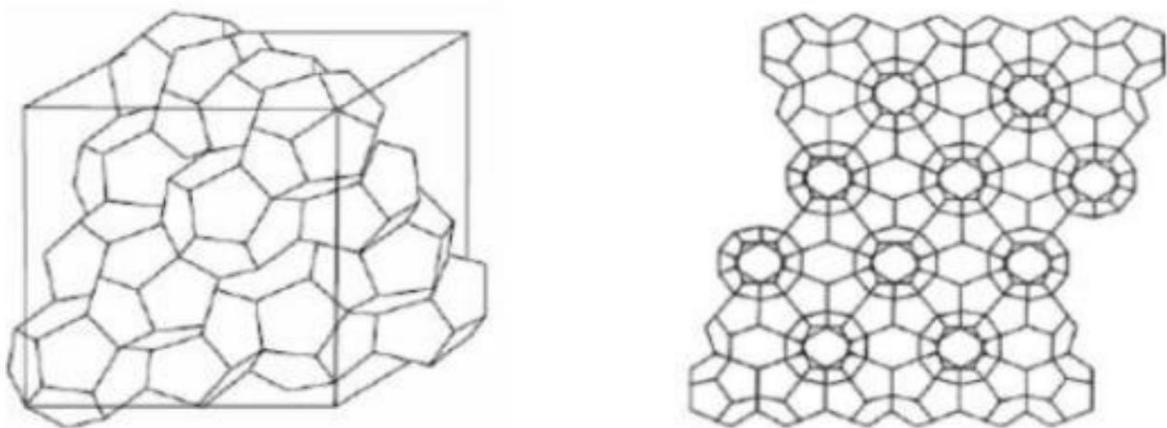


Figure 3 – Structure II view.

*Structure H*

This structure was unknown until 1987 and is still known less than the two previous structures. This structure is formed by the combination of three 512 holes (small holes), two 43 5 6 6 3 holes (medium holes) and one 5126 8 hole (large hole).

Therefore, this structure contains 34 water molecules per unit cell and has six holes for gas molecules that among these holes, three holes are small, two holes are medium and one hole is large. Thus, in this structure 34 water molecules are available per six molecules of gas.

This structure does not exist when there are the components of natural gas such as propane and isobutane. H structure is known as a dual structure and a small molecule like methane and a large molecule such as methyl cyclohexane should be available for the formation of it to stabilize its structure. The most important mechanical property of structure H is low formation pressure and high storage capacity (figure 4).

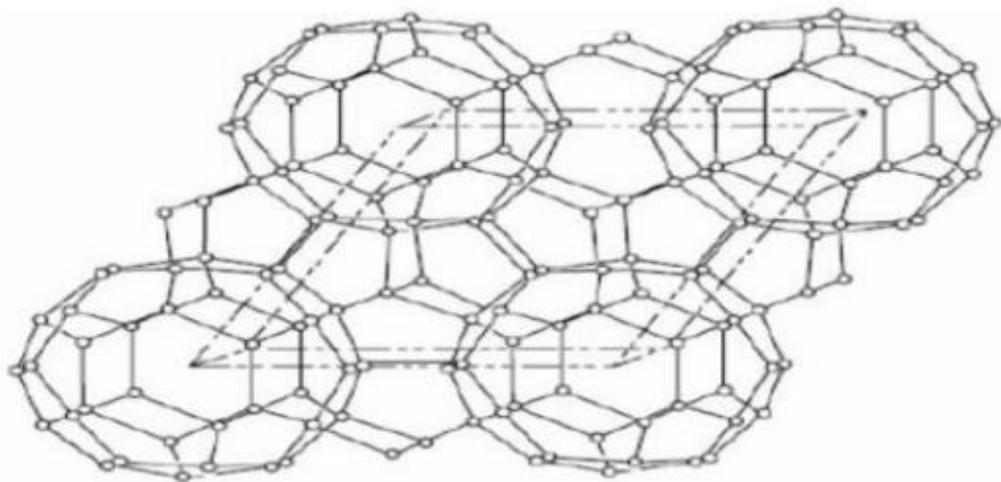


Figure 4 – Structure H view

**The effects of additives on the formation of hydrates**

Additives are divided into four categories in a general division:

- Inhibitors;

- Additives that stable hydrates in one of the structures I, II or H (Hydrate Formers);
- Thermodynamic Additives (Thermodynamic Promoters);
- Kinetics Additives (Kinetics Promoters).

Many thermodynamic models are available to predict the formation of hydrates that have been obtained by various changes and modifications in the Vdwp model (provided the van der Waals and Platteeuw). Authors and researchers recently have suggested that alternate static mechanisms are the basis of the formation of hydrates. The basis and objective of vdw-p model is the assumption of similarity between the formation of hydrates and Langmuir adsorption. Although the mechanism of adsorbing has the ability to interpret the properties and non-stoichiometric states of hydrates however there is a huge difference between the two processes. In 1959, van der Waals and Platteeuw presented basic equations for gas hydrates based on classic thermodynamics that in these equations, equilibrium pressure and temperature of hydrate formation is related to the potential difference between hollow and filled hydrate network [23]. The basic assumptions of this model are:

1. Guest gas molecules are trapped within spherical holes;
2. Each hole places only zero or one guest gas molecule in self;
3. There is no interaction between gas molecules in the adjacent hole;
4. It is assumed that guest gas molecules are small enough and their presence does not deform the hydrate network.

The difference between the chemical potential of water in hydrate network case H and pure water case  $\alpha$  is expressed as follows:

$$\mu_W^H - \mu_W^\alpha = (\mu_W^\alpha - \mu_W^\beta) + (\mu_W^\alpha + \mu_W^\beta) \quad (1)$$

At equilibrium, the chemical potential of water in the hydrate phase is equal to the chemical potential of water in the liquid phase, so we can write:

$$\mu_W^H = \mu_W^\alpha \rightarrow \mu_W^\beta - \mu_W^H = \mu_W^\beta - \mu_W^\alpha \rightarrow \mu_W^{\beta-H} = \mu_W^{\beta-\alpha} \quad (2)$$

Based on the Van der Waals and Platteeuw model, the potential difference between the water in the hollow hydrate network ( $\beta$ ) and stabilized hydrate network (H)  $\mu_W^{\beta-H}$  represents a stabilizing impact of gas molecules adsorption within the hydrate network. it is calculated as follows:

$$\mu_W^{\beta-H} = \mu_W^\beta - \mu_W^H = RT \sum_{i=1}^N V_i (1 - \sum_{i=1}^N Y_{ki}) \quad (3)$$

$$Y_{ki} = \frac{C_{ki} \cdot f_j}{1 + \sum_{j=1}^N C_{ji} \cdot f_j} \quad (4)$$

Van der Waals and Platteeuw provided the following equation using Lennard-Jones theory to calculate the Langmuir constant:

$$C_{ki} = \frac{4\pi}{kT} \int_0^{R-a} \exp\left(\frac{-\omega(r)}{kT}\right) r^2 dr \quad (5)$$

Fugacity of hydrate gas constituent components in the gas phase can be obtained by the following equation:

$$f_i = y_i \cdot \varphi_i \cdot P \quad (6)$$

The reason of inhibitory of these compounds can be assigned to their salt property. The comparison of thermodynamic effect of two ionic liquids on hydrate of carbon dioxide indicates that ionic liquid inhibitor is stronger. Ionic substances used in carbon dioxide hydrate show enhancer behavior that the reason for this

behavior can be attributed to the solubility of carbon dioxide in ionic liquids. Generally, dissolution of acid gases such as carbon dioxide in ionic liquids is high that causes the accelerated kinetics of formation and enhancer behavior of these liquids in hydrate of carbon dioxide. In another study the system includes pure carbon dioxide with a mixture of methanol inhibitors and sodium chloride with different wt% was analyzed [23]. As is clear from the (figures 5,6) obtained in this case, the hydrate formation pressure rises sharply by increasing the concentration of both inhibitors that is the result of a combined effect of inhibitors. Salts act in solution by absorbing dipoles of water molecules. These molecules tend to be combined with ions rather than forming a network around the gas molecules in solution. Thus, in a certain pressure, the formation of hydrate network of water molecules requires lower temperature and therefore the solubility of gas in water is reduced.

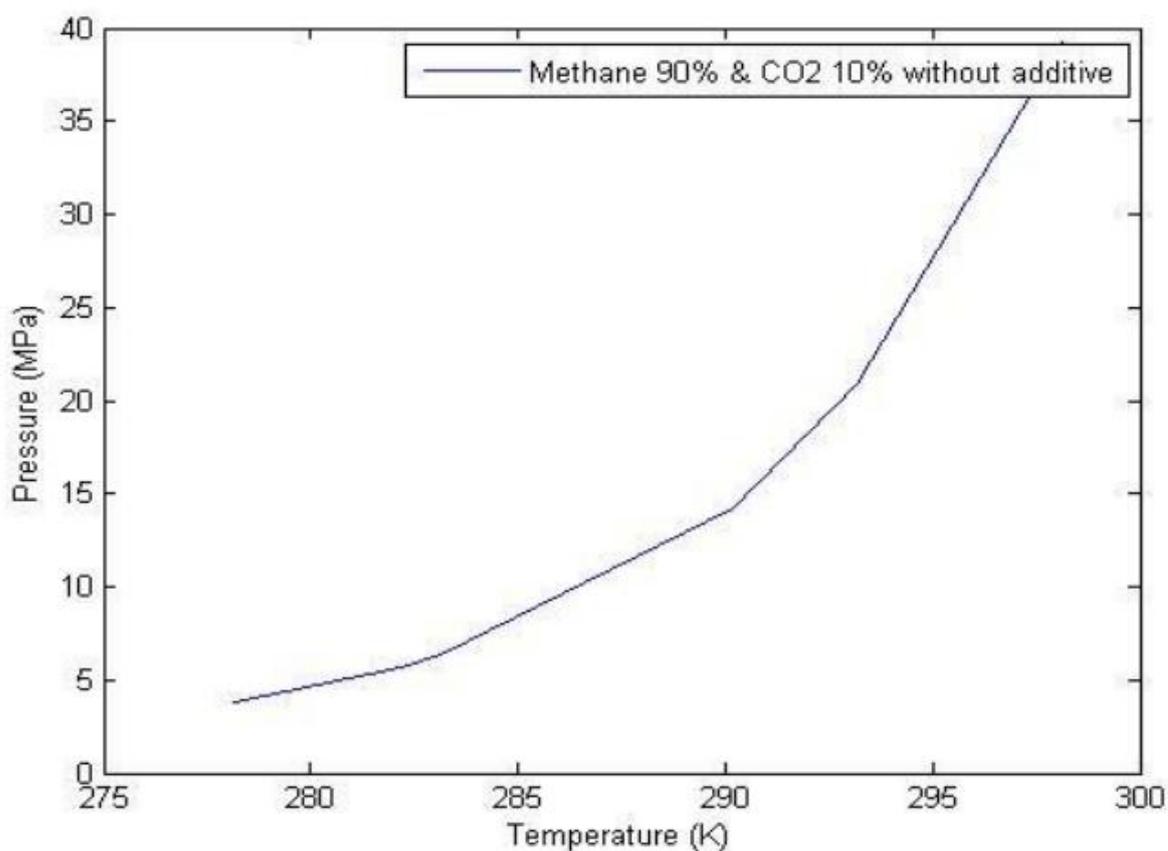


Figure 5 – Hydrate formation conditions for 90% methane and 10% carbon dioxide without Inhibitor

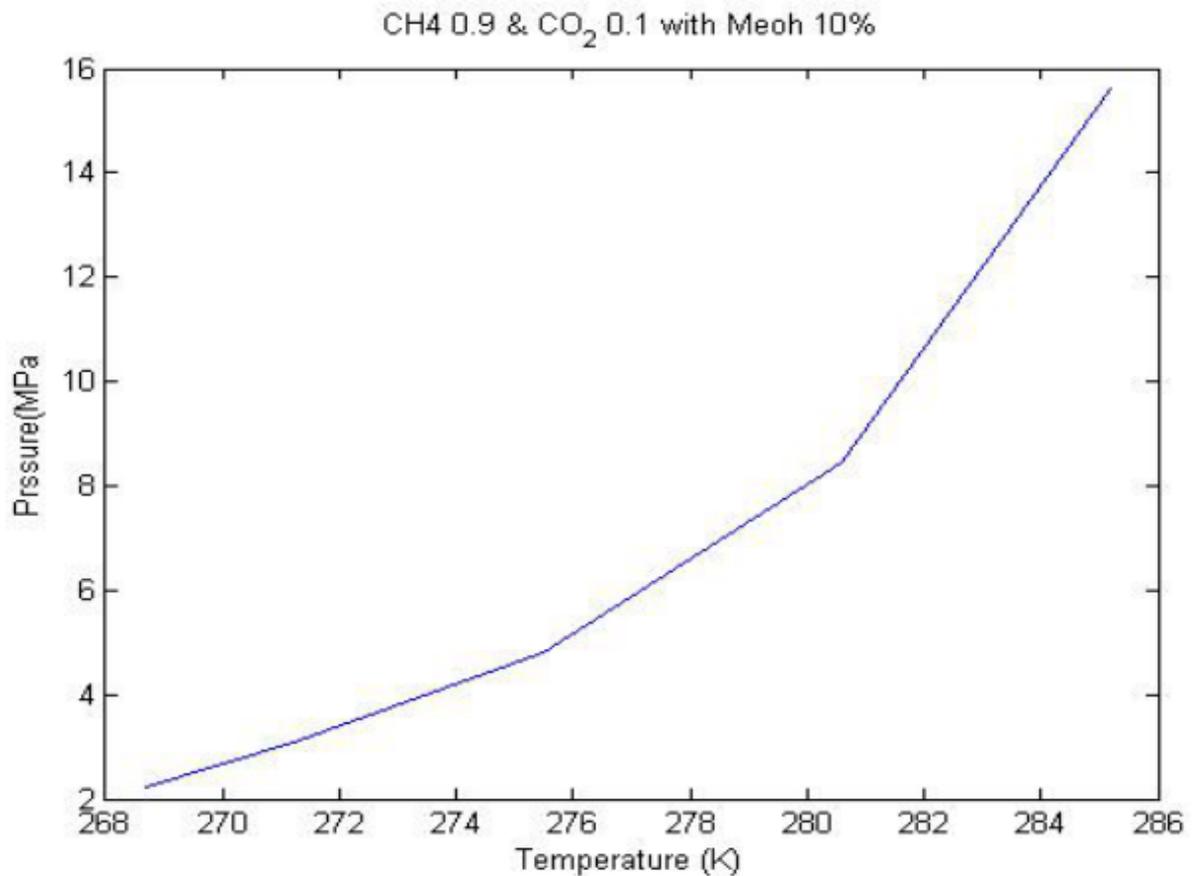


Figure 6 – Hydrate formation conditions for 90% methane and 10% carbon dioxide with 10% methanol Inhibitor

### Hydrate formation conditions

There are several factors that strongly influence hydrate formation, and several that have a more minor effect. The factors that strongly effect hydrate formation are:

- Dew point - the gas must be at or below the dew point for hydrates to form;
- Low Temperature;
- High Pressure;
- Gas Composition.

Factors with a more minor effect on hydrate formation are:

- Mixing;
- Nucleation sites;

- Kinetics;
- Salinity.

Hydrate formation is strongly correlated to fluid composition, so care must be taken when generalizing or extrapolating data related to hydrate formation. The chart above shows the hydrate formation conditions for pure methane, and a 10% ethane-methane mix (figure 7).

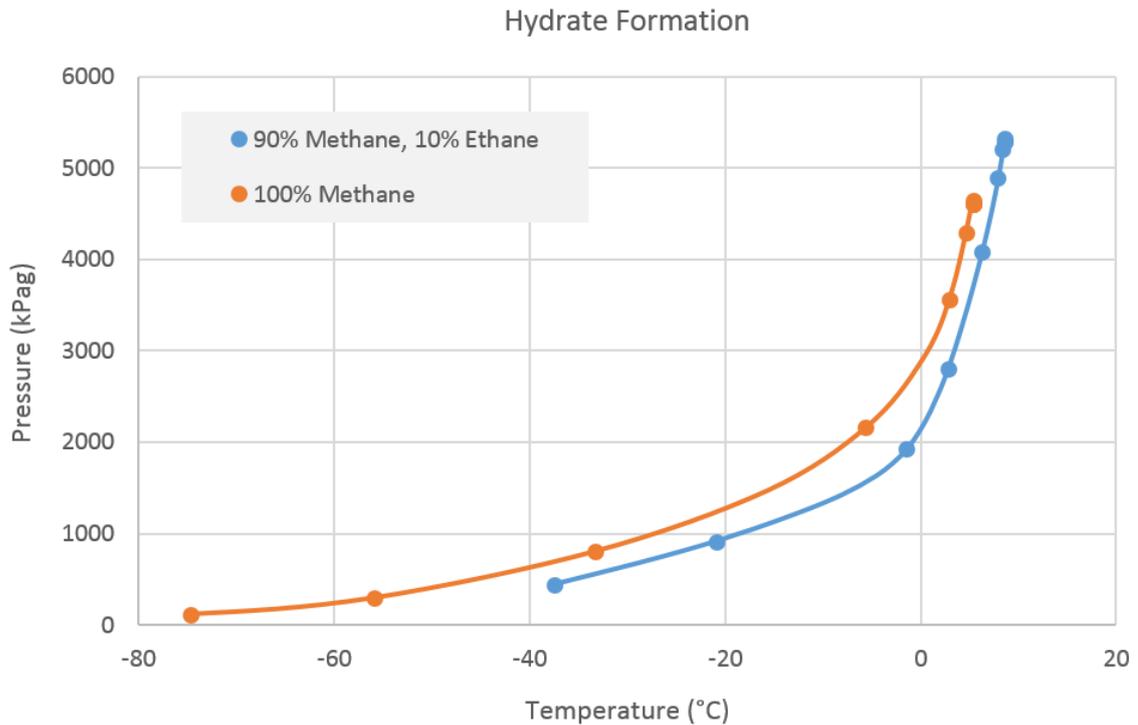


Figure 7 – Hydrate Formation Curve

There are several potential consequences of hydrate formation of varying degrees of severity these may include:

- Reduction of flow in pipe lines;
- Blocking of pipe lines;
- Fouling of equipment;
- Blocking of instruments;
- Trapping pockets of fluid or pressure.

These consequences range in severity from nuisance efficiency losses, such as the restriction flow in a line, or the fouling of a heat exchanger all the way to critical hazards, such as blocking safety critical instrumentation or valves [24].

The prevention of hydrate formation is preferable to remediation to ensure safety and efficiency of the plant is maintained in addition to increased difficulty and cost of remediation relative to prevention. Some common hydrate prevention techniques are described as follows.

Where suitable, a temperature control system can be implemented to keep the temperature of the gas above the dew point as hydrates will not form below this temperature. A specific dew point monitoring or moisture analyzing device can be used to aid the temperature control.

A heater may be used to prevent gas from reaching its dew point, this is particularly useful when the expected temperature drop is known in advance. For example during pressure let down through a control valve, a water bath may be used to pre-heat the gas before the valve so that the final temperature leaving the valve is above the dew point.

### **Dehydration**

Reduction of the quantity of water vapor in a gas will lower the dew point and therefore lower the likelihood of hydrate formation. Several dehydration technologies are available including:

- Molecular sieves - typically a silicate compound with very small pores which can trap water molecules selectively;
- Glycol dehydration - typically triethylene glycol (TEG) although diethylene glycol (DEG), ethylene glycol (MEG) and tetraethylene glycol (TREG) may also be used.

Depression of the hydrate formation temperature can be achieved through the injection of thermodynamic inhibitors such as methanol or ethylene glycol (MEG). These inhibitors are usually required to be injected at a high rates,

typically 40-60 wt% of the water content. Kinetic rate inhibitors and anti-agglomerates are usually surface-active compounds, polymers and copolymers with surfactant properties. Kinetic rate inhibitors greatly reduce the rate of formation of hydrates. Anti-agglomerates prevent the hydrates from combining together and attaching to fixed surfaces, allowing them to remain transportable through a pipeline and removed in a convenient location [24].

### **Hydrate remediation**

These are several steps which may be employed to remove hydrates once formed. These can be implemented individually or in combination. Care must be taken when decomposing hydrates as there are several risks associated with their removal:

- Hydrate dissociation can lead to the rapid release of water vapor and gas, which can dramatically increase the pressure in a closed system;
- Multiple hydrate plugs may trap pressure and flammable fluid between them;
- Heating and Pressure Reduction;
  
- Dissociation of hydrates can be promoted through the application of heat or reductions in pressure.

#### *Chemical Injection*

Methanol or glycol injection can be used to break down the hydrates. The conditions under which this is an appropriate strategy depends on the positioning of the hydrates as the injected fluid must have direct contact with the hydrate formation. For example, it is unlikely to be economical to use this strategy to remove hydrates from the circumference of a long horizontal pipeline due to the requirement to fill the pipe completely.

## **Effects of stirring and cooling on methane hydrate formation in a high-pressure isochoric cell**

A lab-scale isochoric high pressure titanium cell with an inner volume of 145 ml has been used to study the effects of stirring and cooling rates on methane hydrate nucleation and growth. Methane gas of scientific grade 5.5 (purity 99.9995%) has been used as hydrate forming gas together with distilled water (DIW). Real-time temperature and pressure have been monitored by separate sensors, exposed directly to the inner part of the cell where the hydrate formation process took place. A magnetic drive offers stirring power with adjustable stirring rate from 0 to over 1000 rpm. In this work stirring rates of 220, 440 or 660 rpm have been applied. A similar 3C system (Closed, Constant volume, Continuous cooling) was applied in this work, as used by Svartaas and Fadnes for their studies on methane hydrate equilibrium dissociation conditions in methane – DIW system with and without thermodynamic inhibitors present. In their studies, the temperature gradient has been kept constant with a very low rate of 0.3 °C/h during the formation and dissociation cycles. However, they focused their study on the final hydrate dissociation points where low heating rate is required to maintain system at localequilibrium throughout the dissociation process. Higher cooling rates have been applied in this work. A programmable refrigerated and heating circulator produced desired cooling rates of 0.5, 2, 6 and 10 °C/h. A more detailed description of the experimental setup and experimental procedure is given in other paper presented at ICGH 2011 by Ke et al. We have used a water volume of 10 ml for nucleation experiments and 100 ml for growth experiments in this work. The effect of molar liquid water-gas ratio on methane hydrate nucleation and growth was presented in other paper by Ke et al.

### *Effect of Stirring on Hydrate Formation*

The measured effects of stirring rates on induction time and subcooling at point of spontaneous methane hydrate nucleation (PSN) are given in (table 1). The average values  $\pm$  SD were based on a total number of 10 parallel experiments for each dataset. During all the experiments other conditions such as water / gas ratio,

cooling rate, initial P and T conditions at start of experiments were kept constant (10 ml DIW + 135 ml methane gas, 6 °C/h, 90.5 bar, 14.1 °C respectively).

Table 1 – Results of nucleation tests with varying stirring rates

Stirringrate (rpm)	Inductiontime (min)	Subcooling( °C)
220	49.0±5.7	4.6±0.6
440	37.3±6.8	3.6±0.7
660	39.5±4.3	3.8±0.4

At constant cooling rate,  $dT/dt$  (6 °C/h), induction time  $t_i$  is linearly related to the degree of subcooling,  $\Delta T$ , as given by equation:

$$t_i = \frac{\Delta T}{dT/dt} \quad (7)$$

On (figure 8) shows average degree of subcooling  $\pm$  SD (standard deviation) at the different stirring rates examined. Taking the  $\pm$  SD into consideration all induction times and sub-cooling values are within overlapping regions and are thus not significantly different. The stippled curve (cubic spline fit) in Figure 1 should thus only be taken as illustrative [24].

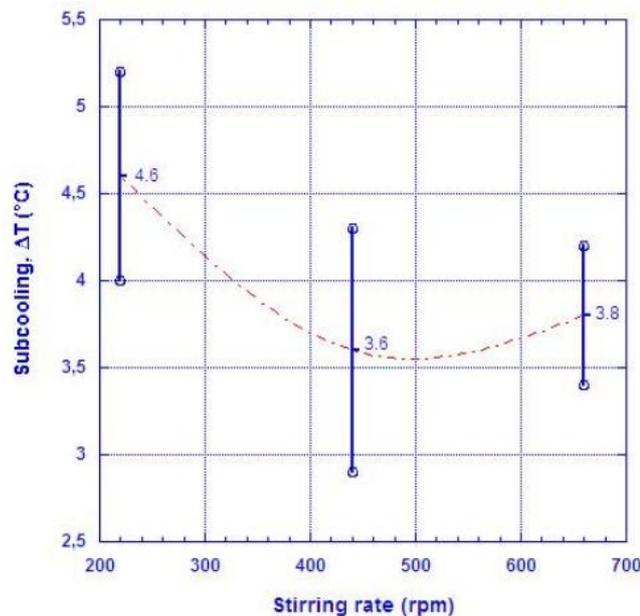


Figure 8 – Degree of subcooling with varying stirring rates. The stippled curve is based on cubic spline fit of the average  $\Delta T$

As described in the other paper by Ke et al., the model by Kashchiev et al. for calculating time-dependent average nucleation rate,  $J$  ( $\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}$ ), as given by equation below, has been applied in the present work.

$$J = K_i \exp \left[ -b / \left( 1 - \frac{\Delta T}{T_e} \right) \left( \frac{\Delta T}{T_e} \right)^2 \right] \quad (8)$$

With continuous cooling,  $T_e$  and  $\Delta T$  in equation (8) refer to the equilibrium temperature and time dependent degree of sub-cooling at experimental pressure, respectively.  $\Delta T/T_e$  is a relative degree of sub-cooling. Equation (8) above also involves a kinetic factor,  $KJ$  ( $\text{m}^{-3} \text{s}^{-1}$ ), and a dimensionless thermodynamic parameter,  $b$ . The kinetic factor  $KJ$  and the thermodynamic parameter  $b$  in equation (8) have been set to be  $1.00\text{E}+21 \text{ m}^{-3} \text{ s}^{-1}$  and  $0.38$  for cubic nuclei respectively. We have explained the feasibility of applying equation (2) with a further explanation on use of parameters  $KJ$  and  $b$  in paper presented by Ke et al [24].

Based on this model, the average nucleation rate at the different stirring rate applied has been calculated along the cooling process for the last 10 minutes prior to PSN (Point of Spontaneous Nucleation), as shown in (figure 9). The time elapsed before hydrate onset had been negative since the onset point was defined as time zero for the process.

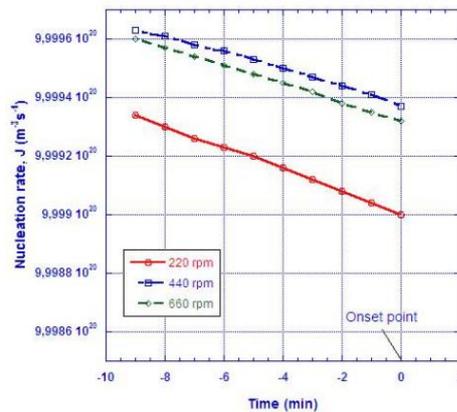


Figure 9 – Average nucleation rate,  $J$  ( $\text{m}^{-3} \text{s}^{-1}$ ) for the last 10 min before hydrate onset point in stirring rate tests

From (table 1) and (figures 8 and 9), it can be seen that a reduction of the stirring rate from 660 rpm to 220 rpm, the induction time  $t_i$  and degree of sub-cooling,  $\Delta T$  at PSN both increased slightly, while the average nucleation rate during the last 10 minutes prior to PSN decreased. This observation was consistent with the theory that higher stirring rate helps bring and disperse newly formed hydrate nuclei from gas-liquid interface into bulk liquid phase. Higher stirring rate also helps reduce mass and heat transfer resistance around all newly formed hydrate nuclei. 440 rpm stirring rate apparently caused reduced induction time than observed at 660 rpm, though not significantly different. Similarly the average nucleation rate during the last 10 minutes prior to PSN appeared to be slightly higher at 440 rpm than at 660 rpm. Recall theories mentioned in the Introduction section on effect of physical agitation on hydrate nucleation, some researchers claimed that there was an upper limit of stirring rate above which higher stirring rate would no longer affect the nucleation kinetics. This helps explain the close results from 440 rpm and 660 rpm experiments. In the present work we have assumed that the effect of physical stirring power on hydrate nucleation is a struggling balance between nuclei/nuclei size distribution in the bulk phase and a contribution to progressive nuclei growth. Only a stirring rate that can 1) maximize its efficiency to distribute the newly and continuously forming nuclei into a whole bulk phase and 2) reduce mass and heat transfer resistance while at the same time not retard the progressive nuclei growth (by means of generating fluid turbulence for example), could be considered a most appropriate stirring rate. In this sense, 440 and 660 rpm could be deemed as both appropriate to promote nucleation in this case, with a trend that an even higher stirring rate would probably no longer be applicable. Analyzing growth rates over a 20 min period after PSN and nucleation rates during the last 10 min prior to PSN, a total hydrate formation time of 30 min was analyzed in the present study. This time period is deemed long enough to acquire data and knowledge on hydrate nucleation and growth. It also applies to the following work in this paper regarding the effect of cooling on methane hydrate formation. Growth results at the examined stirring rates are given in (table 2). All

growth experiments were conducted in excess water system using 100 ml DIW + 45 ml methane gas at a constant cooling rate of 6 °C/h.

Table 2 – Measured and calculated growth data obtained within the first 20 min after hydrate onset at the examined stirring rates.

<b>Stirringrate (rpm)</b>	<b>Totalgasintake (bar)</b>	<b>Initial growth rate (bar/min)</b>	<b>Average growth rate (bar/min)</b>
220	3,2	0,11	0,16
440	12,5	0,47	0,63
660	19,2	0,83	0,96

(Figures 10 and 11) shows time-dependent gas consumption (in bar) and gas consumption rate (in bar/min) at the different stirring rates applied. A pseudo-steady-state approximation was made, assuming that at any time the rate of gas consumed by growing hydrate equals the rate of gas consumed from the gas phase. It is not always proper to apply this assumption. A representative circumstance would be that if system temperature undergoes very fast change, the resulting change of gas solubility in the bulk liquid phase may lead to a sufficient difference in gas consumption rate and hydrate growth rate. For simplicity, the gas consumption rate as measured directly from experimental pressure drop due to hydrate formation was equivalently taken as hydrate growth rate in this work. In these calculations the baseline pressure was estimated from PT relation in system prior to hydrate formation.

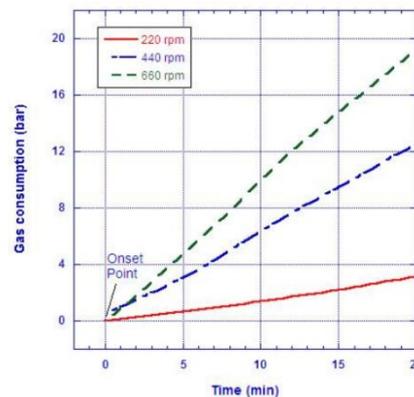


Figure 10 – Gas consumption as function of time at the stirring rates examined

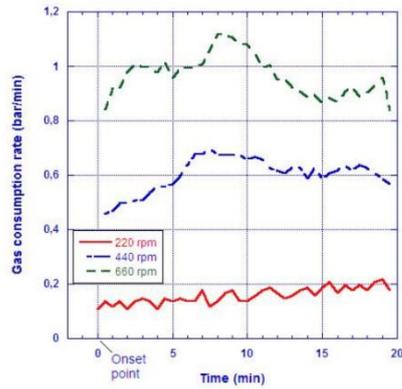


Figure 11 – Gas consumption rate during the first 20 min after hydrate onset at the different stirring rates applied

(Figures 12 and 13) below show total gas intake (bar) and the initial and average growth rate (bar/min) respectively.

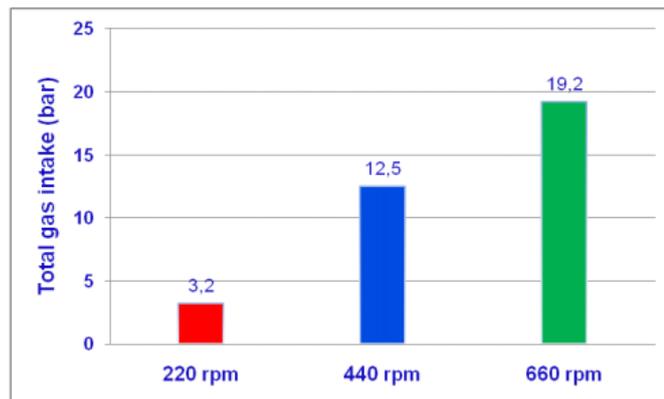


Figure 12 – Total gas intake at examined stirring rates within the first 20 min after hydrate

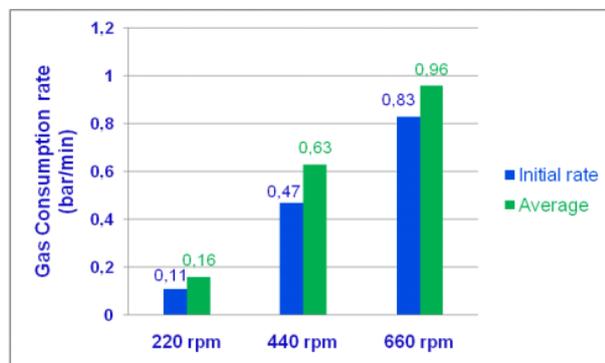


Figure 13 – Graph showing the initial and average gas consumption rate during the first 20 min after hydrate onset at the examined stirring rates

As seen from (table 2 and figures 10 to 13) total gas intake, initial hydrate growth rate and average growth rate increased with increasing stirring rate during the first 20 min after hydrate onset. The increases are apparently linear functions of stirring rate over the range of stirring rates examined.

A higher stirring rate promoted remarkably the hydrate growth at an early stage of catastrophic hydrate formation, as shown in (figure 10). It is also seen from (figure 11) that the smooth and progressive methane hydrate formation held true at all varying stirring rates, at around a stable speed respectively, from approximately 0.2-1 bar/min. With experimental studies on methane and ethane hydrate formation, Skovborg and Rasmussen also reported a similar hydrate growing behavior with an almost constant growth rate. They assumed that the transport of gas molecules from gas phase to bulk liquid phase was the rate limiting step for hydrate growth. If this gas transport process is stable, a constant and stable growth rate could also be expected.

A comparison with previous nucleation results of stirring rate experiments has suggested that although a higher stirring rate does not necessarily promote hydrate nucleation, it does promote hydrate growth in a more predictable manner. This could be most probably due to the fact that a high stirring rate helps improve gas diffusion from gas phase into the bulk liquid phase and also increase the total contact area for hydrate nuclei to grow with more sufficient gas and water supply during the time period of 20 min for comparison. Considering effects of stirring on both methane hydrate nucleation and growth, 660 rpm was considered to be the most suitable stirring rate for promotion of methane hydrate formation and thus taken as a default stirring rate in further studies.

This investigation has presented an experimental study on the effects of stirring and cooling on methane hydrate nucleation and growth in isochoric cell experiments. The effect of stirring on hydrate nucleation is taken as a balance of nuclei/nuclei size distribution in the bulk phase and a contribution to progressive nuclei growth. Meanwhile, increasing stirring rate would increase total gas consumption and hydrate growth rate. For hydrate formation it is necessary to

choose an appropriate stirring rate considering its effects on both nucleation and growth. The effect of cooling on methane hydrate nucleation oscillated slightly at lower cooling rates, while higher cooling rates promoted hydrate growth to a seemingly saturated level. Hydrate nucleation is stochastic, while hydrate growth is a continuous crystallization process. An appropriate stirring rate and cooling rate should be carefully chosen for specific hydrate studies.