

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В СИСТЕМАХ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНАО)</b>

УДК 622.279.72(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Ласкач Владислав Андреевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

---

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Ответственный за реализацию ООП  
Максимова Ю.А.  
\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Ласкачу Владиславу Андреевичу

Тема работы:

Повышение эффективности борьбы с гидратообразованием в системах сбора и промысловой подготовки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-123/с от 28.02.2020
Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Технологический регламент эксплуатации ОПО газового промысла № 9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ): Том 1. Эксплуатация Участка комплексной подготовки газа (УКПГ-9), фонда скважин и системы промысловых трубопроводов на ГП-9 Ямбургского НГКМ;</li><li>2. Технологическая схема процесса подготовки газа на установке комплексной подготовки газа №9 (УКПГ-9) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), состав природного газа, параметры работы установок абсорбционной осушки газа и регенерации метанола;</li><li>3. Научная литература, нормативные документы;</li><li>4. Стоимость ресурсов исследования, нормы и нормативы расходования ресурсов;</li><li>5. Производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, обеспечение безопасности.</li></ol>
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Характеристика Ямбургского нефтегазо-конденсатного месторождения; 2. Анализ существующих и применяемых методов борьбы с гидратообразованием; 3. Моделирование и анализ работы установки осушки газа и регенерации метанола на Ямбургском НГКМ; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.
---	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	Старший преподаватель Носова Оксана Владимировна
Анализ существующих и применяемых методов борьбы с гидратообразованием	
Моделирование и анализ работы установки осушки газа и регенерации метанола на Ямбургском НГКМ	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент ООД Черемискина Мария Сергеевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:**

Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения
Анализ существующих и применяемых методов борьбы с гидратообразованием
Моделирование и анализ работы установки осушки газа и регенерации метанола на Ямбургском НГКМ
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Ласкач Владислав Андреевич		02.03.2020

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

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

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.03.2020	Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	10
29.03.2020	Литературный обзор: Анализ существующих и применяемых методов борьбы с гидратообразованием	20
27.04.2020	Создание модели технологического процесса абсорбционной осушки газа и регенерации метанола УКПГ-9 Ямбургского НГКМ	20
12.05.2020	Социальная ответственность	15
16.05.2020	Анализ параметров технологического процесса абсорбционной осушки газа и регенерации метанола УКПГ-9 Ямбургского НГКМ	15
25.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
08.06.2020	Оформление работы	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.		02.03.2020

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			02.03.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

## **Реферат**

Выпускная работа содержит 97 страниц, 20 рисунков, 19 таблиц, 1 приложение и 35 источников литературы.

Ключевые слова: газовые гидраты, гидратообразование, метанол, регенерация, УКПГ, ДЭГ, концентрация, промышленные стоки.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа УКПГ-9 Ямбургского НГКМ.

Целью данной работы является повышение эффективности борьбы с гидратообразованием в системах сбора и подготовки Ямбургского НГКМ.

В ходе исследования рассмотрено геологическое строение Ямбургского НГКМ, свойства и структура газогидратов, методы борьбы с гидратообразованием, виды ингибиторов, свойства метанола, методы регенерации ВМР, технологическое описание установки регенерации метанола УКПГ-9 Ямбургского месторождения. В программной среде UniSim Design создана модель схемы подготовки газа на УКПГ-9. Оценена возможность сокращения потерь метанола за счет увеличения расхода ДЭГ, повышения давления абсорбции. По модели рассчитаны оптимальные параметры колонны регенерации метанола, позволяющие снизить концентрацию метанола в промышленных стоках.

Область применения: установка комплексной подготовки газа УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Расчет экономического эффекта предлагаемого решения по сокращению потерь метанола показал его экономическую обоснованность.

## **Перечень обозначений и сокращений**

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль;

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль;

ВМР – водометанольный раствор;

ММП – многолетнемерзлые породы;

ГВК – газоводяной контакт;

НДИ – низкодозируемые ингибиторы;

КИГ – кинетические ингибиторы гидратообразования;

АА – антиагломеранты;

ТИГ – термодинамические ингибиторы гидратообразования;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

НТС – низко-температурная сепарация;

ВКК – высококипящий компонент;

НКК – низкокипящий компонент;

ЭУ – эксплуатационный участок;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ТТР – температура точки росы;

ГГУ – горизонтальное горелочное устройство.

## Оглавление

Введение.....	10
1. Сведения о месторождении.....	12
1.1 Общие сведения о месторождении.....	12
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика .....	14
1.3 Структурно-тектоническая характеристика.....	18
1.4 Характеристика сеноманской газовой залежи .....	19
1.5 Особенности газодобычи на завершающей стадии разработки.....	21
2. Общие сведения о гидратах газа и методах борьбы с ними .....	23
2.1 Природа и строение гидратов газа .....	23
2.2 Типы и структуры гидратов .....	24
2.3 Некоторые свойства гидратов.....	27
2.4 Условия образования гидратов газа .....	29
2.5 Методы борьбы с газогидратами.....	31
2.6 Технологии сокращения расхода метанола.....	36
2.6.1 Регенерация метанола методом ректификации .....	37
2.6.2 Принцип работы ректификационной колонны.....	37
2.6.3 Регенерация метанола методом отдувки .....	41
3. Анализ повышения эффективности регенерации метанола УКПГ-9 ЯНГКМ .....	44
3.1 Общее описание технологического процесса УКПГ-9 .....	44
3.2 Характеристика изготавливаемой продукции .....	46
3.3 Технологическая схема установки регенерации метанола УКПГ-9 .....	46
3.4 Анализ повышения эффективности регенерации метанола .....	48
3.4.1 Анализ потерь метанола в технологическом процессе работы УКПГ-9 .....	52
3.4.2 Анализ влияния расхода РДЭГ на извлечение метанола.....	54
3.4.3 Анализ совместного влияния расхода РДЭГ и давления осушки на извлечение метанола.....	58
3.5 Анализ возможности повышения эффективности регенерации метанола методом ректификации .....	59
3.6 Расчет материального баланса колонны регенерации метанола.....	64
3.7 Результаты исследований.....	68
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоемкость.....	70
4.1 Расчет затрат на закупку реагентов.....	70



4.2 Расчет экономической обоснованности сокращения расхода метанола за счет увеличения расхода ДЭГ .....	73
4.3 Заключение по разделу .....	77
5. Социальная ответственность .....	80
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	80
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	80
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	82
5.2 Производственная безопасность.....	83
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов.....	83
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	85
5.2.3 Мероприятия по снижению воздействий .....	86
5.3 Экологическая безопасность.....	88
5.3.1 Источники загрязнения атмосферы.....	88
5.3.2 Источники загрязнения гидросферы.....	88
5.3.3 Источники загрязнения литосферы.....	89
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
5.5 Заключение по разделу .....	90
Заключение .....	91
Список использованных источников: .....	92
Приложение 1 .....	97

## Введение

Сегодня, природный газ является одним из лучших и наиболее важных источников энергии. Учитывая множественные прогнозы развития мировой энергетики, можно уверенно заявить, что в будущем неизбежен общий рост потребления природного газа и одновременное ужесточение экологических стандартов. В этом отношении, по сравнению с другими энергоносителями, природный газ обладает рядом преимуществ. Во-первых, газ – это практически безотходное производство энергии. Во-вторых, относительно низкая себестоимость добычи газа, а также широкий спектр применения газа не только в сфере топливной энергетики, но и в сферах переработки и газохимии делают данный вид полезного ископаемого весьма конкурентно-способным. Россия первая в мире страна по запасам природного газа, что на фоне постепенно растущего спроса на газ позволяет сказать о весьма оптимистичных перспективах развития газовой отрасли в нашей стране.

Однако, добыча газа несет в себе определенные сложности. При разработке газовых месторождений, особенно расположенных в условиях холодного климата, т.е. там, где сосредоточен практически весь газовый потенциал России, необходимо учитывать возможность гидратообразования. Осаждаясь на внутренней поверхности газовых шлейфов, газогидраты способствуют интенсивному снижению их пропускной способности, а в некоторых случаях и вовсе способны полностью их закупоривать, что, как правило, приводит к серьёзным последствиям. Расходы газовой индустрии на своевременное предотвращение гидратообразования и ликвидацию его последствий составляют существенную долю от совокупной стоимости эксплуатации месторождений природного газа. Поэтому снижение эксплуатационных затрат на борьбу с гидратообразованием и поиск новых решений вызывают немалый интерес у газодобывающих компаний.

Для борьбы с гидратами, в основном, используют химические ингибиторы гидратообразования. В России, и в частности на Ямбургском

месторождении, активно используют метанол. Физико-химические свойства метилового спирта и относительная дешевизна, делают использование метанола как ингибитора единственным методом борьбы с гидратами природных газов в промышленном масштабе. Тем не менее, в условиях климата северных потребность в метаноле значительная. Поэтому существует крайняя необходимость в поиске и разработке решений по оптимизации технологических схем регенерации метанола.

Актуальность темы данного проекта заключается в необходимости своевременного обнаружения и устранения образования гидратов в газопроводах и прочих объектах газовых промыслов, подверженных к образованию газогидратов.

Целью данной работы является повышение эффективности борьбы с гидратообразованием в системах сбора и подготовки Ямбургского НГКМ.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа Ямбургского НГКМ.

Предметом исследования является сокращение потерь метанола в процессе подготовки газа на УКПГ-9 и повышение концентраций регенерированных растворов метанола.

Для достижения поставленной цели планируется решение следующих задач:

- 1). Изучить виды, свойства, строение, газовых гидратов, а также их негативное влияние на режим работы систем сбора и подготовки природного газа;
- 2). Изучить виды и технологию работы установок регенерации метанола;
- 3). Создать модель схемы подготовки газа на УКПГ-9 с помощью программного пакета UniSim Design, проанализировать и оценить возможности повышения эффективности использования метанола как антигидратного ингибитора;
- 4). Провести оценку экономической эффективности выявленных предложений по рационализации использования метанола на УКПГ-9.

## 1. Сведения о месторождении

### 1.1 Общие сведения о месторождении

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в заполярной части Западно-Сибирской равнины на Тазовском полуострове. Северная территория месторождения является частью Тазовского, южная – Надымского районов Ямало-Ненецкого национального округа. Территория месторождения представляет собой полого-увалистую равнину с общим уклоном с юга на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением. Особенностью данной территории является большое количество озер, высокая заболоченность и суровые климатические условия.



Рисунок 1 – Расположение Ямбургского НГКМ на Тазовском полуострове

Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Абсолютный минимум температуры достигает минус 58°C. Среднегодовая температура составляет минус 6,9°C.

Месторождение расположено в тундровой зоне, для которой характерно повсеместное и почти сплошное распространение многолетнемерзлых пород (ММП). Глубина кровли ММП изменяется от 0,3 до 1,5 м, а в долинах крупных рек увеличивается от 2 до 5 м и более. Подошва ММП залегает на глубине от 318 до 465 м. Геокриологический разрез месторождения подразделяется на три

этажа: верхний – с монолитно-мерзлыми льдистыми песчано-глинистыми породами (60-145 м), средний – с преимущественно морозными глинистыми породами (200-250 м) и нижний – со слоисто-льдистыми, охлажденными и морозными песчаными породами (100-200 м).

Населенным пунктом является вахтовый поселок Ямбург, построенный с целью размещения персонала для обустройства и разработки Ямбургского месторождения. Районный центр п. Тазовский расположен в 120-140 км к юго-востоку от Ямбургского месторождения. Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург-Центр, а конденсата по конденсатопроводу Ямбург-Уренгой.

Доставка грузов на месторождение осуществляется по железной дороге Новый Уренгой – станция Ямбург, а также по автомобильной дороге от г. Новый Уренгой до порта Ямбург. На месторождении построена автомобильная дорога, соединяющая установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Месторождение открыто в 1963 г. Тюменским геологическим управлением «Главтюменьгеология». Они же и подготовили территорию Ямбургского месторождения к разведочному бурению. Первая поисковая скважина №2 заложена в 1969 г. в присводовой части поднятия. При испытании сеноманских отложений в интервале 1167-1184 м был получен фонтан природного газа. И с 1969 по 1973 гг. на месторождении была пробурена 21 скважина. Также были выявлены залежи газоконденсата в трех пластах (БУ 3/1, БУ 4/1-3, БУ 8/3).

Начальные запасы ЯНГКМ 6,9 трлн м<sup>3</sup> газа, что делает его уникальным по запасам. Общие геологические запасы оцениваются 8,2 трлн м<sup>3</sup> природного газа. Остаточные геологические запасы составляют 4,2 трлн м<sup>3</sup> природного газа и 42,31 % от общих геологических запасов Ямбургского месторождения. Промышленная разработка сеноманских залежей Ямбура началась в 1986 г, неокомских – в 1991 г.

На сегодняшний день, ЯНГКМ введены в эксплуатацию 10 установок комплексной подготовки газа и 4 установки предварительной подготовки газа.

Месторождение разделено на 3 участка недр: в центральной части находится самая крупная Ямбургская площадь, южнее – Харвутинская, севернее – Анерьяхинская. Вывод на проектную мощность Анерьяхи и Харвуты позволяет поддерживать уровень добычи углеводородного сырья в целом по предприятию. В перспективе на производственные мощности месторождения планируется подавать углеводородное сырье с прилегающих к Ямбургу газоносных площадей.

В 2018 г. «Газпром добыча Ямбург» извлекла порядка 65 млрд м<sup>3</sup> газа.

В апреле 2019 г. заключен долгосрочный договор на разработку ачимовских нефтяных залежей. Ачимовские отложения залегают на глубинах около 4000 м и имеют гораздо более сложное геологическое строение по сравнению с сеноманскими (находятся на глубине 1100-1700 м) и валанжинскими (1700-3200 м) залежами. Кроме того, ачимовские отложения залегают при аномально высоком пластовом давлении (более 600 атмосфер), осложнены тектоническими и литологическими экранами, характеризуются многофазным состоянием залежей, а также отягощены тяжелыми парафинами.

Запасы жидких углеводородов Ямбургского месторождения оцениваются в 3,5 млрд т, что делает его уникальным и по запасам нефти. Нефтегазоносность ачимовских отложений месторождения была установлена в 1999 г [1].

## **1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика**

Геологический разрез Ямбургского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента. Разрез осадочного чехла вскрыт на максимальную глубину 4515 м в скважине № 500.

Палеозойский фундамент: в пределах Ямбургского месторождения не вскрыт. Гипотетически он может быть представлен кремнисто-глинистыми, песчаными метаморфизованными породами, известняками. Глубина залегания фундамента 7-10 км.

Триасовая система: представлена эффузивно-осадочным и осадочным комплексом пород. Эффузивно-осадочный комплекс представлен покровами базальтов с корой выветривания в нижней части, аргиллитами, алевролитами с отпечатками растений, туфогенными породами, содержание которых уменьшается вверх по разрезу. Вышележащий осадочный комплекс в Уренгойском районе подразделяется на пурскую, варенгаяхинскую и витютинскую свиты.

Пурская свита представлена конгломератами, песчаниками каолинизированными с прослоями аргиллитов. Варенгаяхинская свита сложена темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников и конгломератов. Витютинская свита представлена серыми песчаниками, конгломератами с прослоями темно-серых аргиллитов. Общая толщина триасовых отложений по данным сейсмических исследований составляет 2-4 км.

Юрская система: отложения юрской системы подразделяются на береговую, ягельную, котухтинскую, тюменскую, абалакскую и баженовскую свиты.

Береговая свита представлена песчаниками грубозернистыми, гравелитами, конгломератами с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин. По разрезу отмечается растительный детрит. Толщина свиты порядка 600 м.

Ягельная свита сложена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, с зеркалами скольжения, с прослоями гравелитистых песчаников, иногда карбонатных. Толщина свиты до 150 м.

Котухтинская свита в Надым-Пурском районе подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин, прослоями битуминозных пород. В глинах отмечаются стяжения пирита, остатки микрофауны, в отдельных прослоях встречен углистый растительный детрит. Верхняя подсвита имеет двухчленное строение и сложена песчаниками серыми, зеленовато-серыми, чередующиеся с алевролитами и уплотненными глинами. Толщина свиты около 500 м.

Тюменская свита представлена сложным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчано-алевритовые пласты характеризуются резкой невыдержанностью по площади и по разрезу, значительной глинистостью. В районе четко выделяется регионально нефтегазоносный пласт Ю<sub>2</sub>, залегающий в кровле свиты. Толщина свиты 580-620 м.

Абалакская свита представлена аргиллитами (глинами аргиллитоподобными) темно-серыми, алевритистыми, слабо слюдистыми, с глинисто-карбонатными конкрециями и пиритовыми стяжениями. Толщина свиты 30-50 м.

Баженовская свита сложена аргиллитами черными, темно-серыми, битуминозными, плитчатыми, с прослоями глинистых известняков. Толщина свиты составляет 75 м. Для Баженовской свиты Ямбургского месторождения характерна более низкая битуминозность по сравнению с южными районами Надым-Пурской области.

Меловая система: отложения нижнего мела подразделяются на сортымскую, тангаловскую и покурскую свиты.

Сортымская свита: верхняя часть свиты вскрыта почти всеми разведочными скважинами. Свита сложена преимущественно глинами темно-серыми, алевритистыми, слюдистыми, плотными, с прослоями и включениями сидерита и пирита. В основании свиты залегает ачимовская толща, представленная чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Общая толщина свиты 450-550 м.

Тангаловская свита вскрыта всеми разведочными скважинами и подразделяется на три подсвиты.

Нижняя подсвита сложена глинами серыми, алевритистыми, с прослоями песчаников и алевролитов (пласты БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>–БУ<sub>9</sub>). На западном и северо-западном погружениях Ямбургского поднятия разрез подсвиты полностью представлен глинами.

Средняя подсвита сложена чередованием пачек песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаные пласты БУ<sub>1-2</sub>, БУ<sub>3</sub>, БУ<sub>4</sub> более выдержаны по



площади, а нижние пласты – БУ<sub>5</sub>, БУ<sub>6</sub>, БУ<sub>7</sub> характеризуются резкой невыдержанностью по площади и разрезу. Подсвета завершается глинистой пачкой толщиной до 50 м.

Верхняя подсвета представлена песчаниками, алевролитами и глинами, невыдержанными по площади. Песчаным пластам присвоены индексы от АУ<sub>4</sub> до АУ<sub>11</sub>. Наиболее выдержанными являются пласты АУ<sub>6</sub> – АУ<sub>7</sub> в средней части верхней подсветы. Общая толщина тангаловской свиты на Ямбургском месторождении составляет 1150-1310 м.

Покурская свита сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники от светло-серых до серых, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабо сцементированные, редкими прослоями карбонатные. Алевролиты серые и светло-серые, разномзернистые, слюдистые, глинистые с прослоями тонких черных глин, реже карбонатные. Глины серые и темно-серые, алевролитистые, плотные, с тонкими линзами песчано-алевролитового материала. По разрезу установлено чередование существенно, глинистых и песчано-алевролитовых пачек. Мощность свиты на Ямбургском месторождении составляет 826-987 м.

Отложения верхнего мела подразделяются на покурскую (сеноманская часть которой описана выше), кузнецовскую, березовскую, ганькинскую свиты.

К кровле покурской свиты приурочена основная по запасам сеноманская газовая залежь (пласт ПК<sub>1</sub>).

Кузнецовская свита (турон) представлена глинами темно-серыми с коричневатым оттенком, вязкими, слюдистыми, глауконитовыми, с остатками раковин двустворок, стяжениями пирита. Толщина свиты 47-88 м.

Березовская свита подразделяется на две подсветы: нижнюю и верхнюю. Нижняя сложена глинами серыми, темно-серыми, с редкими прослоями опок. Верхняя подсвета представлена глинами серыми, слабо алевролитистыми, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов. Толщина свиты 250-280 м.

Палеогеновая система: в палеогеновых отложениях выделяются ганькинская (верхняя часть), тибейсалинская, люлинворская свиты.

Ганькинская свита сложена глинами серыми с зеленоватым оттенком, алевритистыми, плотными, прослоями известковыми. Толщина свиты 204-255 м.

Тибейсалинская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена глинами серыми, темно-серыми, алевритистыми, с прослоями светло-серых песков и алевритов в верхней части. Верхняя подсвита представлена песками серыми, желтовато-серыми, мелкозернистыми, с многочисленными растительными остатками, с прослоями алевритовых глин. Толщина свиты 226-274 м.

Люлинворская свита подразделяется на три подсвиты: нижняя подсвита сложена опоковидными глинами и опоками синевато-серыми, глинистыми; средняя подсвита представлена диатомитами светло-серыми, слабоглинистыми, легкими; верхняя подсвита сложена диатомовыми глинами серыми, желтовато-серыми, алевритистыми, с линзами алевролитов. Общая толщина свиты до 230 м.

Четвертичная система: четвертичные отложения залегают на размывтой поверхности палеогеновых отложений. Разрез представлен песками с включениями гальки и гравия, глинами, супесями, суглинками. Толщина отложений 60-145 м [2].

### **1.3 Структурно-тектоническая характеристика**

Ямбургское газоконденсатное месторождение связано с Ямбургско-Харвутинской группой поднятий. Наиболее крупное из них структуры 2 порядка: собственно Ямбургское куполовидное и Харвутинское валообразное поднятия являются структурным осложнением Медвежье – Ямбургского мегавала.

Ямбургская и Харвутинская структуры объединяются в единую зону газонакопления по изогипсе – 1180 метров. В пределах этой изогипсы размеры структуры 175×50 км, максимальная амплитуда – 220 м.

Наиболее высокоамплитудное и крупное по размерам в пределах этой зоны – Ямбургское куполовидное поднятие, которое осложнено рядом более мелких куполов. Оно имеет более крутой западный склон и пологий восточный

склон. Свод поднятия определяется скважиной № 2090 с отметкой 952 м. Купол простирается с юго-запада на северо-восток, оконтуренный изогипсой 1080 и имеет амплитуду в этих пределах 120 м Харвутинское поднятие имеет субмеридианальное простирание. Сводовая часть его на 120 м. Гипсометрически ниже Ямбургского. С южной частью Ямбургского поднятия (южно-Ямбургским) оно соединяется через небольшое Северо-Харвутинское поднятие неглубоким прогибом [2].

#### **1.4 Характеристика сеноманской газовой залежи**

Газовая залежь приурочена к верхней части сеноманских отложений, в пределах контура газоносности вскрыта на абсолютных глубинах от минус 954,0 м до минус 1179,1 м. Тип залежи – массивная, водоплавающая. Пластовое давление соответствует гидростатическому на уровне газоводяного контакта, и по состоянию июль 2011 года составляет 10,0 МПа, средняя пластовая температура составляет плюс 31,2°C.

Продуктивная часть сеноманской газовой залежи представлена в основном песчаниками и алевролитами с незначительным числом глинистых прослоев, которые имеют преимущественно линзовидное залегание. Помимо невыдержанности глинистые прослои значительно опесчанены. Толщины песчано-алевролитовых пластов коллекторов достигают 45 м, а толщины прослоев глин и глинисто-карбонатных пород, разделяющих пласты-коллекторы, составляют 0,4-20,0 м. В среднем проницаемые прослои составляют 76,9 % от общей толщины продуктивного разреза, вскрытого скважинами [2].

Газ сеноманской залежи в основном метановый (содержание метана 98,95%) с очень незначительным содержанием тяжёлых углеводородов. C<sub>5+в</sub> в пробах и по результатам исследований на газоконденсатность не обнаружены [3].

Средние значения компонентов, входящих в состав газа приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Компонентный состав газа сеноманской залежи

CH <sub>4</sub> , % об.	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , % об.	CO <sub>2</sub> , % об.	N <sub>2</sub> , % об.	He <sub>2</sub> , % об.
98,95	0,10	0,04	0,89	0,013

Сероводород отсутствует. Среднее значение низшей теплотворной способности газа – 32,5 МДж/м<sup>3</sup>.

Относительная плотность газа по воздуху  $\Delta = 0,560$ .

Давление газа на устьях скважин 9,4 МПа, устьевая температура плюс 16°С.

В газе, поступающем от скважин, содержится жидкость 0,2 – 2,0 г/м<sup>3</sup> (вода пластовая – от 44 до 88%, конденсат углеводородный – 1%, метанол – от 15 до 55%) и мехпримеси (1,0 – 10,0 мг/м<sup>3</sup>, максимально до 100 мг/м<sup>3</sup>).

Пластовые воды сеноманской залежи Ямбургского месторождения относительно слабо минерализованные (18 – 20 г/дм<sup>3</sup>), рН = 7,5 – 8,3. Содержание иона хлора изменяется в диапазоне 10 – 14 г/дм<sup>3</sup>, сульфатных ионов – не более 50 мг/дм<sup>3</sup>. Концентрация иона натрия – 6 – 7 г/дм<sup>3</sup>.

Конденсационные воды слабо минерализованы (менее 1 мг/дм<sup>3</sup>), относятся к карбонатному типу [3].

Специальные газоконденсатные исследования до начала разработки проводились в поисковой скважине № П-1. При испытании разведочных скважин, а также в процессе разработки, признаки нефти не были установлены. Данными испытания залежь была изучена равномерно по высоте залежи и площади.

Начальный уровень газоводяного контакта сеноманской залежи Ямбургского НГКМ был установлен на глубине от минус 1156 м до минус 1183 м. Причем постоянно отмечается тенденция его погружения в северо-восточном направлении. Так, на Харвутинском участке положение ГВК отбивается на отметках от минус 1156 м до минус 1165 м, на Ямбургском поднятии – на отметках минус 1158 – минус 1176 м, на Анерьяхинском участке – от минус 1170 м до минус 1183 м. Колебание отметок ГВК по разным скважинам относительно средних обычно не превышает 2 – 4 м.

Размеры залежи, согласно установленному положению газоводяного контакта составляют: длина 159 км, с учётом Северо-Анерьяхинского выступа – 173 км, ширина в пределах Харвутинского участка – 20-23 км, в центральной части – 44 км, на Анерьяхинском участке – 37 км, с учётом Восточно-Ямбургского поднятия – 67 км. К сеноманской продуктивной толще приурочены основные запасы газа месторождения [2].

### **1.5 Особенности газодобычи на завершающей стадии разработки**

На данный момент, сеноманская залежь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения находится на завершающей, III стадии разработки. Тем самым, работа газового промысла осуществляется в условиях постоянного снижения пластового давления газовой залежи. Это приводит к ряду нежелательных последствий: увеличивается равновесное влагосодержание пластового газа, происходит постепенное обводнение вскрытых интервалов на скважинах и неполный вынос жидкости из стволов скважин, поднимается уровень газонефтяного контакта. Кроме очевидного снижения продуктивности газовых скважин, насыщение пластового газа водой приводит к уменьшению фазовой проницаемости призабойной зоны по газу.

Еще одной проблемой является постепенное снижение объемов добычи газа, в связи с чем скорость газожидкостных потоков существенно снижается (особенно характерно для промысловых газопроводов больших диаметров). В следствие этого на пониженных участках трасс газопроводов возможны скопления жидкости, что приводит к образованию жидкостных и/или газогидратных пробок.

Кроме того, значительно снижается температура газовых потоков на конечных участках шлейфов, и на узлах их подключения к УКПГ, особенно в зимний период года. Изменение тепловых режимов работы шлейфов в совокупности с появлением дополнительных гидравлических сопротивлений, вызванных гидратообразованием, ведет к повышению устьевых давлений на

кустах газовых скважин. Это соответственно приводит к дополнительному снижению дебитов скважин и возможному их самозадавливанию [4].

Все вышеперечисленные особенности добычи газа на поздней стадии разработки очевидно приводят к ряду технологических осложнений, самым значимым из которых можно считать риск гидратообразования. Гидраты, отлагаясь на внутренних стенках лифтовых колонн, газовых шлейфов могут частично или полностью перекрывать их проходные сечения, тем самым создавая аварийные ситуации.

Таким образом, необходимость борьбы с гидратообразованием в промысловых системах добычи и сбора газа становится актуальнее с каждым последующим годом выработки газовых и газоконденсатных месторождений. Строение, типы, свойства гидратов, а также методы предупреждения и борьбы с ними будут рассмотрены в следующей главе.

## 2. Общие сведения о гидратах газа и методах борьбы с ними

### 2.1 Природа и строение гидратов газа

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из водного раствора, льда, водяных паров и низкомолекулярных газов. По внешнему виду напоминают лед или снег. Известно тем, что при высоких давлениях (порядка 15 – 30 МПа) способны существовать даже в диапазоне положительных температур.

В структуре газовых гидратов молекулы воды образуют ажурный каркас (так называемую решетку хозяина), внутри которого внедряются молекулы газа (молекулы – гости) (см. рисунок 2). Такие кристаллические решетки имеют сложное, трехмерное строение. Примечателен факт того, что между молекулой гостем и молекулами хозяевами отсутствует связь, т.е. молекула гость может свободно вращаться внутри решетки, образованной молекулами-хозяевами [5].



Рисунок 2 – Типичная молекула гидрата газа: молекула-гость (метан) заключена внутри кристаллической решетки молекул-хозяев (воды)

Для описания термодинамических свойств гидратов широкое распространение получила теория Ван-дер-Ваальса, главные положения которой следующие:

1. Кристаллическая решётка, образованная молекулами-хозяевами не испытывает каких-либо структурных деформаций в зависимости от степени её заполнения молекулами-гостями, а также от их вида.

2. Внутри каждой кристаллической решетки одновременно не может находиться более одной молекулы-гостя.

3. Взаимодействие молекул-гостей с решеткой «хозяина» пренебрежимо мало [6].

Стабилизация решетки «хозяина» в присутствии молекулы-гостя объясняется действием сил Ван-дер-Ваальса, которые проявляются вследствие межмолекулярного притяжения. В связи с этим считается, что решётка хозяина не испытывает каких-либо структурных деформаций в зависимости от степени её заполнения молекулами-гостями, а также от их вида; а взаимодействие молекул-гостей с молекулами-хозяевами пренебрежимо мало, однако, ряд экспериментов показал, что молекулы-гости способны определять как симметрию кристаллической решётки гидрата, так и последовательность фазовых переходов гидрата [5].

## 2.2 Типы и структуры гидратов

Согласно классификации газогидратов по строению их кристаллической решетки, гидраты имеют следующие структуры: кубическая I (КС-I), кубическая II (КС-II) и гексагональная III (ГС-III). Известно, что индивидуальные газы  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{Xe}$ ,  $\text{CF}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$  при низких давления образуют гидраты структуры КС-I, а газы  $\text{Ar}$ ,  $\text{Kr}$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$  – структуры КС-II. Существует также третий тип гидратов (структура H), однако он встречается намного реже.

Самую простую структуру имеют гидраты первого типа, они образованы ячейками с полостями двух видов: в форме додекаэдра (12-гранника), и в форме тетракайдекаэдра (14-гранника).

Додекаэдрические полости по размеру меньше тетракайдекаэдрических, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые – большими полостями. В гидратах I типа каждая ячейка решетки состоит из 46 молекул воды (см. рисунок 3).



Установление кристаллической структуры газовых гидратов продолжительный период времени не представлялось возможным вследствие одного их интересного свойства – нестехиометричности. Данное свойство означает, что для образования стабильной решетки гидрата совсем необязательно нахождение молекул-гостей в каждой молекулярной полости. В свою очередь, степень заполнения полостей является зависит от давления и температуры. Газами-гидратообразователями первого типа обычно являются метан, этан, углекислый газ и сероводород.

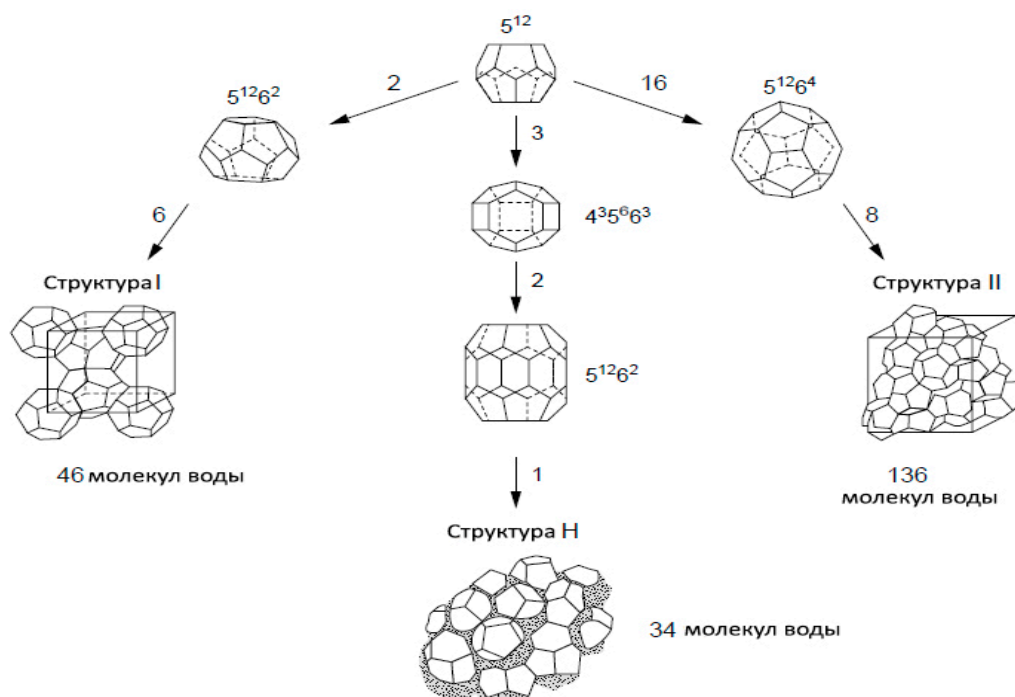


Рисунок 3 – Структуры гидратов

Гидраты второго типа имеют уже более сложную структуру, которая представлена в виде: додекаэдра (12-гранника) и гексакайдекаэдра (16-гранника). Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакайдекаэдрических. Ячейка решетки гидрата II типа образована 136 молекулами воды. Газами-гидратообразователями второго типа являются в основном азот, пропан и изо-бутан. Примечателен факт того, что н-бутан, вследствие больших размеров молекулы, не способен образовывать гидраты.

Гидраты H типа встречаются значительно реже, чем гидраты I и II типов. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы малого размера. В структуре гидратов типа H имеются полости трех видов: додекаэдрические,

полости неправильной додекаэдрической формы; и неправильной икосаэдрической формы (т.е. 20-гранник, имеющий 12 граней в виде правильного пятиугольника, и 8 граней в виде правильного шестиугольника).

Каждая структурная ячейка решетки состоит из трех додекаэдрических полостей (малых  $5^{12}$ ), двух неправильных додекаэдрических полостей (средних  $4^3 5^6 6^3$ ) и одной икосаэдрической полости (большой  $5^{12} 6^8$ ). Элементарная ячейка включает 34 молекулы воды. Гидрообразователями Н типа являются: 2-метилбутан, 2,2-диметилбутан, этилциклопентан, метилциклогексан, циклогептан и циклооктан. В составе природного газа эти компоненты встречаются редко. Фактически эти вещества обычно не учитываются при анализе химического состава газа [5].

На рисунке 4 приведена поэтапная схема зарождения и роста гидрата в двухфазной системе. Молекулы-гости показаны как серые шары, молекулы воды показаны в виде структурных ячеек:  $5^{12}$  (зеленые),  $5^{12} 6^2$  (синие),  $5^{12} 6^3$  (красные), и  $5^{12} 6^4$  (оранжевые).

Гидраты I и II типа образуют молекулы-гости, диаметр которых лежит в пределах от 3,8 до 7 Å, т.е. не все молекулы газов склонны к гидратообразованию. Например, молекулы пентана, гексана и прочих высших углеводородов не образуют гидратов. Примечательно также то, что молекулы водорода и гелия, несмотря на их малый размер (диаметр составляет 2,7 и 2,3 Å соответственно), также не являются газами-гидратообразователями. Это можно объяснить тем, что стабилизация кристаллической решетки гидрата напрямую связана с действием между «гостями» и «хозяевами» сил Ван-дер-Ваальса, которые, в свою очередь, являются результатом взаимодействия между электронами. Как известно, молекулы  $H_2$  и He содержат всего по два электрона, силы Ван-дер-Ваальса в них слишком слабы, и именно поэтому данные газы не склонны к гидратообразованию.

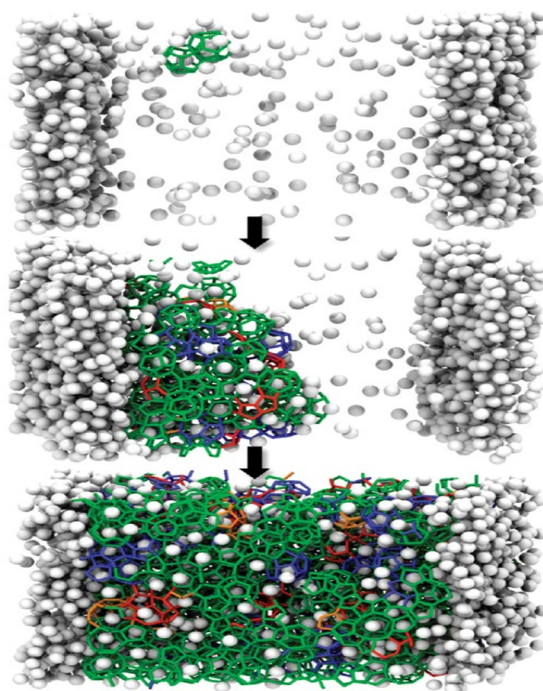


Рисунок 4 – Нуклеация и агломерация гидратов

Еще одним важным фактором, характеризующим склонность к гидратообразованию являются химические свойства вещества гидратообразователя. Например, газы, хорошо растворимые в воде, такие как хлор и аммиак также не образуют газогидратов. Другими словами, гидрат не сможет образоваться, если существует угроза существованию водородных связей. Широко используемый на месторождениях Крайнего Севера метиловый спирт, который также хорошо растворим в воде, способствует разрушению гидратов, вследствие нарушения водородных связей между молекулами воды, из которых состоит кристаллическая решетка гидрата [7].

### 2.3 Некоторые свойства гидратов

Характеристики свойств газогидратов играют важную роль при проектировании технологических процессов, связанных с гидратообразованием. Исследование свойств гидратов осложняется тем, что эти свойства зависят от типа гидрата, молекулы – гостя, и степени заполнения полостей (гидраты нестехиометричны).

1. Молярная масса – ее можно определить, исходя из его кристаллической структуры и степени заполнения полостей. Ниже приведены молярные массы некоторых гидратообразующих веществ (см. таблицу 2).

Таблица 2 – Молярные массы некоторых гидратов при 0°С

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

2. Плотность – значения плотности гидратов некоторых чистых веществ при 0°С указаны в таблице 3. Можно заметить, что плотность гидратов углеводородов приблизительно равна плотности льда [8].

Таблица 3 – Плотность некоторых газовых гидратов при 0°С

Компонент	Тип гидрата	Плотность, г/см <sup>3</sup>
Метан	I	0,913
Этан	I	0,967
Пропан	II	0,899
Изобутан	II	0,934
Лёд	–	0,917
Вода	–	1,000

3. Объем газа в газогидрате. Интересно отметить, при структуре метаногидрата  $5^{12}$ , чья химическая формула имеет вид:  $(\text{CH}_4)_4(\text{H}_2\text{O})_{23}$ , 1 моль метана соотносится к 5,75 молям воды, что соответствует 13,4% метана по массе. Таким образом, 1 м<sup>3</sup> метаногидрата массой 913 кг может содержать до 120 кг метана, что эквивалентно 169 м<sup>3</sup> газообразного метана (при  $t = 0^\circ\text{C}$  и  $p = 1$  ат). Для сравнения, в 1 м<sup>3</sup> жидкого метана (при его температуре кипения  $t_{\text{кип}} = 161,5^\circ\text{C}$ ) заключено 26,33 кмоль газообразного метана, что соответствует 633 м<sup>3</sup> газа в стандартных условиях, а в 1 м<sup>3</sup> сжатого метана ( $p = 7$  МПа и  $t = 27^\circ\text{C}$ ) содержится 3,15 кмоль, или 75,7 м<sup>3</sup> газообразного метана. Если посмотреть с

другой стороны, для хранения газообразного метана объемом 25000 м<sup>3</sup> потребуется около 150 м<sup>3</sup> гидрата. Это сравнимо с объемом 40 м<sup>3</sup> сжиженного метана, или 335 м<sup>3</sup> сжатого метана [5].

4. Энтальпия плавления, иногда называемая теплотой образования. С ее помощью можно рассчитать количество теплоты, необходимое для разложения гидрата.

Таблица 4 – Энтальпия плавления некоторых газовых гидратов

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

Как видно из таблицы, энтальпия плавления газогидратов выше, чем у льда. Этим объясняется тот факт, что теплота плавления гидратов значительно превышает теплоту плавления воды. В случае с чистой водой лед превращается в жидкость, а при разложении гидрата образуется жидкость и газ [8].

## 2.4 Условия образования гидратов газа

Для образования гидрата необходимы следующие три обязательных условия:

1. Наличие необходимых термобарических условий. Известно, что для образования газогидратов необходима комбинация высокого давления и низкой температуры. Равновесные условия для начала процесса гидратообразования для газов с различной относительной плотностью можно определить из диаграммы (см. рисунок 5).

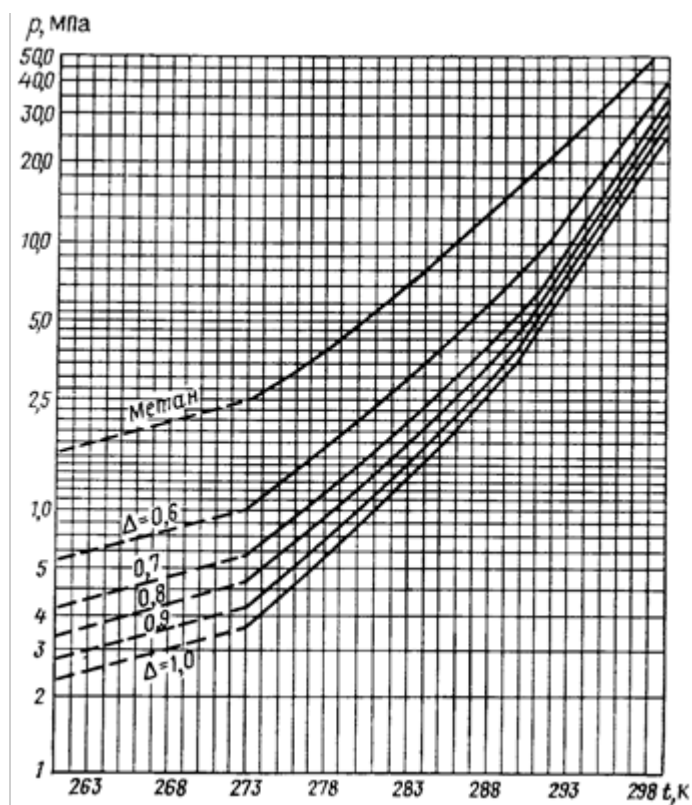


Рисунок 5 – Равновесные кривые образования гидратов природных газов в зависимости от температуры и давления

Каждая кривая на графике представляет собой геометрическое место точек начала образования гидратов в зависимости от давления и температуры газа данной относительной плотности. С уменьшением температуры ниже равновесной при постоянном давлении или с увеличением давления выше равновесного при постоянной температуре количество компонентов газа в газовой фазе гидрата повышается, т.е. в зоне выше каждой кривой гидраты образуются, ниже кривой – отсутствуют. Следовательно, из графика вытекает два практических вывода: возможность образования гидратов увеличивается с повышением давления и понижением температуры газа; чем тяжелее газ, тем меньше давление и выше температура, при которых образуются гидраты [6].

2. Наличие гидратообразующего вещества: к гидратообразующим веществам относятся метан, этан, двуокись углерода и др.

3. Достаточное количество воды [5].

Для предотвращения гидратообразования достаточно исключить одно из условий, описанных выше. Однако, мы не можем удалить гидратообразующее

вещество, т.к. в случае добычи природного газа, именно оно является полезным продуктом и объектом добычи.

Также следует отметить некоторые факторы, способствующие ускорению процесса гидратообразования:

1. Турбулентность и высокие скорости потока. Образование гидратов активно протекает на участке с высокими скоростями потока среды. Это делает дроссельную арматуру особенно чувствительной к образованию гидратов. Во-первых, температура природного газа при прохождении через дроссель, как правило, значительно понижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Во-вторых, в уменьшенном проходном сечении клапана возникает большая скорость потока.

2. Центры кристаллизации. Центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в данном конкретном случае – образование твердой фазы из жидкой. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут быть дефекты трубопроводов, сварные швы, фасонные детали и арматура трубопроводов (например, колена, тройники, клапаны) и т. д. Включения шлама, окалина, грязи и песка также являются хорошими центрами кристаллизации.

3. Свободная вода. Наличие свободной воды не является обязательным условием для гидратообразования, однако интенсивность гидратообразования в присутствии свободной воды, безусловно, возрастает [8].

## **2.5 Методы борьбы с газогидратами**

Борьба с гидратами, как и с любыми осложнениями, ведется в направлениях их предупреждения и ликвидации, причем методы предупреждения гидратообразования всегда более предпочтительны. Условно все методы борьбы с гидратами можно разделить на три вида (см. рисунок б): технологические (недопущение гидратообразования поддержанием

безгидратных режимов эксплуатации), физические (механические и тепловые методы ликвидации газогидратных пробок) и химические (ввод ингибиторов) [9].

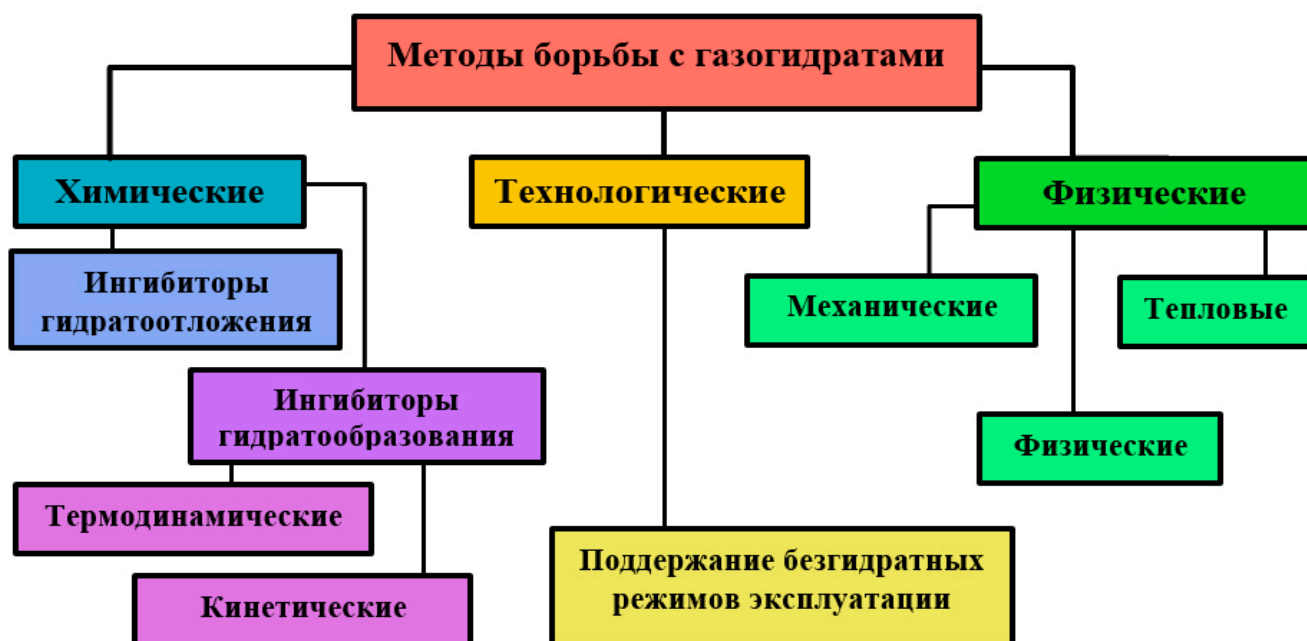


Рисунок 6 – Классификация методов борьбы с гидратами

К технологическим видам борьбы относят:

1. Поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, теплоизоляции трубопроводов и подбора режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока.

2. Понижение температуры точки росы газа, что достигается:

- уменьшением давления при транспорте газа (при этом также снижается температура начала образования гидратов);
- нейтрализацией воды, выпадающей в жидком виде;
- очисткой газа от паров воды – газоосушка.

Уменьшение давления при транспорте газа обычно используется только для ликвидации гидратных пробок, но не как средство предупреждения образования гидратов, потому что это связано с одновременным уменьшением пропускной способности газопровода [10].

3. Уменьшение плотности газа, путем извлечения из него тяжелых углеводородов ( $C_3+$ ). С помощью чего увеличивается давление и снижается



температура при которых начинают образовываться гидраты. Для понижения точки росы газа нейтрализацией выпадающей воды в поток газа вводят ингибиторы [11].

Физические методы заключаются в механическом удалении гидратообразований либо путем скребкования, либо путем нагрева интервала с гидратом.

Химические методы основаны на добавлении ингибиторов гидратообразования. Различают две группы ингибиторов: термодинамические, обычно используемые в очень больших количествах (рабочие концентрации 10 – 60 % масс.), и низкодозируемые ингибиторы гидратообразования (НДИ), которые подразделяются на кинетические ингибиторы (КИГ) и антиагломеранты (АА) [11].

В настоящее время существуют следующие виды термодинамических ингибиторов (ТИГ):

а) водные растворы солей-электролитов: обычно используется водные растворы KCl и NaCl. Данный вид ингибиторов обладает достаточно высокой антигидратной активностью, весьма прост в изготовлении раствора необходимой концентрации, а также нетоксичен. Однако, несмотря на все свои преимущества, данный вид антигидратных ингибиторов обладает весьма высокой коррозионной активностью, а также несет в себе риск осаждения осадка при взаимодействии с высокоминерализованной пластовой водой. Также возникает необходимость в специальном оборудовании для подготовки раствора ингибитора нужной концентрации. Как правило, данный вид ингибиторов применим на небольших месторождениях средней и южной части России, в силу нетехнологичности их применения на крупных северных месторождениях.

б) растворы гликолей: моно-, ди- и триэтиленгликоль. Несмотря на то, что гликоли зарекомендовали себя как эффективные осушители, они также обладают антигидратными свойствами: они вступают в конкуренцию с молекулами воды за формирование водородных связей, и как результат, возможность гидратообразования с термодинамической точки зрения становится

менее вероятной. Однако использование растворов гликолей в качестве антигидратных ингибиторов не всегда оправдано, т.к. они обладают весьма высокой стоимостью, высокой вязкостью, и высокой температурой кристаллизации, что практически всегда осложняет их использование в северных широтах.

в) водные растворы метилового спирта: сейчас метанол практически единственный ингибитор, использование которого в качестве ингибирования гидратообразования остается оправданным в промышленных масштабах в климатических условиях северных месторождений России. На это есть ряд существенных причин:

- цена на метанол относительно низкая;
- имеется достаточно широкая промышленная база по его производству;
- метанол (100% раствор) обладает очень низкой температурой кристаллизации (минус 97°C) а также имеет весьма малую вязкость его водных растворов даже при температурах ниже минус 50 °C;
- отсутствие коррозионной активности и его водных растворов;
- наличие простых в обслуживании систем рециркуляции и регенерации его насыщенных растворов.

Тем не менее, использование метанола имеет ряд недостатков:

- высокие рабочие концентрации (95 % масс.);
- очень высокая токсичность;
- высокая пожароопасность;
- риск выпадения солевых осадков при контакте с высокоминерализованной пластовой водой;
- высокий удельный расход, обусловленный высокой летучестью паров метанола, вследствие их высокой упругости;
- явление ускоренного гидратообразования при добавлении разбавленных водных растворов метанола с недостаточной концентрацией, т.е. при недостаточной концентрации метанол становится уже не ингибитором, а наоборот, катализатором гидратообразования;

– значительные финансовые расходы на регенерацию и переработку использованного метанола [13].

Альтернативным вариантом решения проблемы образования гидратов является использование так называемых КИГ. Данный вид ингибиторов представляют собой водорастворимые высокомолекулярные соединения, которые способны участвовать в процессе кристаллизации гидрата на начальных стадиях их роста, тем самым замедляя данный процесс. Путем химического воздействия на центры начала кристаллизации (на точки начального роста), кинетические ингибиторы предотвращают зарождение новых мелких гидратных кристаллов и тем самым увеличивают временной период образования газовых гидратов. Самым главным достоинством ингибиторов данного типа является их гораздо меньшая рабочая концентрация, выгодно отличающая КИГ от антигидратных ингибиторов, составляющая порядка (0,1 – 2,0% масс.) [12].

Однако, некоторые физико-химические свойства КИГ ставят вопрос о нерациональности их применения в климатических условиях севера России:

– во-первых, концентрация их растворов не должна превышать 2% масс. вследствие дальнейшего роста вязкости раствора;

– во-вторых, температура замерзания растворов КИГ всегда близка к 0°С.

Также к химическим методам борьбы с гидратами относят применение ингибиторов гидратоотложения. Данный тип антигидратных ингибиторов представляют собой определенные антигидратные составы, которые предотвращают отложение гидратов. Принцип действия таких антигидратных агентов состоит в «блокировке» водной фазы в газовом потоке, и близок по механизму работы с ингибиторами соле- и парафиноотложения. Как правило, с точки зрения химического состава ингибиторы данного типа содержат поверхностно-активные вещества и диэтиленгликоль (ПАВ в основном представлены метил- и этилсиликонатом натрия). Однако, при неправильном применении ингибиторов гидратоотложений весьма вероятен риск пенообразования, что может только ухудшить процесс и привести к более интенсивному гидратообразованию.

## 2.6 Технологии сокращения расхода метанола

Использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования на сегодняшний день является фактически единственным промышленным способом борьбы с гидратами в скважинах, шейфах и прочих элементах оборудования газовых промыслов. Однако, стоимость этого ингибитора с учетом накладных расходов, которая, в силу удаленности месторождений Крайнего Севера от основных заводов изготовителей метанола, может вырастать в 2-3 раза, в совокупности с весьма значительным общим расходом метанола, ставят вопрос о необходимости сокращения его безвозвратных потерь как путем регенерации его насыщенных растворов, так и модернизацией систем сбора [13].

Совершенно другим подходом к решению вышеупомянутой проблемы является производство метанола из природного газа непосредственно на месторождении. На сегодняшний день разработано несколько методов конверсии метана природного газа в метиловый спирт. Наиболее широкое промышленное применение нашел процесс паровой конверсии метана в синтез-газ (который представляет собой смесь угарного газа CO с водородом H<sub>2</sub>) с его последующим каталитическим превращением в метиловый спирт. Однако для реализации такого способа синтеза метанола на практике необходимы сложное оборудование, высокие требования к очистке газа, огромные затраты энергии на получение синтез-газа и его последующую очистку, а также наличие промежуточных стадий процесса. Более того, вариант малых и средних производств метанола (менее 1000 т/сут) непосредственно на газовых промыслах не покрывает потребность отдельных УКПГ в метаноле (около 10–50 т/сут). Поэтому технология получения метанола через синтез-газ, рассчитанная на малотоннажное производство, в своей классической форме непригодна для использования в промышленных условиях.

Поэтому, регенерация водных растворов антигидратных ингибиторов является практически единственным способом решения вышеупомянутой проблемы. Как правило, ВМР можно сжигать на факельных установках, либо

можно восстанавливать его рабочую концентрацию с помощью метода ректификации, адсорбции или химической очистки, либо повторно использовать ВМР высокой концентрации с последних ступеней НТС и производить его отдувку на предыдущих ступенях НТС.

### **2.6.1 Регенерация метанола методом ректификации**

Внедрение установок регенерации насыщенного водометанольного раствора на газовых и газоконденсатных месторождениях, является на сегодняшний день главным направлением совершенствования технологии предварительной подготовки газа, которое позволяет существенно снизить совокупные объемы потребления ингибитора и транспортные расходы, повышает экономическую эффективность процессов газообработки, и улучшает экологическую сторону работы газовых промыслов.

Ректификация – вид перегонки, основанный на противоточном взаимодействии пара и жидкости в колонне, позволяет достичь наиболее полного разделения компонентов, ее применяют и для очистки метанола-сырца на установках синтеза метанола и в промышленных условиях. Указанный процесс всесторонне исследован теоретически, и его реализация принципиально не представляет особых трудностей [14].

Помимо Ямбургского месторождения, регенерация метанола методом ректификации в аппаратах колонного типа осуществляется на Мессояхском, Вуктылском, Оренбургском месторождениях, а также внедряется на других объектах газовой промышленности.

### **2.6.2 Принцип работы ректификационной колонны**

Ректификационная колонна – это вертикальный цилиндрический аппарат, который предназначен для физического разделения жидких смесей углеводородов с получением целевых продуктов требуемого качества.

Кубовая жидкость, стекая сверху вниз по тарелкам, обогащается высококипящим компонентом (ВКК), а пары обогащаются низкокипящим компонентом (НКК). В результате получают пары более богатые низкокипящими компонентами и жидкость (флегму) более богатую высококипящими компонентами, чем исходная система. При осуществлении многократного испарения и конденсации обеспечивается получение паров и жидкости с любой желаемой концентрацией и необходимым количеством продуктов. Многократно повторяющееся контактирование неравновесных паровой и жидкой фаз по сути и является процессом ректификации.

В зависимости от применяемых внутренних контактных устройств, ректификационные колонны делятся на насадочные и тарельчатые.

Насадочные колонны (см. рисунок 7 б) представляют собой такие колонны, на отдельных участках которых установлены насадки. В свою очередь, насадки могут быть регулярными и нерегулярными. Нерегулярная насадка представляет собой слой хаотично уложенных шариков, сделанных из керамики или металла, которые предназначены для создания как можно большей площади контакта пара и жидкости. Регулярные насадки представляют собой скомпонованные в пакеты слои гофрированных и перфорированных металлических листов. Насадочные колонны широко применяют не только при ректификации, но и для процессов абсорбции, очистки, охлаждения и увлажнения газов. На эффективность работы колонны данного типа оказывают влияние многие факторы, например, геометрические габариты, физико-химические свойства жидкости и пара и т. д. Но самым значимым фактором из всех является закономерность распределения потоков внутри колонны, определяющая возможность избирательного движения жидкости и паров.

Насадочные колонны имеют следующие преимущества:

- большая площадь контакта;
- малый перепад давления по высоте аппарата;
- дешевизна;
- высокая эффективность.

Однако насадочные колонны имеют и свои недостатки, такие как:

- малая проводимость насыпного материала насадки;
- недостижимость желаемого разделения паров и флегмы;
- небольшой интервал оптимальных параметров работы колонны [14].

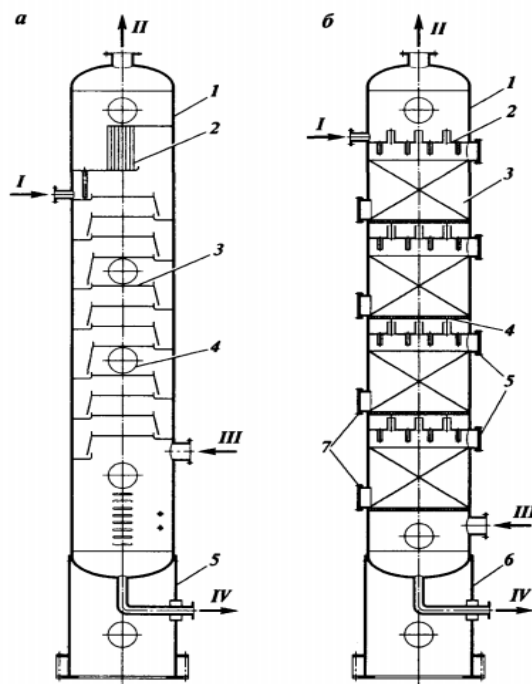


Рисунок 7 – Принципиальная схема тарельчатой ректификационной колонны (а): 1 – корпус, 2 – каплеотбойник, 3 – тарелка, 4 – люк, 5 – опорная обечайка; и насадочной ректификационной колонны (б): 1 – корпус, 2 – распределительная тарелка, 3 – насадка, 4 – опорная решетка, 5 – загрузочные люки, 6 – опора; 7 – люки выгрузки насадки. Поток: I – ненасыщенный абсорбент, II – сухой газ, III – сырой газ, IV – насыщенный абсорбент

Тарельчатые колонны (см. рисунок 7а) имеют самое широкое применение в нефте- и газо-переработке. Тарелка – это контактное (барботажное) устройство на котором происходит тепло-массообмен между паровой и жидкой фазами. В зависимости от технологических условий, в колонну могут устанавливаться тарелки различных конструкций: колпачковые, ситчатые, клапанные, с S-образными элементами и т. д. В каждой колонне имеются секции: питания, отгонная (низ, он же «куб» колонны) и концентрационная (верх колонны). Концентрационная секция расположена выше ввода сырья; та секция, куда вводится сырье, называется секцией питания (эвопорационным пространством). Отгонная секция расположена ниже уровня ввода сырья. Тарелка, на которую

подается сырьё, называется тарелкой питания. Для нормальной работы колонны, обязательны: подача орошения на верх концентрационной секции колонны и ввод тепла или острого водяного пара в отгонную секцию [14].

Тарельчатые колонны имеют следующие преимущества:

- широкий рабочий диапазон нагрузок по жидкой и паровой фазам;
- значительная поверхность контакта фаз;
- эффективная гидродинамическая обстановка на ступенях контакта;
- сравнительно невысокий перепад давления на одной тарелке;
- низкая удельная стоимость единицы объема аппарата.

Принцип работы тарельчатой колонны прост: в секцию питания поступает подлежащей ректификации сырьё в виде смеси паров и жидкости. При входе сырья в колонну происходит процесс однократного испарения, в результате которого образуются пары и жидкость, находящиеся в состоянии равновесия. На каждой тарелке обеспечивается контакт между парами, поступающими на данную тарелку, и жидкостью, стекающей на эту же тарелку. В результате контакта этих потоков меняются составы паровой и жидкой фаз: пары обогащаются низкокипящими компонентами (НКК), а жидкость высококипящими компонентами (ВКК). Уходящие с тарелки потоки паров и жидкости будут находиться в состоянии, близком к равновесному. При этом пары поступают на вышележащую тарелку, где вступают в контакт с соответствующим потоком жидкости, а жидкость стекает на нижележащую тарелку, где вновь происходит изменение состава фаз. Подобное контактирование осуществляется до тех пор, пока пар наверху и жидкость внизу колонны не приобретут заданные составы.

Поскольку в процессе ректификации должны участвовать два потока (паров и жидкости, состоящие из одних и тех же компонентов, но разного состава), из верхней части колонны отводят тепло, а к нижней части колонны подводят тепло. При конденсации части паров вверху колонны образуется поток жидкости – флегмы орошения. Перетекающие вниз с тарелки на тарелку. Внизу колонны за счет подвода тепла, часть жидкости испаряется, образуя восходящий



поток паров. Наличие холодильника (конденсатора) и кипятильника (ребойлера) позволяют обеспечить необходимые жидкостные и паровые нагрузки в колонне. Отбираемый с верха колонны продукт, обогащенный НКК, называется дистиллятом, а отбираемый снизу продукт, обогащенный ВКК, – ректификатом (остатком).

Общий вес тарельчатой колонны обычно меньше, чем вес насадочной при одинаковой производительности: из-за ограниченной прочности насадки иногда невозможно обойтись только одной колосниковой решеткой, выдерживающей вес всей насадки в высокой колонне. Тарельчатые колонны более пригодны для процессов, сопровождающихся колебаниями температуры относительно окружающей среды, так как периодическое расширение и сжатие корпуса колонны при таких условиях может разрушить насадку.

### **2.6.3 Регенерация метанола методом отдувки**

Способ извлечения метанола из ВМР с помощью процесса ректификации на сегодняшний день получил наибольшее распространение, и его по праву можно считать «классическим». Он неоднократно применялся и применяется на северных месторождениях (в частности на Мессояхском газоконденсатном месторождении удалось минимизировать потери метанола с помощью полной регенерации его растворов) [15]. Регенерация метанола как антигидратного ингибитора вполне целесообразна и значительно дешевле чем синтез метанола на самих месторождениях. Однако у метода ректификационный метод регенерации метанола имеет ряд недостатков, которые весьма нежелательны при эксплуатации северных месторождений:

- потребность в общем коллекторе для газа, поступающего на УКПГ;
- нерентабельность и нецелесообразность ректификации растворов ВМР малой концентрации;
- необходимость борьбы с образованием солевого остатка.

Совершенно другим, более инновационным и многообещающим способом регенерации ВМР является метод «отдувки» метанола. Впервые вариант такой технологии был представлен Уренгойгазпромом и ВНИИГАЗом в 1985 году после анализа первой установки НТС на Уренгойском НГКМ – УКПГ-2В. Технология была представлена в обобщённом виде в изобретении по патенту №1350447 [16].

В сравнении с ректификацией, принципиальное отличие в сокращении расхода метанола здесь заключается в том, что в технологическую схему подготовки газа, которая включает ступенчатую сепарацию, вводят водорастворимый летучий органический ингибитор гидратообразования (метанол, этанол, ацетон) на участках, где возможно образование гидратов, а отработанный раствор ингибитора подается в поток газа на одну из предыдущих ступеней сепарации. При этом происходит испарение летучего ингибитора и частичное насыщение им газа. За счет этого снижается расход концентрированного (свежего) ингибитора, вводимого далее в газовый поток. Таким образом, отпадает необходимость в установке регенерации ингибитора методом ректификации.

Данный способ промышленной подготовки газа осуществляется следующим образом (см. рисунок 8):

Газ при температуре 15-45 °С и давлении 9-13 МПа поступает на первую ступень в сепаратор 1, где происходит отделение газовой фазы от воды и конденсата. Далее газ направляется на вторую ступень сепарации и проходит рекуперативный теплообменник 2, где охлаждается за счет теплообмена с холодным отсепарированным газом (который далее направляется в магистральный газопровод) и поступает в сепаратор 3. В газовый поток, выходящий из второй ступени сепарации и поступающий в низкотемпературную ступень, вводят ингибитор (место его ввода определяется исходя из термодинамических условий гидратообразования, которые реализуются в теплообменнике 4 и сепараторе 5). В третьей (низкотемпературной) ступени сепарации газ охлаждается в теплообменнике 4, дросселируется на штуцере 6 и

поступает в сепаратор 5 с термодинамическими условиями:  $t = \text{минус } 30 - \text{плюс } 20^{\circ}\text{C}$  и  $P = 7-8 \text{ МПа}$ . Отсепарированный и охлажденный сухой газ через теплообменники 4 и 2 направляется в газопровод, а углеводородная жидкость из сепаратора 5 – в конденсатопровод.

Отделившуюся водную фазу, представляющую собой высококонцентрированный отработанный раствор ингибитора, подают в поток газа перед теплообменником 2, а более разбавленный водный раствор ингибитора, выделенный в сепараторе второй ступени 3, подают в сепаратор 1 [16].

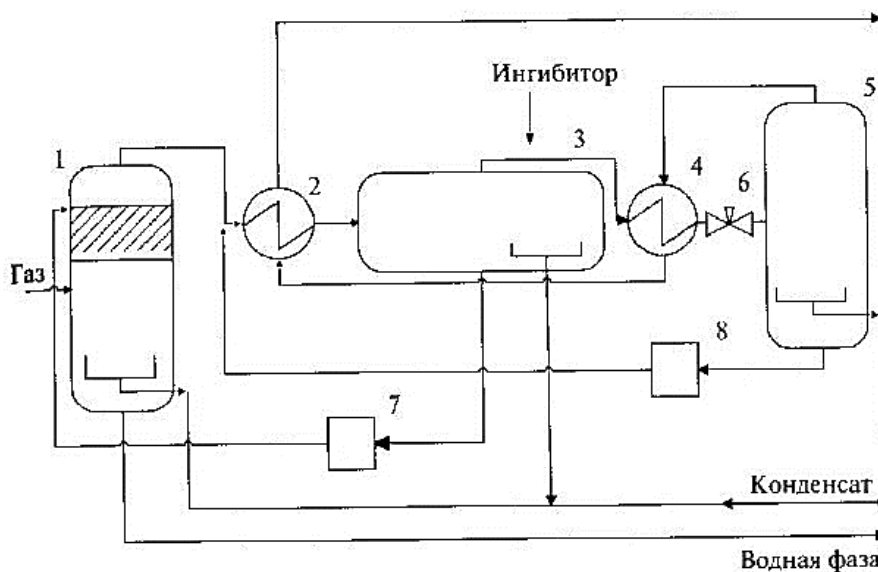


Рисунок 8 – Принципиальная схема технологии НТС с «отдувкой» ВМР:  
 1 – сепаратор I ступени; 2 и 4 – теплообменники; 3 – сепаратор II ступени;  
 5 – сепаратор III ступени; 6 – штуцер (эжектор); 7 и 8 – насосы

Таким образом, данная технология рециркуляции метанола представляет собой многократное использование летучего антигидратного ингибитора в системе подготовки газа в одной технологической линии за счет его испарения из жидкой фазы в поток газа на первых ступенях сепарации и конденсации – на последующих. При этом эффективно используются физико-химические особенности растворимости летучего органического вещества в сжатом природном газе: сильная зависимость от температуры и увеличение растворимости с ростом давления при  $P \geq 5-7 \text{ МПа}$ . Необходимость подачи свежего ингибитора связана с компенсацией уноса метанола осушенным газом, нестабильным конденсатом и водой.

### **3. Анализ повышения эффективности регенерации метанола УКПГ-9 ЯНГКМ**

#### **3.1 Общее описание технологического процесса УКПГ-9**

Установка комплексной подготовки газа УКПГ-9 входит в состав установок сеноманской залежи Ямбургского НГКМ. Расположена на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Введена в эксплуатацию в 2006 году. Схема подготовки газа на УКПГ включает сбор газа от кустов скважин, гликолевую осушку, регенерацию ДЭГа и метанола.

Установка комплексной подготовки газа УКПГ-9 предназначена для сбора природного газа ЭУ-11, ЭУ-10 и ЭУ-9, его очистки от механических примесей, капельной жидкости и последующей осушки от влаги, с целью предотвращения гидратообразования в магистральных газопроводах при дальнейшем транспорте.

Товарной продукцией УКПГ-9 является очищенный и осушенный газ в соответствии с СТО Газпром 089-2010 [17].

Согласно принятой схеме, газ от кустов скважин зоны ЭУ-11 подается на УКПГ по газопроводам-шлейфам с условным диаметром 250 – 500 мм. Газ из зоны ЭУ-10 и ЭУ-9, отсепарированный на УППГ-10, поступает на УКПГ-9 по подземному теплоизолированному газопроводу с условным диаметром 1000 мм.

Пройдя узлы входа шлейфов, газ поступает в сепараторы-пробкоуловители для предварительной очистки от «залповых» поступлений жидкости, возможных при отклонениях от расчетных режимов эксплуатации газосборных систем, затем через систему коллекторов направляется на осушку.

Подготовка газа осуществляется методом абсорбционной осушки при низких температурах (от минус 3°С до плюс 5°С) и снижающемся давлении (первая очередь ДКС подключается после осушки, вторая – как до, так и после осушки). Осушка газа производится на десяти технологических линиях производительностью до 10 млн. м<sup>3</sup>/сутки каждая при давлении 5-9 МПа.

Восстановление осушителя происходит на установках регенерации гликоля. Проектная производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу и его входных параметров (от 9320 до 54840 кг/ч по регенерированному абсорбенту). Регенерация производится при атмосферном давлении или под вакуумом, в зависимости от требуемой концентрации, при температуре куба 135 – 165°C. Тепло в систему подводится в печах с витым змеевиком при жидкофазном нагреве продукта под давлением с рециркуляцией.

Для предупреждения гидратообразования в газопроводах-шлейфах предусмотрена подача метанола на устья скважин от УКПГ по индивидуальным ингибиторопроводам. Также, перед смешением потоков газа от ЭУ-11 и УППГ-10 предусмотрен впрыск метанола в коллектор.

Регулирование расхода метанола, подаваемого в каждый ингибиторопровод, автоматическое. Температура начала гидратообразования при различных давлениях приведена на рисунке 9.

Восстановление отработанного раствора метанола происходит на установке регенерации производительностью от 1,0 до 3,0 т/ч по насыщенному метанолу. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу, режимов эксплуатации газосборных сетей и времени года [3].

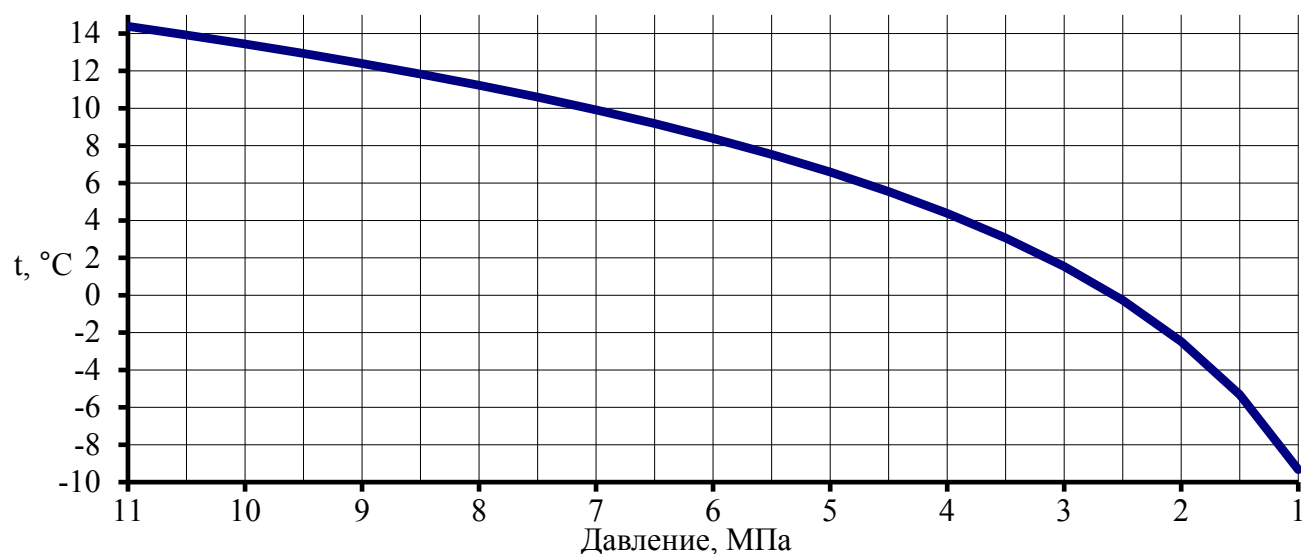


Рисунок 9 – Температура начала гидратообразования для газа УКПГ-9

### 3.2 Характеристика изготавливаемой продукции

Условно всю изготавливаемую продукцию УКПГ-9 можно разделить на:

- газ осушенный и очищенный от мехпримесей, подготавливается к транспорту в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия»;
- регенерированный диэтиленгликоль (97,5 – 99,5 % масс.) подготавливаемый в соответствии с требованиями ГОСТ 10136-77 «Диэтиленгликоль. Технические условия»;
- регенерированный метанол (80,0 – 95,0 % масс.) подготавливаемый в соответствии с требованиями ГОСТ 2222-95 «Метанол технический. Технические условия» [3].

### 3.3 Технологическая схема установки регенерации метанола УКПГ-9

Предназначена для возврата в цикл антигидратного ингибитора.

Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу, режимов эксплуатации газосборных систем и времени года в пределах от 2,7 до 6,5 т/ч по насыщенному метанолу.

Водометанольный раствор, поступающий на регенерацию из сепараторов пластового газа и пробкоуловителей, содержит минеральные соли (до 20 г/дм<sup>3</sup>) и мехпримеси (до 10 мг/дм<sup>3</sup>), выносимые с пластовой водой потоком газа.

Дистиллят регенератора ДЭГа в зависимости от концентрации в нем метанола направляется:

- при содержании метанола ниже 70% – в секцию питания колонны К-401;
- при содержании метанола выше 70% – в секцию питания колонны К-401, либо в емкость Е-402 и далее на установку технологических емкостей.

Регенерация метанола проводится в ректификационной колонне под

атмосферным давлением и температуре куба 95 – 115°C.

Для снижения солеотложения в массообменной части десорбера в летний период эксплуатации предусматривается отдельное питание колонны – водометанольный раствор, являющийся дистиллятом регенератора ДЭГа, подается в секцию питания, а слабометанольная пластовая вода – в испаритель И-401.

Водометанольный раствор из сепараторов-пробкоуловителей СП-501, СП-502, емкости Е-515, сепараторов С-201 поступает в выветриватель В-401 для дегазации. Газ дегазации направляется в пункт редуцирования газа собственных нужд, а насыщенный метанол, пройдя через фильтр Ф-403, нагревается в последовательно установленных теплообменниках Т-402, Т-401, до температуры 50–80°C, затем проходит через устройство магнитной обработки, где под воздействием постоянного магнитного поля происходит кристаллизация примесей в виде мелкодисперсной смеси (шлам), которая осаждается в выветривателе В-402 и фильтрах Ф-401 в виде рыхлого осадка, который удаляется промывкой, тем самым предотвращается солеотложение в массообменной части колонны. Подогретый и очищенный раствор метанола поступает на питание колонны К-401.

ВМР с "глухой" тарелки десорбера самотеком переливается в испарители И-401, где из него окончательно отпаривается метанол. В качестве теплоносителя используется ДЭГ с температурой 120 – 164°C из установки регенерации ДЭГа перед нагревом его в печи. Пары воды и метанола из испарителей поступают под "глухую" тарелку К-401.

Пары верха колонны конденсируются в воздушном холодильнике и поступают в емкость Е-402, откуда часть регенерированного метанола подается насосом Н-407 на орошение десорбера, нарабатываемый избыток – на установку технологических емкостей. В случае некондиционного продукта (концентрация метанола менее 70%) последний, минуя емкость Е-402 подается в линию питания К-401. Кубовый остаток из испарителей насосом Н-408 прокачивается через Т-401 в разделитель Р-401 откуда слабометанольная вода выводится по уровню в

емкость Е-412, а отделившийся углеводородный конденсат – в емкость Е-303 и далее насосом Н-303 на установку технологических емкостей. Для уменьшения содержания метанола в кубовом остатке испарителей И-401, на период ревизии теплообменного оборудования, предусматривается подача кубового остатка в линию питания колонны К-401.

Пластовая вода и промстоки из Е-412 через фильтры Ф-402 насосами Н-403 подаются на утилизацию.

Колонна регенерации метанола К-401 представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1200 мм, обвязанный трубопроводами с арматурой, снабженный приборами КИПиА и площадками обслуживания. В качестве внутренних устройств используются сетчатые однопоточные тарелки.

Термобарические условия работы системы сбора и подготовки природного газа Ямбургского НГКМ и, в частности, УКПГ-9, находятся в зоне возможного гидратообразования. В связи с этим, для обеспечения нормального технологического режима существует постоянная необходимость в антигидратном ингибиторе – метаноле. Для восполнения потерь метанола и возврата ингибитора в цикл на УКПГ-9 предусмотрена установка регенерации метанола [3].

### **3.4 Анализ повышения эффективности регенерации метанола**

С целью выявления возможных способов повышения эффективности регенерации насыщенных водных растворов метанола в структуре УКПГ-9 было произведено моделирование данной установки подготовки газа с помощью программного пакета UniSim Design.

В целях повышения быстродействия модели, упрощения понимания всех особенностей процесса подготовки газа и более явного выявления зависимостей работы всех ключевых компонентов и узлов УКПГ, модель была построена со следующими допущениями:



– в потоке газа, поступающего на УКПГ от кустов скважин, не учитывалось содержание механических примесей и минеральных солей;

– при задании компонентного состава пластового газа было решено пренебречь незначительным количеством газового конденсата, в силу отсутствия существенного влияния последнего на условия гидратообразования, поскольку сеноманский конденсат состоит главным образом из тяжелых негидратообразующих компонентов;

– установка сепараторов-пробкоуловителей была заменена на входной сепаратор с промывочной секцией, предназначенный для отделения пластовой воды и насыщенного ВМР от потока природного газа;

– расчеты выполнялись при условии, что пластовая минерализованная вода практически не выносится скважинами;

– в составе схемы не учитывалось наличие фильтров, КИПиА, и прочей регулирующей арматуры;

– жидкость ( $2 \text{ г/м}^3$ ) в потоке газа, идущем от кустов скважин до УКПГ, была заменена насыщенным (отработанным) водометанольным раствором, со следующим составом: метанол – 55% масс., вода – 45% масс.

– расчеты проводились для одной технологической нитки при условии, что давление газа на входе составляет 4,7 МПа, объемный расход равен 7,5 млн.  $\text{м}^3/\text{сутки}$ , а температура газа на входе в УКПГ составляет в среднем плюс  $1,6^\circ\text{C}$ , что удовлетворяет существующему регламенту работы УКПГ-9.

Поводом для выбора именно таких значений давления и температуры газа на входе в УКПГ служит факт того, что первый товарный газ с УКПГ-9 был подан в магистральный газопровод в декабре 2006 года [1], т.е. с момента начала работы УКПГ-9 прошло уже 13 лет. Таким образом, учитывая динамику падения давления на входе в установку комплексной подготовки газа УКПГ-9 Хорвутинской площади ЯНГКМ (см. таблицу 5), были выбраны соответствующие значение давления и температуры для 13 года работы УКПГ (в летнее время года) [3].

Таблица 5 – Динамика падения давления на входе УКПГ-9

год	1		5		7		9		11		13	
период	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето
P, МПа	9,0	9,4	7,9	8,0	7,1	7,3	6,5	6,8	5,2	5,5	4,4	4,7
t, °С	5	8	0	4	0	4	-1	3,5	-1	3	-3,2	1,6

Объемный расход газа 7,5 млн. м<sup>3</sup>/сут был выбран согласно рекомендуемому графику зависимости производительности технологического модуля сепаратор-абсорбер осушки газа от давления для УКПГ-9 ЯНГКМ (см. приложение 1).

Итоговый вид построенной модели технологической схемы подготовки природного газа УКПГ-9 Ямбургского НГКМ представлен на рисунке 10.

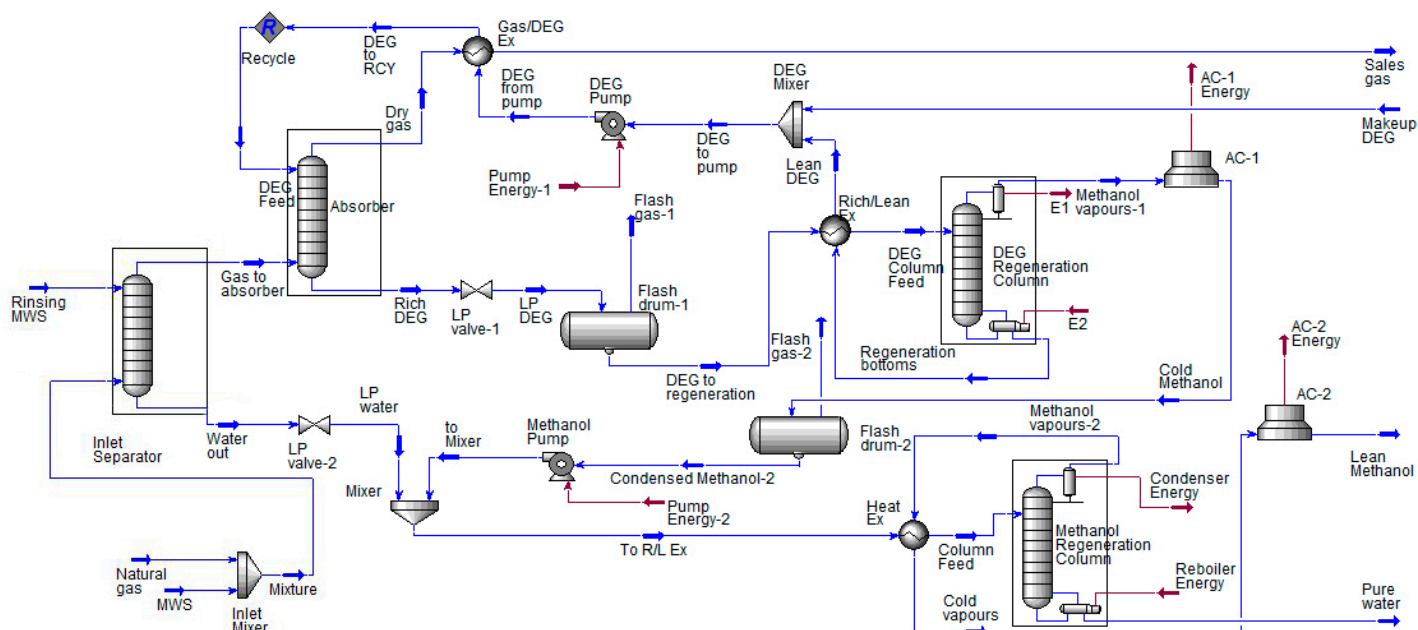


Рисунок 10 – Модель технологической схемы подготовки природного газа УКПГ-9

Данная модель описывает работу УКПГ следующим образом:

Природный газ (поток «Natural gas») с расходом 7,5 млн. м<sup>3</sup>/сут. при давлении 4,7 МПа и температуре плюс 1,6 °С смешивается с потоком насыщенного ВМР (поток «MWS»), поступающего на вход УКПГ при тех же термобарических условиях в смесителе «Inlet Mixer». Полученная смесь (поток «Mixture») является аналогом потока газа, поступающего на вход УКПГ от кустов скважин с содержанием жидкости 2 г/м<sup>3</sup>.

Во входном промывочном сепараторе «Inlet Separator» поток газа отделяется от насыщающей его жидкости, которая по сути является отработанным ВМР. Сепарация газа осуществляется при помощи промывки метанольной водой «Rinsing MWS». Частично отсепарированный от жидкости газ направляется на установку абсорбционной осушки, аналогом которой в данной модели является абсорбер насадочного типа, работающий под давлением 4,7 МПа. Осушенный газ (поток «Dry gas»), подготовленный в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010 [17], с температурой точки росы по воде равной минус 25°C, проходит через рекуперативный теплообменник «Gas/DEG Ex» и направляется в магистральный трубопровод (поток «Sales gas»).

Насыщенный диэтиленгликоль (поток «Rich DEG») с мольной концентрацией 78 – 80% проходит выветриватель «Flash Drum-1» и нагревается в теплообменнике «Rich/Lean Ex» до температуры плюс 110°C перед тем как поступить на установку регенерации гликоля, аналогом которой в построенной модели является десорбер ДЭГ «DEG Regeneration Column» с одной теоретической ступенью контакта и работающий под давлением ниже атмосферного (70 – 90 кПа). При десорбере ДЭГ с температурой куба плюс 164°C и температурой верха колонны плюс 101°C с помощью процесса ректификации удастся повысить концентрацию регенерированного ДЭГ до 98%, что соответствует действующему регламенту УКПГ-9. Далее ректификат колонны десорбции ДЭГ (поток «Regeneration bottoms») постепенно охлаждается, проходя через теплообменник «Rich/Lean Ex» до температуры +75°C. Для восполнения возможных потерь диэтиленгликоля в модели предусмотрена его подпитка (поток «Makeup DEG»). Охладившись до плюс 30°C в теплообменнике «Gas/DEG Ex» поток регенерированного ДЭГ возвращается в цикл с помощью логического оператора «Recycle».

Дистиллят колонны регенерации гликоля (поток «Cold Methanol»), охлажденный в аппарате воздушного охлаждения «АС – 1» до температуры плюс 27 °C и содержащий в своем составе метанол (61,5% мол.) и воду (37% мол.), проходит выветриватель «Flash Drum-2» и направляется на установку

регенерации метанола, которая в модели представлена как ректификационная колонна «Methanol Regeneration Column».

Отделенный во входном сепараторе насыщенный ВМР (поток «Water out»), содержащий воду (77% мол.) и метанол (22,9% мол.) смешивается с дистиллятом колонны регенерации гликоля, который также насыщен метанолом. Полученная смесь (поток «To R/L Ex») нагревается в теплообменнике «Heat Ex» до плюс 67°C и поступает на тарелку питания колонны регенерации метанола. В результате процесса ректификации удается получить дистиллят с 98,9–процентным содержанием метанола, который охлаждаясь в теплообменнике «Heat Ex» и АВО «АС – 2» поступает на склад хранения метанола. Полученный ректификат представляет собой смесь воды (98,97% мол.) и метанола (0,95% мол.) и подлежит закачке в поглощающий пласт.

Детальное рассмотрение модели, построенной на основе действующей технологии подготовки газа УКПГ-9, позволило выявить ряд недостатков данной технологии и сформулировать предложения по сокращению расхода метанола.

### **3.4.1 Анализ потерь метанола в технологическом процессе работы УКПГ-9**

Метанол, в силу своих физико-химических свойств, а именно из-за наличия гидрофильной группы –ОН на которую приходится всего одна гидрофобная группа –СН<sub>3</sub>, обладает хорошей растворимостью в воде и ряде других органических растворителей. Кроме того, метанол обладает высоким значением летучести.

Известно, что летучесть вещества определяется главным образом силой межмолекулярных связей, например, энергией водородных связей спирта или воды, а также давлением насыщенных паров. Энергия водородных связей в метиловом спирте меньше энергии водородных связей в воде, т.е. молекулы метанола слабее связаны между собой, по сравнению с молекулами воды, и поэтому с большей скоростью переходят в газовую фазу (улетучиваются). Также известно, что метанол при стандартных условиях имеет незначительное

давление насыщенных паров, однако при повышении температуры давление насыщенных паров резко увеличивается: при увеличении температуры с плюс 10 до плюс 60°C давление насыщенных паров повышается от 54,1 до 629,8 мм рт. ст., а при 100 °С составляет 2640 мм рт. ст. [18].

Принимая во внимание вышеприведенные факты, проведенный анализ всех материальных потоков модели выявил основные потери метанола в технологической схеме работы УКПГ-9 (см. рисунок 11).



Рисунок 11 – Диаграмма распределения потерь метанола

Как показало исследование, 47,2% паров метанола, поступающих на вход УКПГ в составе газа, «обходит» входной сепаратор и поступает вместе с сырым газом на стадию осушки, в то время как остальные 52,8% успешно отделяются от газа в промывочной секции входного сепаратора. В дальнейшем, когда газ проходит стадию осушки, 44,2% метанола безвозвратно теряются в составе осушенного газа, в силу высокой летучести паров метанола. Также удалось выявить факт того, что регенерированный «свежий» диэтиленгликоль, подаваемый на орошение абсорбера, частично улавливает пары метанола из газа. Таким образом, оставшиеся 3% метанола поступают на регенерацию гликоля в составе насыщенного ДЭГ. В процессе ректификационной регенерации гликоля,

0,4% метанола, поступающего на десорбцию осушителя в составе НДЭГ, безвозвратно теряются в потоке РДЭГ, в то время как остальная его часть (2,6%) охлаждается, конденсируется, и в дальнейшем поступает на установку регенерации метанола в виде жидкой фазы.

После смешения потока ВМР, поступающего от входного сепаратора и содержащего 52,8% от всего количества метанола, приходящего на УКПГ в составе пластового газа, с потоком ВМР являющимся дистиллятом колонны регенерации гликоля, водометанольная смесь подвергается ректификации на установке регенерации метанола.

Таким образом, эффективность регенерации ВМР можно оценить в 55,4%, в то время как 44,6% от всего количества метанола, поступающего на УКПГ от скважин, безвозвратно теряется. Поэтому, целью дальнейших расчетов будет являться минимизация данных потерь.

### **3.4.2 Анализ влияния расхода РДЭГ на извлечение метанола**

Особенностями осушки газа на УКПГ-9 Ямбургского НГКМ являются низкая температура контакта, особенно в холодное время года (по модели составляет плюс 10 – плюс 14°C), высокое давление контакта в абсорбере (6–8 МПа), работа блока регенерации при атмосферном давлении, а также значительное количество метанола в осушаемом газе. В связи с этим, регенерированный ДЭГ в процессе осушки газа частично извлекает пары метанола, тем самым насыщаясь не только водой, но и метанолом, причем при дальнейшей регенерации НДЭГ полностью извлечь весь метанол из гликоля не удастся, и часть его безвозвратно теряется в потоке РДЭГ и составляет 0,4% от общих потерь метанола.

К тому же, значительную часть всех потерь метанола составляет унос метанола осушенным газом (44,2% от всех потерь). Данные обстоятельства указывают на необходимость поиска оптимального режима работы абсорбера и

установки регенерации гликоля с точки зрения максимального извлечения паров метанола.

В связи с этим, был проведен анализ возможности увеличения извлечения именно метанола из газа за счет увеличения удельного расхода РДЭГ, подаваемого в абсорбер на орошение.

Расчет модели проводился при следующих термобарических условиях: температуру газа в абсорбере приняли равной плюс 1,6 °С, давление абсорбции приняли равным 2 МПа, а давление газа на линии входной сепаратор–абсорбер – 4,7 МПа. При этом массообмен в абсорбере моделировался двумя теоретическими ступенями контакта (две насадки).

За качественные показатели процесса были приняты: остаточное метанолосодержание осушенного газа и точка росы газа по жидкой водной фазе (в данном случае речь будет идти о точке росы по водометанольному раствору).

Массовый состав РДЭГ (%), подаваемого в абсорбер на орошение, был принят следующим: РДЭГ – 98,94, вода – 1,04, метанол – 0,02. Расход РДЭГ изменялся в пределах от 4700 кг/ч до 9200 кг/ч, что полностью удовлетворяет допустимым нормам, утвержденным технологическим регламентом работы УКПГ-9 (4666,5 – 9333 кг/ч). Усреднённый расход газа, поступающего на осушку, был принят равным 7,5 млн. м<sup>3</sup>/сут.

В результате исследования удалось получить следующие зависимости (см. таблицу 6 и рисунок 12). Соответствующее изменение температуры точки росы осушенного газа по водометанольному раствору представлено на рисунке 13.

Таблица 6 – Зависимости параметров от расхода РДЭГ

Расход РДЭГ, кг/ч	Унос метанола в осушенном газе, кг/ч	Объемный расход газа, 1000 м <sup>3</sup> /ч	ТТР осушенного газа по ВМР, °С	Удельный расход РДЭГ, кг/1000 м <sup>3</sup>	Содержание метанола в осушенном газе, г/1000м <sup>3</sup>
4700	159,78	312,5	-20,07	15,04	511,31
5700	111,92	312,5	-22,70	18,24	358,15
6700	60,31	312,5	-24,90	21,44	193,00
7700	27,81	312,5	-26,12	24,64	89,00
9200	7,54	312,5	-26,92	29,44	24,12

Как видно из таблицы, с увеличением расхода РДЭГ, подаваемого в абсорбер на орошение, от 4700 до 9200 кг/ч, что соответствует повышению удельного расхода РДЭГ с 15,04 кг до 29,44 кг на каждые 1000 м<sup>3</sup> осушаемого газа, метанолосодержание осушенного газа уменьшается на 487 грамм на каждые 1000 м<sup>3</sup> газа. Увеличение удельного расхода РДЭГ на с 15,5 кг/1000 м<sup>3</sup> до 20,5 кг/1000 м<sup>3</sup> потери метанола в паровом виде с осушенным газом даже при моделировании абсорбера с двумя теоретическими ступенями контакта сокращаются почти в два раза (см. рисунок 12).



Рисунок 12 – Зависимость метанолосодержания осушенного газа от удельного расхода ДЭГ

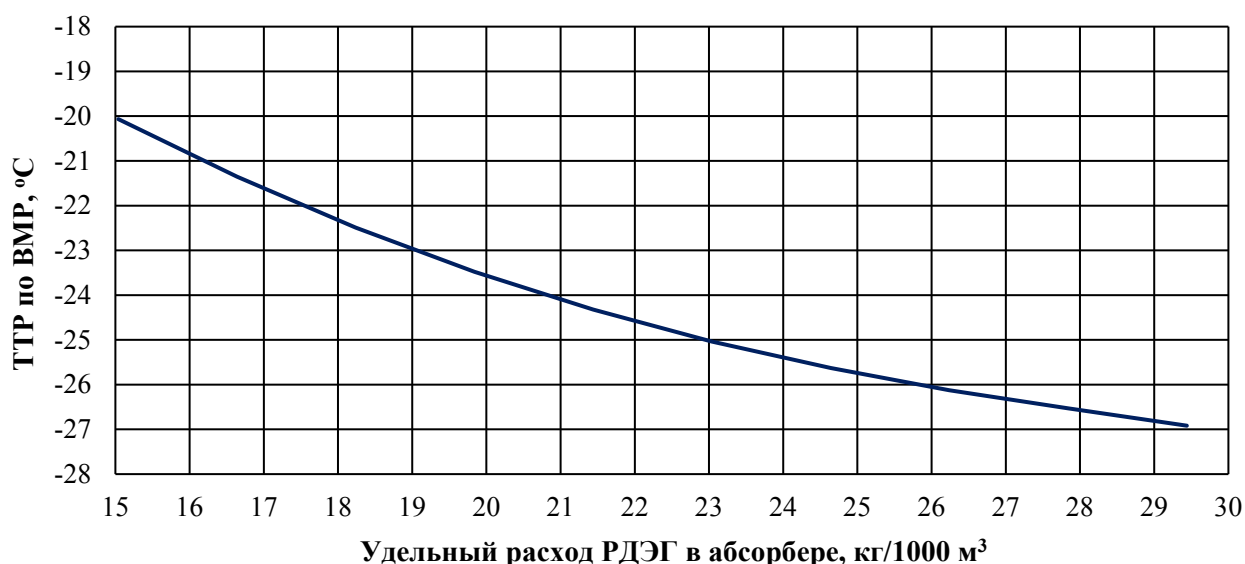


Рисунок 13 – Влияние удельного расхода РДЭГ на ТТР по ВМР

Таким образом, увеличение расхода РДЭГ в теории позволит предотвращать потери метанола, связанные с его уносом газом, вплоть до 152,2



кг/ч по абсолютному показателю. Таким образом, суточная максимально-возможная экономия метанола составит 3654 кг.

Также была исследована зависимость влияния расхода РДЭГ на содержание метанола в потоке насыщенного гликоля, и возможный унос метанола НДЭГ. Результаты исследования приведены на рисунке 14.

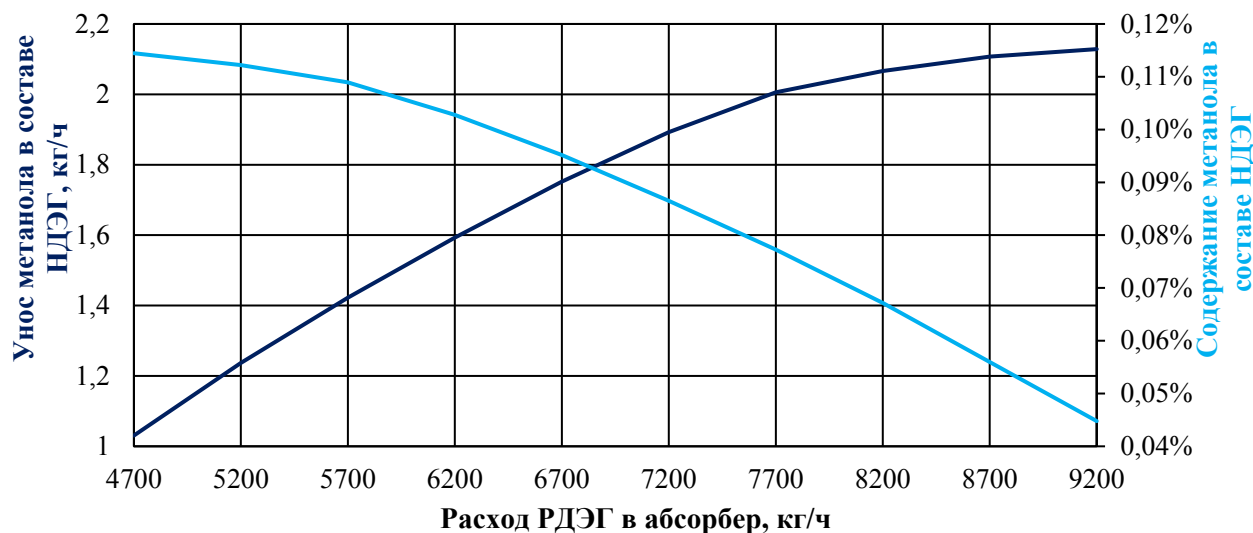


Рисунок 14 – Концентрация и унос метанола в потоке НДЭГ в зависимости от расхода РДЭГ

Увеличение расхода РДЭГ снижает концентрацию метанола в потоке насыщенного гликоля, поступающего в дальнейшем на десорбцию. Унос метанола в потоке НДЭГ, несмотря на снижение метанолосодержания, растет, что объясняется соответствующим увеличением расхода гликоля. Исследование возможности оптимизации блока регенерации гликоля с целью снижения потерь метанола в потоке РДЭГ не проводилось в силу незначительного уноса метанола насыщенным гликолем.

Как результат, увеличение расхода РДЭГ, подаваемого на орошение в абсорбер положительно влияет на сокращение потерь метанола как в осушенном газе, однако это требует значительного увеличения расхода РДЭГ, с 4700 до 9200 кг/ч, что требует проверки данного решения на экономическую обоснованность.

### **3.4.3 Анализ совместного влияния расхода РДЭГ и давления осушки на извлечение метанола**

Давление абсорбции является ключевым параметром, задающим оптимальный режим работы абсорбера. Как известно, с повышением давления равновесное влагосодержание газа уменьшается, соответственно должно снижаться и остаточное метанолосодержание осушенного газа. Моделирование процесса осушки подтвердило данный факт (см. рисунок 15).

Из трехмерного графика видно, что одновременное увеличение расхода свежего гликоля, подаваемого в абсорбер на орошение с 4700 кг/ч до 9200 кг/ч, с повышением давления в абсорбере с 2 МПа до 9 МПа приводят к сокращению уноса паров метанола осушенным газом на 159 кг/ч. Это можно объяснить тем, что с увеличением давления абсорбции влагосодержание газа уменьшается, соответственно уменьшается концентрация антигидратного ингибитора (метанола) в обработанном газе. Кроме того, как уже ясно из предыдущего исследования, одновременное увеличение расхода гликоля также приведет к снижению концентрации метанола в осушенном газе. Комбинация этих двух факторов позволит минимизировать унос метанола газом до 3814 кг в сутки по абсолютному показателю. Однако, повышение давления абсорбции и увеличение расхода РДЭГ увеличивают материальные и энергетические расходы блока осушки газа [20].

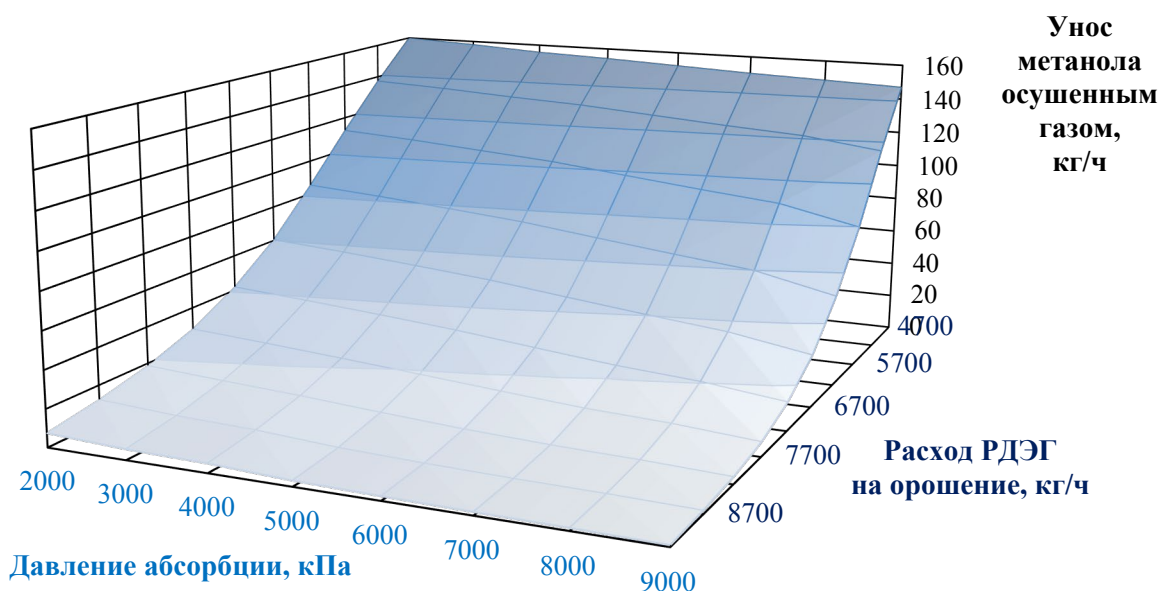


Рисунок 15 – Трехмерный график зависимости давления абсорбции, расхода РДЭГ и уноса метанола осушенным газом

### 3.5 Анализ возможности повышения эффективности регенерации метанола методом ректификации

Поскольку сеноманская залежь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения находится на завершающей, III стадии разработки, а работа газового промысла осуществляется в условиях постоянного снижения пластового давления, появляется ряд нежелательных явлений: увеличивается равновесное влагосодержание пластового газа, постепенно снижаются объемы добычи газа, скорость газожидкостных потоков существенно снижается (как следствие на пониженных участках шлейфов возможно скопление жидкости, приводящее к образованию жидкостных и/или газогидратных пробок), значительно снижается температура газовых потоков на конечных участках шлейфов, и на узлах их подключения к УКПГ, особенно в зимний период года.

Все это повышает риск гидратообразования. Поэтому, нетрудно предположить увеличивающуюся с каждым годом потребность УКПГ в метаноле. Учитывая дороговизну доставки метанола в районы Крайнего Севера, оптимизация процесса регенерации водометанольных растворов принимает все большее значение.

В следствие этого было решено провести анализ возможности оптимизации процесса регенерации метанола как антигидратного ингибитора.

Анализ потерь метанола технологической схемы работы УКПГ-9, выполненный на основе построенной модели, показал, что часть метанола уносится водой в промышленные стоки на стадии его регенерации. Это дает возможность подбора оптимального режима работы колонны регенерации метанола.

Текущее содержание загрязняющих веществ в промышленных стоках УКПГ-9 представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика сточных вод и способы их утилизации

Наименование стока	Кол-во сточных вод, м <sup>3</sup> /год	Метод обезвреживания	Периодичность	Источник образования сточных вод	Значения содержания загрязнений в стоках, мг/л
Производственные и дождевые	34000	Очистка на установке закачки в пласт, закачка в пласт	постоянно	Пластовая вода, промывочные и поверхностные стоки	Мех. примеси – 10 Нефтепродукты – 15 Раств. кислород – 0,5 Метанол – 35000 Конденсат – 350
Осадок с установки закачки в пласт	686	ГГУ	периодически	Осадок из разделителя	Мех. примеси -10000 Метанол – 35000 Конденсат – 350

Как видно из таблицы, содержание метанола в промышленных стоках хоть и не превышает допустимого значения, установленного в стандарте стандарта СТО Газпром 2-1.19-049-2006 [19], однако приближается к предельному значению 40 г/дм<sup>3</sup>. Целью дальнейших расчетов являлось минимизация концентрации метанола в промышленных стоках и одновременное увеличение его концентрации в дистилляте ректификационной колонны установки регенерации метанола на сколько это возможно.

Параметры модели задавались следующим образом: поток метанольной воды «Column Feed» (см. рисунок 10) с расходом 11333 кг/ч, давлением 105 кПа и температурой плюс 65°С (после предварительного нагрева в теплообменнике «Heat Ex») поступает на тарелку питания колонны, параметры моделирования которой

приведены на рисунке 16. Компонентный состав данного потока (% , массовые):  
78,5% вода, 21,5% метанол.

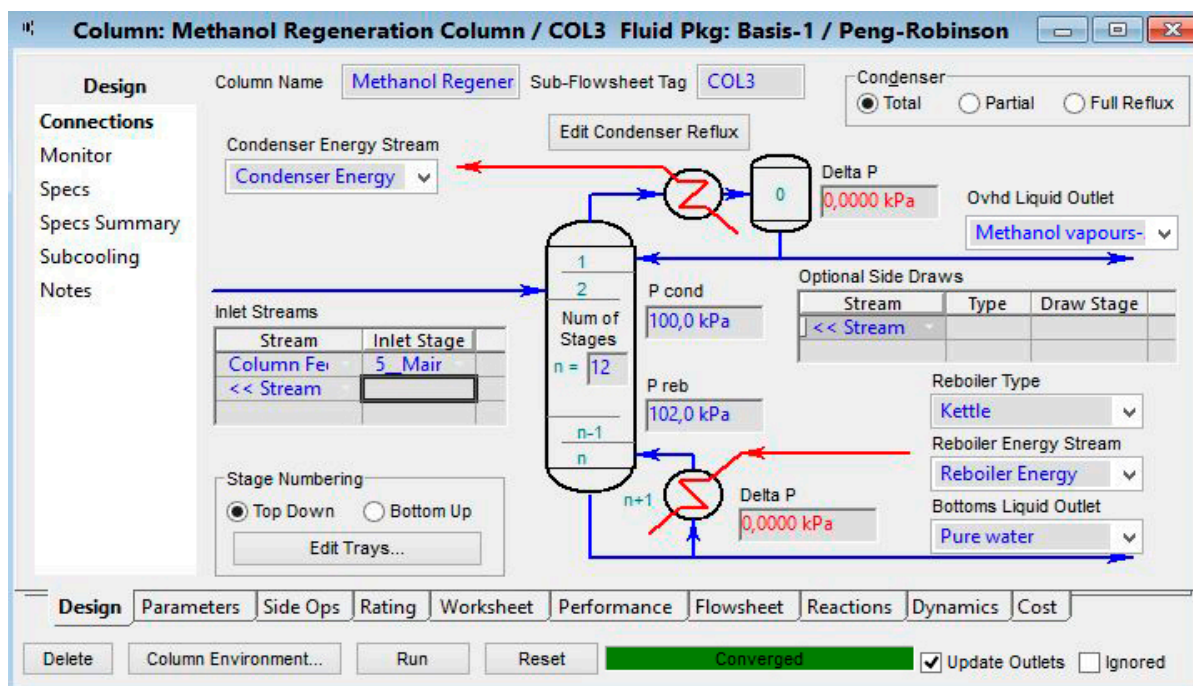


Рисунок 16 – Условия моделирования ректификационной колонны

В результате процесса ректификации происходит разделение входного сырья на два продукта: паровая фаза с содержанием метанола 80–95%, выходящая с верха колонны, а также кубовая жидкость с содержанием воды порядка 98%. Пары метанола, охлаждаясь в конденсаторе, конденсируются в рефлюксной емкости, а затем часть потока направляется на орошение колонны, а основной поток направляется на склад метанола.

С целью поиска оптимального режима работы колонны, было проведено исследование влияния температуры верха и низа колонны на концентрацию метанола в дистилляте и ректификате (см. рисунки 17 и 18).

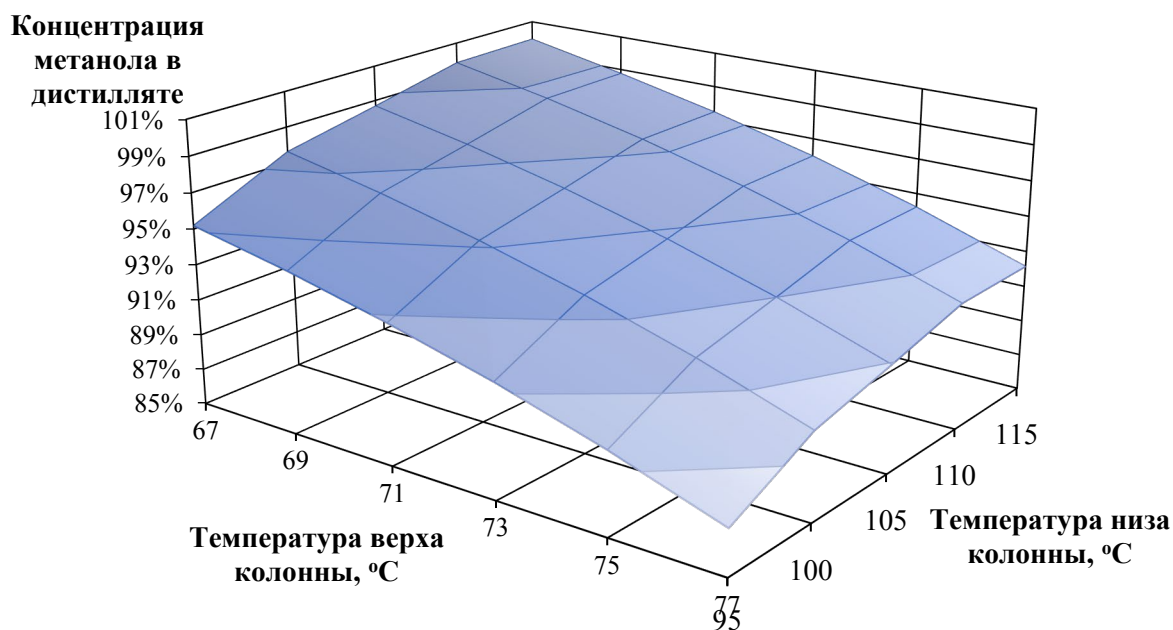


Рисунок 17 – Трехмерный график зависимости концентрации метанола в дистилляте колонны от температур верха и низа колонны

Как видно из рисунка 17, наиболее высокое значение концентрации метанола (99,8%) достигается при температуре верха колонны плюс 67°C и температуре низа плюс 115°C. Также можно заметить, что наиболее высокие значения концентраций метанола достигаются именно при наибольших разностях температур верха и низа колонны.

Ректификат колонны (вода, очищенная от метанола) имеет наименьшую концентрацию метанола (1,4%) при той же температуре верха колонны плюс 67°C и температуре низа плюс 115°C. Учитывая то, что при данных условиях массовый расход кубовой жидкости, отводимой с низа колонны, составляет 9155,5 кг/ч, содержание метанола в ней не превышает 40 г/дм<sup>3</sup> и составляет 14 г/дм<sup>3</sup>, что полностью удовлетворяет требованиям стандарта СТО Газпром 2-1.19-049-2006 [19].

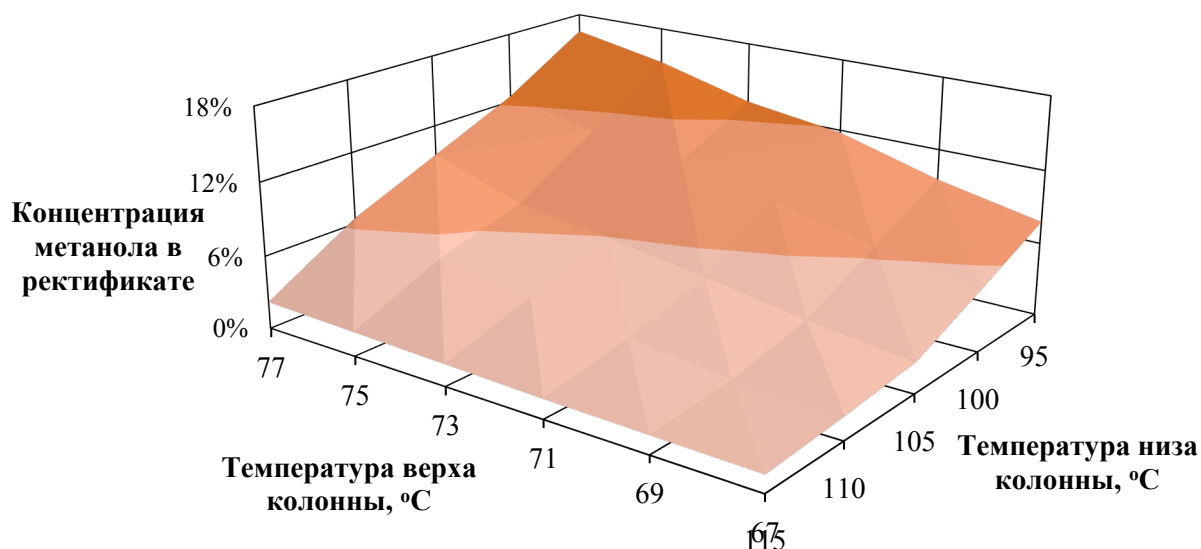


Рисунок 18 – Трехмерный график зависимости концентрации метанола в ректификате колонны от температур верха и низа колонны

Еще одним важным параметром, определяющим технико-экономические показатели регенерации ВМР является давление ректификации. В целях поиска оптимального давления ректификации, была исследована зависимость концентраций метанола в дистилляте и ректификате колонны от давления в колонне (см. рисунок 19).

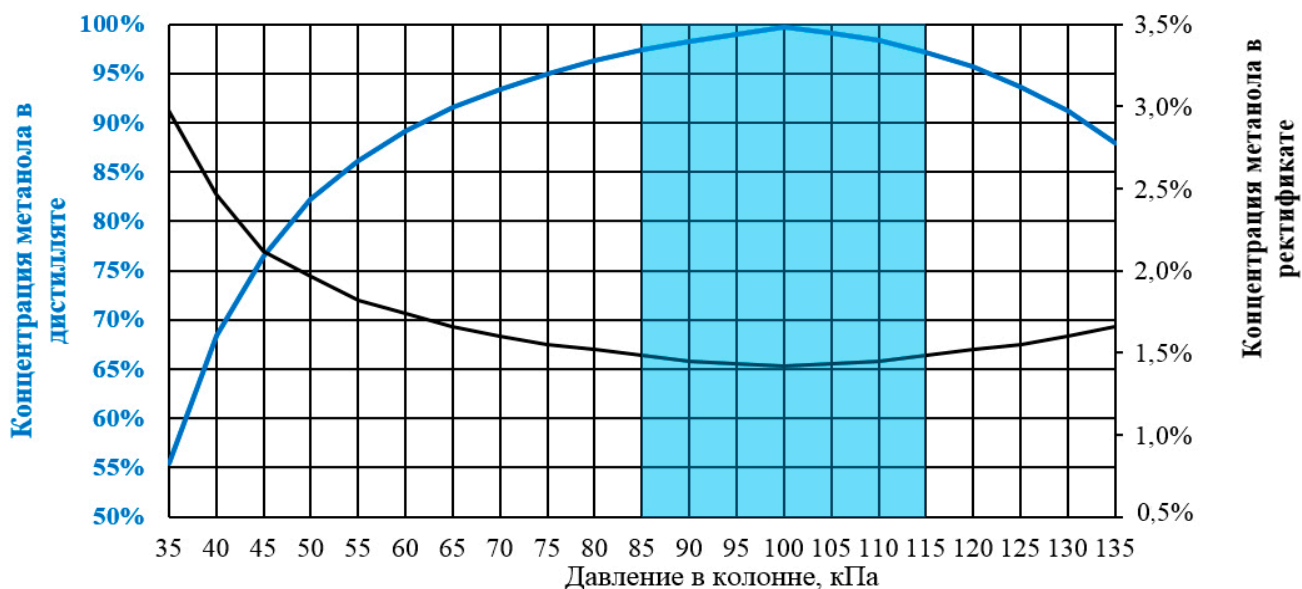


Рисунок 19 – Зависимость концентраций метанола в дистилляте и ректификате колонны от давления в колонне

Согласно технологическому регламенту УКПГ-9, регенерация метанола осуществляется под давлением 0,06 – 0,1 МПа, а допустимая концентрация

метанола после регенерации должна составлять 80 – 95%. Исходя из вышеприведенного графика можно заметить, что наиболее оптимальный интервал давлений, обеспечивающий высокую концентрацию метанола (97 – 99,7%) и его низкое содержание в очищенной воде, не превышающее 40 г/дм<sup>3</sup>, находится в пределах 85 – 115 кПа.

### 3.6 Расчет материального баланса колонны регенерации метанола

Одним из важнейших параметров, определяющих работу ректификационной колонны является флегмовое число, которое является отношением количества флегмы к количеству отбираемого дистиллята:  $R = L/D$ . Флегмовое число определяет качество разделения компонентов смеси, а также позволяет найти теоретическое количество тарелок. Дальнейший расчет флегмового числа и количества тарелок выполнялся графическим методом (см. рисунок 20).

Расчет проводился в следующем порядке:

1) Согласно построенной модели подготовки газа на УКПГ-9, приняли, что насыщенный ВМР, поступает на тарелку питания колонны регенерации с расходом  $F = 11333$  кг/ч, с концентрацией метанола 21,5 % (масс.). Исходный состав продуктов ректификации задали следующим: содержание метанола в дистилляте: 98,5%, содержание метанола в кубовом остатке: 1,5%.

2) По справочным данным [20] равновесия жидкость–пар для смеси метанол–вода (см. таблицу 8) построили диаграмму паро–жидкостного равновесия – синяя линия на графике (см. рисунок 20).

Таблица 8 – Равновесные составы (%) жидкости и пара для бинарной смеси метанол-вода при 1 атм

жидкая фаза, X	0	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
паровая фаза, Y	0	26,8	41,8	57,9	66,5	72,9	77,9	82,5	87	91,5	95,8	100
температура, t	100	92,3	87,7	81,7	78	75,3	73,1	71,2	69,3	67,6	66	64,5



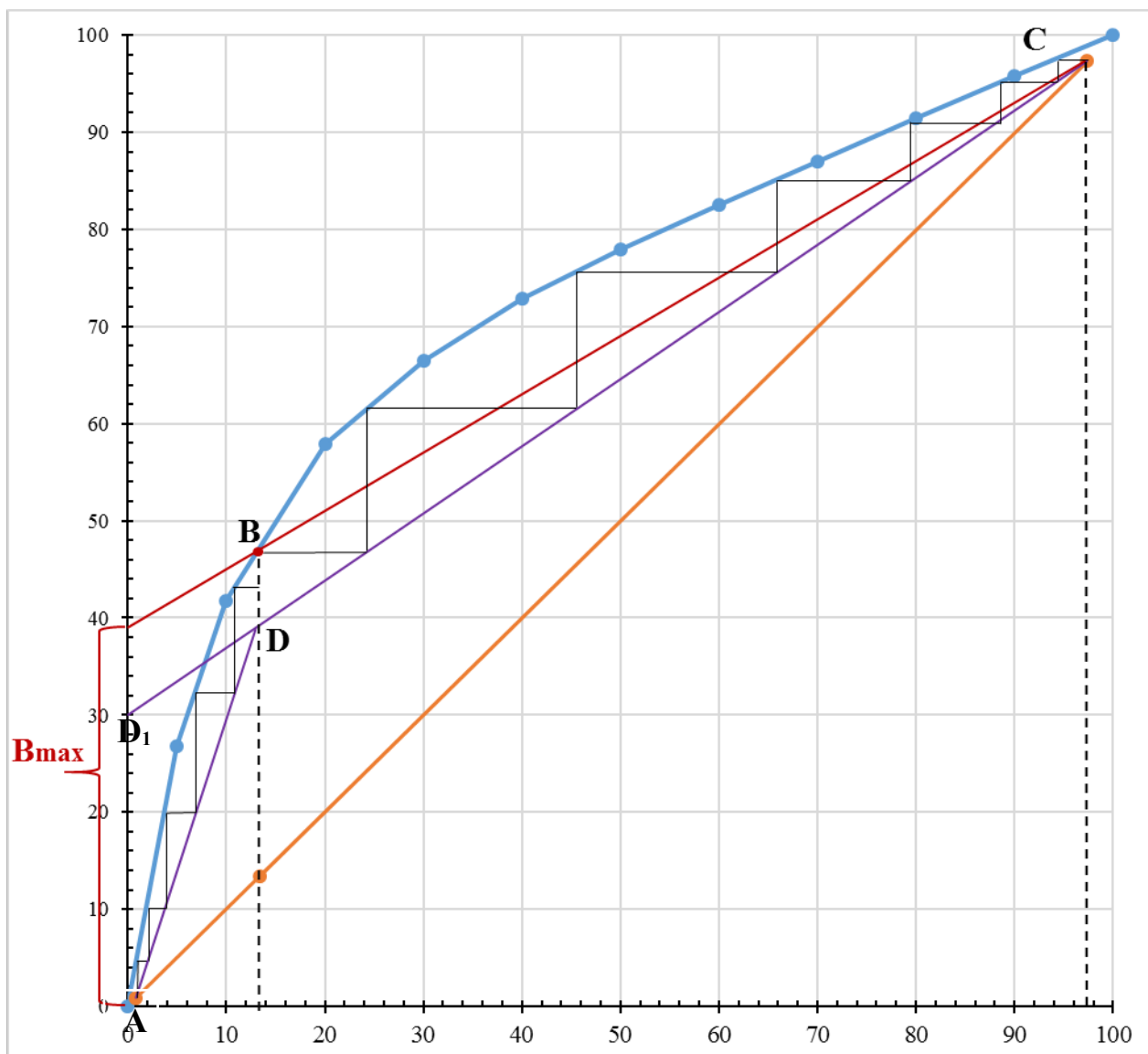


Рисунок 20 – Диаграмма равновесия для смеси метанол–вода при атмосферном давлении

3) Определили молярный состав сырья:

Количество метанола в сырье:  $G_M = 0,215 \cdot 11333 = 2436,6$  кг/ч;

Число молей метанола в сырье:  $n_M = 2436,6 / 32 = 76,14$  моль/ч;

Количество воды в сырье:  $G_B = 11333 - 2436,6 = 8896,4$  кг/ч;

Число молей воды в сырье:  $n_B = 8896,4 / 18 = 494,24$  моль/ч;

Всего молей исходного сырья:  $F = 76,14 + 494,24 = 570,39$  моль/ч;

Молярная концентрация метанола в сырье:  $X_M = 76,14 / 570,39 = 0,133$ ;

Молярная концентрация метанола в сырье:  $X_B = 494,24 / 570,39 = 0,867$ .

4) Определили молярную концентрацию метанола и воды в дистилляте и ректификате:

$$\text{Молярная концентрация метанола в дистилляте: } Y_D = \frac{0,985/32}{\frac{0,985}{32} + \frac{0,015}{18}} = 0,974;$$

$$\text{Молярная концентрация метанола в ректификате: } X_R = \frac{0,015/32}{\frac{0,985}{18} + \frac{0,015}{32}} = 0,00849;$$

$$\text{Концентрация воды в дистилляте: } Y_B = 1 - 0,974 = 0,026;$$

$$\text{Концентрация воды в ректификате: } X_R = 1 - 0,0085 = 0,9915.$$

5) Нашли число молей дистиллята с помощью уравнения:

$$D = \frac{X_F - X_R}{Y_D - X_R} \cdot F \quad (1)$$

где:  $X_F$  – молярная концентрация НКК (метанола) в сырье;

$X_R$  – молярная концентрация НКК (метанола) в ректификате;

$Y_D$  – молярная концентрация НКК (метанола) в дистилляте;

$F$  – молярный расход сырья.

$$D = \frac{0,133 - 0,0085}{0,974 - 0,0085} \cdot 570,39 = 73,874 \text{ моль/ч}$$

6) Нашли число молей ректификата:

$$R = F - D = 570,39 - 73,874 = 496,514 \text{ моль/ч}$$

7) Зная количество и состав дистиллята и ректификата, составили полный материальный баланс колонны регенерации метанола (см. таблицу 9)

Таблица 9 – Материальный баланс колонны регенерации метанола

	F сырье			D дистиллят			R ректификат		
	моль/ч	%	кг/ч	моль/ч	%	кг/ч	моль/ч	%	кг/ч
Метанол	76,14	13,35	2436,60	71,93	97,36	2301,65	4,22	0,85	134,94
Вода	494,24	86,65	8896,41	1,95	2,64	35,05	492,30	99,15	8861,35
Итого	570,39	100,00	11333,0	73,87	100,00	2336,70	496,51	100,00	8996,30

8) На диаграмме равновесия для бинарной смеси метанол–вода построили рабочие линии для нижней и верхней части колонны (см. рисунок 20):

Нашли точку **A** с координатами  $x = y = 0,849$ , что соответствует молярной концентрации метанола в ректификате (%);

Нашли точку **C** с координатами  $x = y = 97,36$ , что соответствует молярной концентрации метанола в дистилляте (%), и провели диагональ **AC**.

Из точки **C** провели прямую, проходящую через точку **B**, которая соответствует молярной концентрации метанола в сырье (13,35%) до пересечения с осью ординат, в результате чего получили отрезок  $V_{\max} = 39$ .

Нашли минимальное флегмовое число по формуле:  $R_{\min} = Y_D / V_{\max} - 1$  (2)

$$R_{\min} = 97,364 / 39 - 1 = 1,5.$$

Как известно, минимальное флегмовое число  $R_{\min}$  соответствует бесконечно высокой колонне ректификации, а с увеличением  $R_{\min}$  движущая сила массопередачи увеличивается, а требуемая высота колонны уменьшается, следовательно, выгодно работать с большим флегмовым числом. Однако, следует иметь в виду, что с увеличением флегмового числа также растет и расход тепла. Поэтому, обычно значения рабочего флегмового числа принимают от  $1,2 R_{\min}$  до  $2,5 R_{\min}$  [20]. Возьмем среднее значение рабочего флегмового числа из данного интервала, воспользовавшись эмпирической формулой:  $R = 1,3R_{\min} + 0,3$  (3)

$$R = 1,3 \cdot 1,5 + 0,3 = 2,25$$

Далее построили рабочую линию **D<sub>1</sub>C** для концентрационной (верхней) части колонны, предварительно найдя отрезок, отсекаемый рабочей линией на оси ординат по формуле:  $D_1 = Y_D / (R + 1)$  (4)

$$D_1 = 97,364 / (2,25 + 1) = 0,3$$

Затем построили рабочую линию для нижней части колонны, проведя прямую **AD**.

9) Нашли необходимое число теоретических тарелок, проведя ступенчатую линию между рабочей линией и линией паро-жидкостного равновесия. В итоге, необходимое количество тарелок в нижней части колонны составило 5 единиц, а в концентрационной 7 единиц.

### 3.7 Результаты исследований

В ходе проведенных исследований удалось найти зависимости между расходом РДЭГ, давлением абсорбции и метанолосодержанием осушенного газа. Также было исследовано влияние температуры и давления колонны регенерации насыщенного ВМР на концентрацию получаемого метанола и его содержание в промышленных стоках (кубовом остатке). Кроме того, были найдены оптимальные показатели работы колонны регенерации метанола.

Как показало моделирование, увеличение расхода РДЭГ от 4700 кг/ч до 9200 кг/ч в комбинации с увеличением давления до 9 МПа снижает потери метанола в осушенном газе на 44,2% (или до 3814 кг/сутки в абсолютном значении).

Другим направлением сокращения расхода метанола стала оптимизация работы колонны регенерации метанола. В ходе проведенного анализа удалось выяснить, что для получения метанола с массовой концентрацией 98,5% и выше с массовым расходом 2336,7 кг/ч необходима колонна регенерации с количеством тарелок равным 12, работающая под давлением 100 кПа, с температурой верха плюс 67°С и температурой низа плюс 115°С. Рекомендуемое флегмовое число – 2,3. Содержание метанола в воде промышленных стоков соответственно составляет  $\leq 1,5\%$ , что при массовом расходе ректификата колонны 8996,3 кг/ч эквивалентно 15 г/дм<sup>3</sup>, и полностью удовлетворяет требованиям стандарта СТО Газпром 2-1.19-049-2006.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Ласкачу Владиславу Андреевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Средняя стоимость реагентов. Количество и стоимость ингибитора и абсорбента в условиях УКПГ-9, исходя из данных ООО «Газпром добыча Ямбург».
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, инструмента и др.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности проводимых мероприятий. Проведение SWOT-анализа.
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Расчет затрат на закупку и транспортировку метанола и ДЭГа у различных поставщиков.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение эффективности и рентабельности снижения потерь метанола за счет увеличенного расхода ДЭГ.

### Перечень графического материала:

SWOT– анализ

### Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		03.03.2020

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Ласкач Владислав Андреевич		03.03.2020

#### **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоемкость**

Целью данного раздела является оценка и расчет затрат, необходимых для покрытия потребности установки комплексной подготовки газа (УКПГ-9) Ямбургского НГКМ в антигидратном ингибиторе – метаноле. В связи с поставленной целью, необходимо оценить экономическую эффективность описанных в прошлой главе предложений по сокращению расхода метанола.

Повышение экономической эффективности в процессе подготовки газа к транспортировке связано со снижением издержек на ингибирование системы сбора и подготовки газа: шлейфов, узлов арматуры, и т.п. В свою очередь, минимизация издержек возможна при сокращении потерь метанола в процессе его регенерации, а также при проведении процесса осушки природного газа.

В компании ООО «Газпром добыча Ямбург» обеспечивается одна из самых низких в мире себестоимости добычи природного газа. Но с каждым годом добыча газа осложняется снижением пластового давления и сопутствующими этому процессу факторами, одним из которых является рост влагосодержания добываемого газа, что, в свою очередь, приводит к увеличению потребности УКПГ в реагентах осушителях и антигидратных ингибиторах. Так на УКПГ-9 ЯНГКМ в качестве абсорбента при осушке природного газа используется диэтиленгликоль, а в качестве ингибитора гидратообразования – метанол. Поэтому, минимизация затрат с каждым годом приобретает все большее значение.

##### **4.1 Расчет затрат на закупку реагентов**

В ходе данной работы был произведен анализ цен и предложений поставки метанола и диэтиленгликоля до газовых промыслов компании ООО «Газпром добыча Ямбург» от различных производителей и поставщиков.

Основные поставщики метанола в России географически расположены в Тульской, Новгородской, Самарской, Иркутской, Томской областях и прочих

субъектах страны [21]. Доставка и транспортировка метанола осуществляется на автомобильном транспорте, имеющем специальные цистерны, по дорогам общего пользования. На основе сравнительного обзора предложений основных производителей метанола, была составлена сводная таблица 10.

Таблица 10 – Стоимость приобретения метанола у разных поставщиков

Наименование поставщика		Место-нахождение	Расстояние до г. Новый Уренгой (км)	Цена за тонну (тыс. руб)	Стоимость доставки 10 т ингибитора до г. Новый Уренгой (руб)	Итоговая стоимость за 10 т метанола (тыс. руб)
Центральный ФО	ООО "НАК АЗОТ"	Тульская обл.	3502	27	130000	400
	ОХК Щекиноазот	Тульская обл.	3492	27,5	125000	400
Северо-Западный ФО	ПАО "Аркон"	Новгородская обл.	3643	32	143000	463
Приволжский ФО	АО "Аммоний"	Татарстан	2298	25,5	96000	351
	ООО "Тотмет"	Самарская обл.	2857	27	105000	375
	ПАО "Метафракс"	Пермский край	1773	26	70000	330
Северо-Кавказский ФО	АО "Невинномысский Азот"	Ставропольский край	4237	26,5	162000	427
Сибирский ФО	АО "Ангарская нефтехимическая компания"	Иркутская обл.	3369	29	116000	406
	ООО "Сибирская метанольная химическая компания"	Томская обл.	1789	28	72000	352
Средние значения показателей				28	113222	370

Таким образом, средняя стоимость 1 тонны метанола на внутреннем рынке России составляет 28 тыс. рублей. Доставка метанола на промыслы Крайнего Севера как минимум удваивает его стоимость, а для некоторых месторождений, в частности Ямала, вообще существует возможность только сезонной его доставки, что приводит к удорожанию доставки в 3-4 раза [22].

Действительно, в силу большого географического разброса основных заводов–производителей метанола, средняя стоимость доставки до г. Новый Уренгой составляет 113 тыс. рублей. Анализируя итоговую стоимость приобретения 10 тонн метанола, наиболее выгодно осуществлять закупку у ПАО "Метафракс", г. Губаха (Пермский край). Стоимость закупки вместе с доставкой до г. Новый Уренгой составит 330 тыс. руб.

Основные поставщики ДЭГ в России географически расположены в Москве, Санкт-Петербурге, Нижнем Новгороде, Уфе, Казани и других городах страны [23]. Перевозка ДЭГ также осуществляется автомобильным транспортом со специальными цистернами по дорогам общего пользования. Перевозка гликоля относится к перевозке не опасных веществ и не регламентируется правилами перевозки опасных грузов ДОПОГ.

Таблица 11 – Стоимость приобретения ДЭГ у разных поставщиков

Наименование поставщика		Место-нахождение	Расстояние до г. Новый Уренгой (км)	Цена за тонну, (тыс. руб)	Стоимость доставки 10 т ДЭГ до г. Новый Уренгой (руб)	Итоговая стоимость за 10 т ДЭГ (тыс. руб)
Северо-Западный ФО	ООО "Ювента"	г. Санкт-Петербург	3814	73	180000	910
	ООО «СотСнаб»	г. Нижний Новгород	3162	51	148000	658
Южный ФО	ООО "Южная химическая компания"	г. Волгоград	3623	49	170000	660
Приволжский ФО	ООО "Крокус"	г. Нижнекамск	2598	65	122000	772
	ООО "АльянсАгро"	г. Нижнекамск	2598	62	122000	742
Приволжский ФО	ООО "ТД Монолит"	г. Уфа	2363	69	111000	801
Северо-Кавказский ФО	ООО "Натолхим"	г. Екатеринбург	1859	57	88000	658
Средние значения показателей				60,9	134429	743

Таким образом, средняя стоимость 1 тонны диэтиленгликоля на внутреннем рынке России составляет 60,9 тыс. рублей. Средняя стоимость



доставки до г. Новый Уренгой составляет 134,5 тыс. рублей. Анализируя итоговую стоимость приобретения 10 тонн ДЭГ наиболее выгодно рассматривать в качестве поставщика ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород. Стоимость закупки 10 тонн гликоля вместе с доставкой до г. Новый Уренгой составит 658 тыс. рублей.

#### 4.2 Расчет экономической обоснованности сокращения расхода метанола за счет увеличения расхода ДЭГ

Весьма важными, с экономической точки зрения, являются показатели удельного расхода метанола и диэтиленгликоля на 1000 м<sup>3</sup> ингибирования гидратообразования и осушки сырого газа.

Максимальный расход газа, поступающего на вход УКПГ от скважин, составляет до 10 млн. м<sup>3</sup>/сут [3]. Для осушки данного объема газа и достижения необходимых требований, соответствующих СТО Газпром 089-2010 [17], в работе цикла требуется около до 9300 кг/ч диэтиленгликоля. Для предотвращения гидратообразования потребность УКПГ в метаноле может составлять до 6500 кг/ч в зависимости от производительности УКПГ по газу. Таким образом, пренебрегая процессом регенерации ингибитора и абсорбента, максимально-возможная суточная потребность УКПГ в реагентах составляет 223,2 тонны диэтиленгликоля и 156 тонн метанола. С учетом средних цен, была рассчитана потребность в данных реагентах, выраженная в денежном эквиваленте (см. таблицу 12).

Таблица 12 – Стоимость закупки реагентов при отсутствии блока регенерации

Наименование	Норма расхода реагента в сутки, т	Средняя цена за 1 т реагента, тыс. руб	Суточная стоимость, тыс. руб
Метанол	156,0	37,0	5 772
Диэтиленгликоль	223,2	74,3	16 584

Не трудно заметить, что при отсутствии блока регенерации реагентов, из-за большого расхода и высокой стоимости закупки реагентов, добыча газа

потеряла бы свою рентабельность. Поэтому цикличность процесса играет очень важную роль в процессе подготовки газа. Тем не менее, регенерация реагентов, как и весь технологический процесс не исключает потерь, связанных с уносом части реагентов осушенным газом. Именно это повышает стоимость подготовки и транспортировки, т.к. необходимо пополнять объемы циркулирующих в системе метанола и гликоля для обеспечения стабильной работы установки комплексной подготовки газа.

Согласно расчетам, при расходе газа 7,5 млн. м<sup>3</sup>/сутки и давлении 4,7 МПа, метанолосожержание в осушенном газе составляет 511 г/1000 м<sup>3</sup>, т.е. потери метанола с газом составляют до 3835 кг в сутки, что в денежном эквиваленте равно 138 тыс. руб. в сутки. В тоже время, с учетом предлагаемых решений по снижению потерь метанола, его суточные потери, связанные с уносом осушенным газом, уменьшаются до 181 кг в сутки, что эквивалентно 6,5 тыс. руб. в сутки. Таким образом, суточная экономия метанола составляет 131,5 тыс. рублей. Однако, такое решение возможно лишь при увеличенном расходе ДЭГ, поэтому нужно проверить окупит ли данная экономия увеличенный расход гликоля.

Таблица 13 – Количество и стоимость реагентов

	Ед. измерения	Текущее значение	На основе предлагаемого решения	Абсолютное изменение показателя, кг	Итоговая цена 1 кг реагента, руб	Стоимость, рублей/час
Расход ДЭГ	кг/ч	4700	9200	4500	74,3	334350
Потери метанола в газе	кг/ч	159,8	7,5	152,2	37	5631

Анализируя таблицу 13, может показаться, что идея увеличения расхода ДЭГ для снижения потерь метанола в осушенном газе чрезвычайно убыточна, однако, не стоит забывать, что на всех газовых месторождениях предусмотрена регенерация гликоля, т.е. увеличение расхода ДЭГ на 4500 кг является одноразовой мерой.

Подсчитаем капитальные затраты необходимые для данного увеличения расхода абсорбента. Как видно из таблицы, единовременная «докупка» 4500 кг гликоля для его ввода в цикл, с учетом доставки его на месторождение, составляет 334,35 тыс. рублей. Учтем также то, что стоимость затрат на заполнение системы регенерации составит примерно одну треть от всей стоимости дополнительной порции ДЭГ. Получим, что первоначальные капитальные затраты составят: 444,7 тыс. рублей.

Благодаря процессу регенерации большая часть ДЭГ остается в цикле, но тем не менее, существуют незначительные потери, которые (согласно построенной модели) составляют примерно 0,1% от всего количества гликоля в замкнутом цикле. Следовательно, при повышении количества гликоля в цикле с 4700 кг до 9200 кг, необходимость в «подпитке» возрастает с 4,7 кг/ч до 9,2 кг/ч и составляет 4,5 кг/ч. В денежном эквиваленте: 8024,4 руб/сут.

Кроме того, увеличение объёма циркулирующего в системе диэтиленгликоля влечет за собой повышение расхода электро-энергии: на работу перекачивающих насосов, блока регенерации, охлаждения и нагрев раствора гликоля и т.д. Условимся, что энергоёмкость осушки 1000 м<sup>3</sup> сырого газа составляет в среднем 0,734 кВт, тогда при расходе 7,5 млн. м<sup>3</sup>/сут расходы энергии составят 229,38 кВт/ч. При тарифе на электрическую энергию в ЯНАО 2,92 руб/кВтч [24], расходы энергии в денежном эквиваленте составят 669,78 руб/ч или 16074,6 руб/сут. При увеличении объёма циркулирующего абсорбента с 4700 кг до 9200 кг повысит потребность системы в электроэнергии как минимум в два раза. Таким образом, ежедневные затраты на энергоснабжение блока осушки и регенерации гликоля составят 32149 руб/сут.

Подсчитаем период окупаемости предлагаемой технологии по сокращению потерь метанола (см. таблицу 14).

Таблица 14 – Расчет эффективности предлагаемого решения без учета дисконтирования

Показатели, тыс. руб	Время, сутки								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Первоначальные затраты	-444,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Денежный отток	0,0	-40,2	-40,2	-40,2	-40,2	-40,2	-40,2	-40,2	-40,2
Денежный приток	0,0	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3
Денежный поток	0,0	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1
Накопленное сальдо суммарного денежного потока	-444,7	-382,6	-320,4	-258,3	-196,2	-134,0	-71,9	-9,8	52,4

Первоначальные затраты, оцениваемые в 444,7 тыс. рублей, включают в себя стоимость покупки и доставки 4500 кг гликоля до месторождения, а также затраты на заполнение системы регенерации. Денежный отток представляет собой сумму ежедневных затрат на электроэнергию и подпитку ДЭГ. Денежный приток выражает денежную стоимость результата сокращения потерь метанола осушенным газом. Как видим, предлагаемое решение по сокращению потерь антигидратного ингибитора с помощью увеличенного расхода гликоля является экономически оправданным, и полностью окупает себя уже на 8 сутки со дня внедрения данного предложения.

Несмотря на безусловные преимущества данного решения по сокращению потерь метанола, оно имеет свои сильные и слабые стороны. С целью выявления всех возможных преимуществ и недостатков был проведен SWOT–анализ предлагаемого решения (см. таблицу 15).

Таблица 15 – SWOT–анализ

S – Сильные стороны	W – Слабые стороны
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сокращение безвозвратных потерь метанола, связанных с его уносом осушенным газом</li> <li>2. Сокращение эксплуатационных затрат на закупку новых партий антигидратного ингибитора</li> <li>3. Благодаря повышенному расходу ДЭГ, одновременно с осушкой газа осуществляется извлечение из газа нежелательных паров метанола</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зависимость системы от качества работы блока регенерации ДЭГ</li> <li>2. Капитальные затраты на докупку необходимого «стартового» количества ДЭГ</li> <li>3. Повышение эксплуатационных затрат, связанных с повышенным расходом на «подпитку» гликоля</li> </ol>
O – Возможности	T – Угрозы
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оптимизация блока регенерации метанола</li> <li>2. Сокращение негативного воздействия на окружающую среду, связанного с «утечкой» метанола</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенные потери гликоля в процессе его регенерации</li> <li>2. Выход системы рециркуляции гликоля из строя вследствие повышенной нагрузки, связанной с увеличенным объемом абсорбента в цикле</li> </ol>

#### 4.3 Заключение по разделу

В данном разделе был произведен анализ цен и предложений поставки метанола и диэтиленгликоля до газовых промыслов компании ООО «Газпром добыча Ямбург» от различных производителей и поставщиков, в ходе которого были выбраны наиболее предпочтительные поставщики реагентов. Так, поставщиком метанола была выбрана компания ПАО "Метафракс" – стоимость закупки 10 тонн метанола вместе с доставкой составит 330 тыс. руб. В качестве поставщика диэтиленгликоля была выбрана компания ООО «СотСнаб» – стоимость закупки 10 тонн гликоля вместе с доставкой составит 658 тыс. рублей. Также был проведен расчет экономической эффективности предложенного решения по сокращению потерь метанола. Согласно расчету, «докупка», поставка и введение 4500 кг ДЭГ в цикл потребуют первоначальных затрат в размере 444,7 тыс. рублей, которые окупаются уже на 8 день. Как итог, можно признать экономическую обоснованность внедрения предлагаемой технологии сокращения потерь метанола.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Д	Ласкачу Владиславу Андреевичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Повышение эффективности борьбы с гидратообразованием в системах сбора и подготовки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: установка регенерации метанола в составе комплексной установки подготовки газа Область применения: сбор и подготовка природного газа
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Специальные правовые нормы трудового законодательства: ТК РФ: глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям» СТО Газпром 18000.1-001-2014 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром» Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: ТК РФ: глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ выявленных вредных факторов: повышенный уровень вибраций и шума; отклонения показателей микроклимата; воздействие токсичных химических веществ; Анализ выявленных опасных факторов: электрический ток; пожароопасность; механические опасности; сосуды, работающим под давлением. Мероприятия по снижению воздействия
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Анализ воздействия установки регенерации метанола на атмосферу, гидросферу и литосферу. Рассмотрение комплекса мер по защите окружающей среды.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Анализ возможных чрезвычайных ситуаций: пожары; взрывы; выбросы газа и реагентов в результате нарушения целостности оборудования. Описание наиболее вероятной ЧС – пожара, его возможных источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		03.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Ласкач Владислав Андреевич		03.03.2020

## **5. Социальная ответственность**

В бакалаврской работе исследуются технологии повышения эффективности с газогидратами, в частности, рассматриваются способы сбережения летучего антигидратного ингибитора (метанола) на примере установки регенерации метанола в составе УКПГ-9 Ямбургского НГКМ. Ямбургское НГКМ расположено в заполярной части Западно-Сибирской равнины на Тазовском полуострове, т.е. объект исследования расположен в широтах Крайнего севера. Установка регенерации метанола представляет собой совокупность технологического оборудования и вспомогательных систем, снабженных приборами КИПиА и площадками обслуживания. Предназначена для возврата в цикл антигидратного ингибитора.

Основной процесс, рассматриваемый в данной выпускной квалификационной работе – регенерация метанола методом ректификации.

Таким образом, цель данного раздела – анализ опасных и вредных факторов, возникающих при данном виде производственной деятельности на установках регенерации метанола, а также решение вопросов обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

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

#### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Сотрудники ООО «Газпром добыча Ямбург» работают вахтовым методом в условиях Крайнего Севера. Поэтому, осуществление правового регулирования труда рабочих данной отрасли в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, установленных в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации: глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом».



Помимо этого, учитываются нормы, установленные главой 50 ТК РФ: «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям» (статьи 313–327).

Правовое регулирование труда работников данной отрасли включает в себя следующие характерные особенности:

1. Величина рабочего времени и времени отдыха: устанавливается в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Конкретная продолжительность ежедневной работы (смены) определяется с учетом характера и специфики производства, а также условий труда. Продолжительность рабочего времени при вахтовом методе работы составляет 12 часов в сутки. Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера при работе вахтовым методом, устанавливается пониженная норма часов в год: 1728 часов в год для женщин, 1920 часов для мужчин. В течение рабочего дня сотрудникам предоставляется перерыв для отдыха и питания не более двух часов и не менее 30 минут. Всем сотрудникам предоставляются ежегодные оплачиваемые отпуска продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка [25].

2. Заработная плата: При расчете оплаты труда в районах Крайнего Севера учитываются районные коэффициенты и процентные надбавки к заработной плате. Районный коэффициент к заработной плате устанавливается в следующих размерах:

- на объектах, расположенных южнее Полярного круга: 1,7
- на объектах, расположенных севернее Полярного круга: 1,8

Также выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в указанных районах (предельный размер процентной надбавки к заработной плате – 80%) [26].

3. Охрана труда: регламентируется Единой системой управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром» (СТО Газпром 18000.1-001-2014). Компания обязуется обеспечивать здоровые и безопасные

условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных и иных мероприятий в соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и промышленной безопасности; принимать меры по устранению выявленных отклонений от гигиенических норм и требований охраны труда [27].

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

Рабочее место – место, где должен находиться работник во время исполнения своих обязанностей и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия.

Рабочее место состоит из следующих элементов:

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

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

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

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

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д. [25]

Таким образом, задачей организации труда при организации рабочих мест является достижение рационального сочетания, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

## 5.2 Производственная безопасность

### 5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

Выполнение любого вида работ на установках комплексной подготовки газа сопряжены со следующими потенциально опасными и вредными производственными факторами (см. таблицу 16).

Таблица 16 – Вредные и опасные факторы [28]

Факторы (согласно ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибраций	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 [29] ГОСТ 12.1.012-90 [30] ГОСТ 12.1.029-80 [31] ГОСТ 12.1.005-88 [32] СП 2.2.2.1327-03 [33] ГОСТ 12.1.019-2017 [35]
2. Повышенный уровень шума	+	+	
3. Отклонение показателей микроклимата	+	+	
4. Воздействие токсичных химических веществ	+	+	

1. Повышенный уровень вибраций и шума: основным источником вибраций и шума на всех этапах обслуживания оборудования УКПГ являются компрессора на дожимных компрессорных станциях, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели, вентиляторы, скважины, продувочные свечи. Нормирование условий труда по шуму (см. таблицу 17) осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83.

Таблица 17 – Предельно допустимые уровни звукового давления [29]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах с частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
	1,5	3	125	50	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение работ в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Вибрационное воздействие (см. таблицу 18) на рабочих местах нормируется по ГОСТ 12.1.012-90. Позволяет оценить опасность воздействия вибрации на рабочих.

Таблица 18 – Предельно-допустимые уровни вибростойкости [30]

Вид вибрации		Логарифмические уровни вибростойкости (дБ) в октавных полосах, Гц					
Технологическая, на постоянных рабочих местах	в производственных помещениях	2	4	8	16	31,5	63
	в машинно-котельных помещениях	108	99	93	92	92	0,2

1. Отклонение показателей микроклимата: температура в производственных помещениях является одним из ведущих факторов, определяющих метеорологические условия производственной среды. При работе на установке регенерации метанола работник подвергается воздействию высокой температуры в производственных помещениях с работающим оборудованием, особенно в летний период, и воздействию отрицательной температуры при работе зимой на улице. Длительное воздействие высокой температуры, особенно в сочетании с повышенной влажностью, может привести к значительному накоплению тепла в организме. Воздействие отрицательных температур приводит к сужению сосудов пальцев рук, ног и кожи лица, изменяется обмен веществ. Низкие температуры воздействуют также и на внутренние органы, и длительное воздействие этих температур приводит к их устойчивым заболеваниям. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны" и Санитарными

нормами микроклимата производственных помещений (СН 4088-86) [32]. Оптимальные микроклиматические условия – это такое сочетание параметров микроклимата, которое при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивает ощущение теплового комфорта и создает предпосылки для высокой работоспособности. Ниже в таблице 19 приведены оптимальные значения микроклимата для работы на установке регенерации метанола.

Таблица 19 – Оптимальные показатели микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость воздуха, м/с
холодный	19-21	18-22	40-60	0,2
теплый	20-22	19-23	40-60	0,2

## 2. Воздействие токсичных химических веществ

Метанол – бесцветная прозрачная легковоспламеняющаяся ядовитая жидкость, с запахом этилового спирта. На УКПГ метанол используется как ингибитор гидратообразования. Метанол при поступлении через желудочно-кишечный тракт может привести к серьезному отравлению, вплоть до смертельного исхода. Метанол обладает слабо выраженным местным действием на кожу, может проникать через неповрежденные кожные покровы (ПДУ загрязнения кожных покровов составляет 0,02 мг/см<sup>2</sup>). Максимальная разовая предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны составляет 15 мг/м<sup>3</sup>, среднесуточная – 5 мг/м<sup>3</sup> [34].

### 5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов

1. Поражение электрическим током: возникает при контакте с оголёнными токоведущими частями, находящимися под напряжением или при контакте с металлическими частями, которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе с установками без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании электроустановок.

2. Пожароопасность: обуславливается свойствами природного газа, ДЭГ, метанола, а также других горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе. Основными источниками пожарной опасности на установке регенерации метанола являются: оборудование, работающее под высоким давлением; плотно расположенное технологическое оборудование, которое может привести к каскадному развитию аварий; большое число фланцевых соединений и сварных стыков – наиболее вероятных мест утечек взрывопожароопасных продуктов; а также необходимость проведения газоопасных работ.

3. Механические опасности: представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования: заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

4. Высокое давление в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением.

### **5.2.3 Мероприятия по снижению воздействий**

1. Для устранения негативного воздействия шума на человека существует несколько путей:

- использование звукозащитных материалов для оборудования помещений, особенно в производственной зоне;
- снижение шума на путях его распространения с помощью установки звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов;
- применение средств индивидуальной защиты от шума [29].

С целью защиты органов слуха и нервной системы, в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация» следует применять следующие средства: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д. На предприятиях должен быть обеспечен контроль уровней шума на рабочих местах не реже одного раза в год [31].

2. Снижение вибрационного воздействия осуществляется за счет:

- уменьшения вибрации в источнике образования конструктивными и технологическими методами при разработке новых и модернизации существующих машин, оборудования;
- уменьшения вибрации на пути распространения средствами виброизоляции и вибропоглощения;
- применения дистанционного или автоматического управления;
- исключения контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или рабочей зоны;
- установки стационарного оборудования на отдельные фундаменты и поддерживающие конструкции зданий и сооружений [30].

3. Для обеспечения безопасных условий труда при работе с метанолом проводятся следующие мероприятия:

- выдаются средства индивидуальной защиты: спецодежда, защитные очки, резиновые сапоги, фартук, перчатки, противогазы, а также специальные костюмы для защиты всего тела работающего с метанолом;
- производственные помещения, в которых проводятся работы с метанолом, снабжаются приточно-вытяжной вентиляцией.

4. Средствами защиты для обеспечения электробезопасности являются: защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства (в соответствии с ГОСТ 12.1.019-2017) [35].

5. Методы обеспечения пожаробезопасности подразумевают под собой создание соответствующего противопожарного режима, в котором должны быть

установлены: порядок утилизации горючих отходов; места хранения промасленной спецодежды; порядок отключения от питания электрооборудования в случае пожара; последовательность проведения пожароопасных работ, действия и обязанности работников при возникновении пожара.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.1 Источники загрязнения атмосферы**

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу бывают неорганизованные и организованные. Как правило, такие выбросы происходят вследствие:

- потерь природного газа вследствие негерметичности технологического оборудования;
- сжигания газа или горючих паров на факельных установках;
- вентиляции производственных помещений;
- отходов работы двигателей внутреннего сгорания.

В целях предупреждения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предусматривается следующий ряд мероприятий:

- полная герметизация системы сбора газа и контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии и контроль сварных швов;
- оснащение сосудов, работающих под давлением, предохранительными клапанами.

#### **5.3.2 Источники загрязнения гидросферы**

Основными загрязнителями гидросферы при работе на установке регенерации метанола являются сточные воды и отработанный водометанольный раствор. Мероприятия, проводимые для защиты гидросферы от загрязнения включают:



- запрет сброса сточных вод в открытые водоемы;
- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов и шлама обваловываются и гидроизолируются;
- дозировка химических реагентов производится только в специально оборудованных местах;
- ежемесячный отбор проб воды на химический анализ.

### **5.3.3 Источники загрязнения литосферы**

На установке комплексной подготовки газа основным агентом, загрязняющим литосферу, является отработанный водометанольный раствор, который подлежит закачке в поглощающие горизонты вместе со сточными водами. В целях защиты литосферы от загрязнения на УКПГ предусмотрена установка регенерации метанола, позволяющая снизить концентрацию закачиваемого в пласт метанола до допустимых значений по стандарту СТО Газпром 2-1.19-049-2006 [19].

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В результате аварий на производстве возникают чрезвычайные ситуации. Для газовой промышленности наиболее характерны следующие производственные аварии: пожары; взрывы; выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате нарушения целостности оборудования.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования необходимо произвести аварийную остановку УКПГ. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

- возникновение пожара на установке регенерации метанола;
- полное отключение электроэнергии;
- прорыв газа.

Пожар является наиболее вероятным видом ЧС в процессе работы установки регенерации метанола, вследствие легкой воспламеняемости и высокой пожароопасности последнего. Поэтому, есть необходимость в создании комплекса мер по предупреждению и ликвидации данного вида ЧС. Такой комплекс должен включать в себя:

- применение для теплоизоляции трубопроводов и оборудования из негорючих материалов;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций;
- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой обеспечивающими надежность и безаварийность работы.

При возникновении пожара необходимо:

- в аварийном режиме остановить установку;
- произвести мероприятия по сбросу давления с аппаратов, которые находятся под угрозой возникновения пожара;
- вызвать пожарную бригаду;
- по возможности произвести работы по локализации очага возгорания, до приезда пожарной бригады, своими силами.

## **5.5 Заключение по разделу**

В данном разделе были рассмотрены условия работы на месторождениях Крайнего Севера, и нормативно-правовая база, обеспечивающая социальную защищенность работников; меры производственной безопасности при выполнении работ на установке регенерации метанола; а также проанализированы вредные и опасные производственные факторы, и мероприятия по их устранению. Также были выявлены источники загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признан пожар; разобран комплекс мер по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.

## **Заключение**

В современных экономических реалиях сокращение затрат на борьбу с гидратообразованием имеет большое значение для газодобывающей индустрии. В то время как с ежегодным снижением пластовых давлений складываются все более благоприятные условия для образования гидратов в системах сбора и подготовки природного газа, цена на антигидратные ингибиторы продолжает только расти. Данный факт подталкивает компании, специализирующиеся на добыче и транспортировке газа, к поиску решений, предлагающих более рациональное использование антигидратных ингибиторов.

В данной работе анализировалась возможность повышения борьбы с гидратообразованием как следствие сокращения потерь метанола – самого распространенного ингибитора гидратообразования, используемого в климатических условиях Крайнего Севера. Было приведено краткое описание геологического строения Ямбургского месторождения; типов, структуры и свойств гидратов газа, условий их образования, методов борьбы с ними. Были рассмотрены существующие виды ингибиторов гидратообразования, свойства метанола, а также методы его регенерации. На основе существующей схемы подготовки газа УКПГ-9 была создана её модель в программной среде UniSim Design. Анализ построенной модели позволил выявить зависимость уноса метанола осушенным газом от удельного расхода ДЭГ и давления абсорбции. На основе данной зависимости предложены мероприятия по сокращению потерь метанола в составе осушенного газа, подготавливаемого к транспорту. Кроме того, с целью повышения эффективности процесса регенерации были подобраны оптимальные параметры работы колонны регенерации метанола: температуры верха и низа колонны, флегмовое число и количество теоретических тарелок.

Расчет экономической эффективности показал обоснованность предлагаемого решения по сокращению расхода метанола.

## Список использованных источников

- 1) Месторождения нефти и газа/Россия/Ямало-Ненецкий АО/Ямбургское [Электронный ресурс], URL: [http://www.nftn.ru/oilfields/russian\\_oilfields/jamalo\\_neneckij\\_ao/jamburgskoe/7-1-0-150](http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/jamalo_neneckij_ao/jamburgskoe/7-1-0-150)
- 2) Геологическая часть проекта разработки нижнемеловых отложений Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие, – ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2005 г.
- 3) Технологический регламент эксплуатации ОПО газового промысла № 9 Ямбургского НГКМ: Том 1. Эксплуатация Участка комплексной подготовки газа (УКПГ-9), фонда скважин и системы промысловых трубопроводов на ГП-9 Ямбургского НГКМ, 2014 г.
- 4) Кудияров Г.С., Истомин В.А., Ротов А.А. Особенности работы систем сбора газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения на завершающей стадии разработки // транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2017, № 3, С. 46-52. [Электронный ресурс], URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-raboty-sistem-sbora-gaza-senomanskoj-zalezhi-yamburgskogo-mestorozhdeniya-na-zavershayuschej-stadii-razrabotki/viewer>
- 5) Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Перевод с английского. – М.: ЗАО «Премимум Инжиниринг», 2007. – 316 с.
- 6) Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985. – 232 с.
- 7) Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004, с.252.
- 8) Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / – Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с.

9) Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИИГАЗ/Газпром // Нефтегазовое дело. 2007. [Электронный ресурс] URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf)

10) Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А. Анализ методов диагностирования гидратообразования в шлейфах // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. 2017. №1. С.80–83. [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28807658>

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

12) Медведев В.И. Исследование возможности использования полимерных реагентов для кинетического ингибирования техногенного гидратообразования // Химия и технология топлив и масел 2015. №6. С. 24 – 49. [Электронный ресурс] URL: [http://elib.sfukras.ru/bitstream/handle/2311/21165/issledovanie\\_vozmozhnosti\\_ispol\\_zovaniya\\_polimernyh\\_reagentov\\_dlya\\_kineticheskogo\\_ingibirovaniya\\_tehnogenogo\\_gidratoobrazovaniya.pdf?sequence=1](http://elib.sfukras.ru/bitstream/handle/2311/21165/issledovanie_vozmozhnosti_ispol_zovaniya_polimernyh_reagentov_dlya_kineticheskogo_ingibirovaniya_tehnogenogo_gidratoobrazovaniya.pdf?sequence=1)

13) Бухгалтер Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. – М.: Недра, 1986, – 238 с.

14) Александров И. А. Ректификационные и абсорбционные аппараты. – 2-е изд. перераб. – Москва: Химия, 1971. – 296 с.

15) Полников В.В., Пономарева Т.Г., Александров М.А., Земенкова М.Ю., Пимнев А.Л. Инновационные технологии при обустройстве месторождений мегапроекта «ЯМАЛ» // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. [Электронный ресурс] URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=24920888>

16) Патент СССР SU 1350447, 30.05.1986 Способ подготовки углеводородного газа к транспорту // Ставицкий В.А., Истомин В.А., Сулейманов Р.С., Лакеев В.П., Бурмистров А.Г., Колушев Н.Р., Кульков А.Н.

[Электронный ресурс]. URL: <http://patents.su/4-1350447-sposob-podgotovki-uglevodorodnogo-gaza-k-transportu.html>

17) СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 15 с. [Электронный ресурс]. URL: <https://elima.ru/docs/?id=7966>

18) Свойства метанола и его водных растворов [Электронный ресурс]. URL: <https://mirznanii.com/a/10128/svoystva-metanola-i-ego-vodnykh-rastvorov/>

19) СТО Газпром 2-1.19-049-2006 Подготовка сточных вод к закачке в поглощающий горизонт и экологический мониторинг при подземном захоронении сточных вод на нефтегазовых месторождениях ОАО «Газпром» севера Западной Сибири [Электронный ресурс]. URL: <https://elima.ru/docs/?id=6208>

20) Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.

21) Производители метанола (метилового спирта): 9 заводов России [Электронный ресурс], URL: <https://o-zavodah.ru/zavody-proizvoditeli-metanola/>

22) Деловой журнал «Neftegaz.RU»: Метанол на Крайнем Севере [Электронный ресурс], URL: [https://neftegaz.ru/analysis/oil\\_gas/329324-metanol-na-kraynem-severe/](https://neftegaz.ru/analysis/oil_gas/329324-metanol-na-kraynem-severe/)

23) Каталог поставщиков гликолей «Пульс цен» [Электронный ресурс], URL: <http://www.pulscen.ru>

24) Тарифы на электроэнергию в г. Ямбург [Электронный ресурс], URL: [https://energybase.ru/tariff/amburg?TariffSearch\[type\\_id\]=1](https://energybase.ru/tariff/amburg?TariffSearch[type_id]=1)

25) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. [Электронный ресурс] URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/)

26) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) Глава 50. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях. [Электронный ресурс] URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/b739014a99ff134c5dc56d924e34695af0b59ab4/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b739014a99ff134c5dc56d924e34695af0b59ab4/)

27) СТО Газпром 18000.1-001-2014: Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». [Электронный ресурс] URL: [https://ufa-tr.gazprom.ru/d/textpage/49/73/18000.1-001-2014\\_.pdf](https://ufa-tr.gazprom.ru/d/textpage/49/73/18000.1-001-2014_.pdf)

28) ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071>

29) ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N1). [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200291>

30) ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200329>

31) ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200292>

32) ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N1) [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608>

33) СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/901865870>

34) ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия.  
[Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200020559>

35) ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов



# Приложение 1

