

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Анализ эффективности применения методов предупреждения и ликвидации газогидратных отложений в системах добычи газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)</b>

УДК 622.279.72(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Жирков Прокопий Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации

Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизировать и обобщать достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> педагогический				
«Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального образования, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)  ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

**Тип задач профессиональной деятельности:**  
технологический

Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.</p> <p>2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.</p> <p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>
			<p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
			<p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>	<p>И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации</p>

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> научно-исследовательский				
Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
Зятиков П.Н.

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Жиркову Прокопию Викторовичу

Тема работы:

<b>Анализ эффективности применения методов предупреждения и ликвидации газогидратных отложений в системах добычи газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)</b>	
Утверждена приказом директора	№117-10/с от 27.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологическая информация по Ямбургскому нефтегазоконденсатному месторождению, включающая: отчеты и графические материалы геолого-технического отдела, характеристики разрабатываемых пластов. Технологический регламент участка комплексной подготовки газа ЯГНМ УКПК №9. Фондовая и периодическая литература.
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ применяемых методов борьбы с гидратообразованием</li> <li>2. Характеристика Ямбургского НГКМ</li> <li>3. Моделирование и анализ работы установки регенерации метанола на Ямбургском НГКМ</li> <li>4. Результаты моделирования и их обсуждения</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>6. Социальная ответственность</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Принципиальная схема УКПГ</li> <li>2. Моделирующая схема действующей технологии регенерации</li> <li>3. Состав исходной смеси и реагентов</li> <li>4. Система подачи ингибитора в промышленных условиях</li> <li>5. Сокращение расхода метанола</li> <li>6. Материальный баланс установки регенерации метанола</li> <li>7. Параметры модели</li> <li>8. Параметры работы установки регенерации метанола</li> <li>9. Заключение.</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент	<b>Романюк В.Б.</b>
Социальная ответственность	<b>Сечин А.А.</b>
Раздел, выполняемый на иностранном языке	<b>Уткина А.Н.</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Modeling of technological schemes and improving the efficiency of methanol regeneration	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель/**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф-м.н		15.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Жирков Прокопий Викторович		15.03.2021



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ93	Жирков Прокопий Викторович

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет оптимизации расходов при использовании установки регенерации метанола</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, химических реагентов, электроэнергии</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %;</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности проводимых мероприятий</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	...
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Расчет затрат на закупку и транспортировку метанола и ДЭГа у различных поставщиков.</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Определение эффективности и рентабельности снижения потерь метанола за счет увеличенного материальных ресурсов ДЭГ, электроэнергии.</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. *График проведения и бюджет НТИ*
2. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ*

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15.03.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		15.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ93	Жирков Прокопий Викторович		15.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ93	Жирков Прокопий Викторович

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Анализ эффективности применения методов предупреждения и ликвидации газогидратных отложений в системах добычи газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (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	Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<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>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ТК РФ: глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям»;</li> <li>– СТО Газпром 18000.1-001-2014 «Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью»;</li> <li>– ОАО «Газпром» Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Отклонение показателей микроклимата в помещениях;</li> <li>– Воздействие шума и вибрации;</li> <li>– Воздействие химических реагентов.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ воздействия объекта на атмосферу;</li> <li>– Анализ воздействия объекта на гидросферу (взвешенные вещества, метанол).</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Пропуск метанола в связи с нарушением герметичности соединений, как наиболее часто встречающаяся ЧС;</li> <li>– Техногенного характера: пожар на объекте.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Жирков Прокопий Викторович		

## Реферат

Магистерская диссертация содержит 112 с., 28 рис., 17 табл., 31 источника.

Ключевые слова: газовые гидраты, метанол, моделирование, гликоли, регенерация.

Актуальность данной работы заключается в том, что в связи с растущей потребностью в ингибиторах гидратообразования возникает необходимость в разработке новых схем его использования и регенерации в целях повышения экономической эффективности при добыче природного газа.

Объектом исследования является термодинамический ингибитор метанол и его применение для предупреждения гидратообразования.

Целью данной работы является повышение эффективности регенерации метанола, для предупреждения гидратообразования при добыче и подготовки газа.

В процессе анализа были изучены общие сведения и условия образования газовых гидратов, а также методы предупреждения гидратообразования в промысловых системах Ямбургского НГКМ. Проанализированы технологии снижения расхода термодинамического ингибитора метанола и повышения эффективности его регенерации.

Смоделирована технологическая схема с помощью которого были изменены рабочие параметры абсорбера (в рамках технологически возможных пределов) за счет снижения точки росы ТТВ, уменьшается концентрации метанола в осушенном газе, путем варьирования удельного расхода рДЭГ с 14,5 до 29,4 кг/1000м<sup>3</sup> унос метанола вместе с осушенным газом снижается до 11,2 кг/ч вместо 193 кг/ч.

Экономия выражается сокращением потерь метанола до 87484 рублей в сутки, результате оптимизации обеспечивается значительное снижение потерь метанола.

Степень внедрения: работа имеет поисковый характер.

## Список использованных сокращений

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ГП – газовый промысел

КГС – куст газовых скважин

ДЭГ – диэтиленгликоль

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль

РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль

ВМР – водометанольный раствор

УРМ – установка регенерации метанола

УРД – установка регенерации диэтиленгликоль

ГФУ – горизонтальная факельная установка

ТТР – температура точки росы

ЭУ – эксплуатационный участок

## Оглавление

Введение.....	16
1 Общая характеристика гидратов и условия их образования .....	18
1.1 Гидраты природных газов .....	18
1.2 Условия образования гидратов газа .....	20
1.3 Образование гидратов в системах добычи, сбора и подготовки природного газа на ЯНГКМ.....	24
1.4 Методы борьбы с газогидратами на ЯНГКМ.....	28
1.4.1 Химический метод предупреждения гидратообразования.....	28
1.4.2 Оборудование скважины .....	32
1.4.3 Методика расчета расхода ингибитора.....	36
1.5 Технологии снижения расхода метанола.....	38
1.5.1 Регенерация метанола методом ректификации .....	39
1.5.2 Регенерация метанола методом отдувки .....	42
2. Сведения о месторождении.....	44
2.1 Общая характеристика ЯНГКМ .....	44
2.1 Геологическое строение района .....	46
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика.....	46
2.1.2 Тектоника.....	49
2.1.3 Сеноманская залежь.....	49
2.2 Характеристика исходного сырья и товарного продукта .....	51
3. Моделирования технологических схем и повышение эффективности регенерации метанола.....	52
3.1 Общая характеристика УКПГ-9 .....	52
3.2 Моделирование установки регенерации метанола.....	56
3.3 Анализ эффективности регенерации метанола в условиях УКПГ-9.....	61
3.4 Влияния расхода ДЭГа на процесс извлечение метанола .....	62
3.5 Влияние давления осушки на извлечение метанола .....	65
3.6 Оптимизация процесса регенерации метанола методом ректификации	66
3.7 Расчет материального баланса установки регенерации метанола.....	72
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	77
4.1 Расчет затрат на закупку реагентов.....	78

4.2 Расчет оптимизации расходов при использовании установки регенерации метанола.....	79
5. Социальная ответственность .....	84
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	85
5.2 Производственная безопасность .....	86
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов .....	86
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов .....	88
5.2.3 Комплекс мероприятий, обеспечивающих минимальный уровень опасности производства .....	89
5.3 Экологическая безопасность.....	90
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	92
Заключение .....	96
Список использованных источников .....	99
Приложение А .....	103

## **Введение**

Многие газовые и газоконденсатные месторождения в РФ находятся на завершающей стадии разработки газовых месторождений снижаются пластовое давление и объемы добываемого газа, увеличивается влагосодержание пластового газа, а также количество выносимой пластовой воды. Это приводит к возникновению дополнительных технологических осложнений эксплуатации, влияющих на стабильную работу систем добычи и подготовки газа. В частности, в промысловых системах возникают риски образования гидратов.

Актуальность данной работы заключается в том, что в связи с растущей потребностью в метаноле возникает необходимость в разработке новых схем его использования и регенерации в целях повышения экономической эффективности при добыче природного газа.

Для предупреждения гидратообразования применяется 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 потребностью в метаноле значительная. Поэтому существует крайняя необходимость в поиске и разработке решений по оптимизации регенерации метанола.

Целью данной работы является повышение эффективности регенерации метанола, для предупреждения гидратообразования при добыче и подготовки газа.

Для достижения данной цели, планируется решить ряд поставленных задач:

- 1) Проанализировать механизмы образования газовых гидратов при добыче углеводородов, а также их негативное влияние на режим работы скважины;



- 2) Провести анализ применяемых методов предупреждения гидратообразования и рассмотреть технологии снижения расхода метанола;
- 3) Проанализировать технологию ингибирования эксплуатационных скважин;
- 4) Оценить потери метанола в материальных потоках в различных технологических этапах;
- 5) Смоделировать технологическую схему с помощью программного пакета UniSim Design, проанализировать и оценить возможности оптимизации процесса регенерации ингибитора;
- 6) Оценить экономическую эффективность по предложенной оптимизации.

Объектом исследования является термодинамический ингибитор метанол и его применение для предупреждения гидратообразования.

Личный вклад студента заключается в сборе данных по технологии борьбы с газогидратами, в условиях ЯНГКМ, также в моделировании технологических схем в программном комплексе UniSim Design и анализ полученных результатов. Новизна работы состоит в предложении по оптимизации технологической схемы УКПГ в целях снижения расхода метанола на Ямбургском месторождении.

# 1 Общая характеристика гидратов и условия их образования

## 1.1 Гидраты природных газов

Гидраты-это природное льдоподобное вещество, которое образуется, когда молекулы воды и газа соединяются под высоким давлением и при умеренных температурах. Метан является наиболее распространенным газом, присутствующим в газовом гидрате, хотя другие газы также могут быть включены в гидратные структуры, особенно в районах. Проблемы газогидратного отложения широко распространена в районах с постоянно мерзлым грунтом (многолетняя мерзлота). Газогидраты входят в класс решетчатых соединений, под названием «клатраты» особенностью которого является включением двух молекул «хозяева» и «гостя». Они же в свою очередь подразделяются на (решетчатые клатраты и молекулярные клатраты) они же подразделяются по геометрии и размерами [8].

Типичными представителями которого являются гидраты газов.  $H_2O$ , «синтезируются» с молекулами  $CH_4$  в определенных термобарических условиях образуют твердые клатраты, внутри которых внедряются молекулы метана образуя сложное, трехмерное кристаллическое соединения.

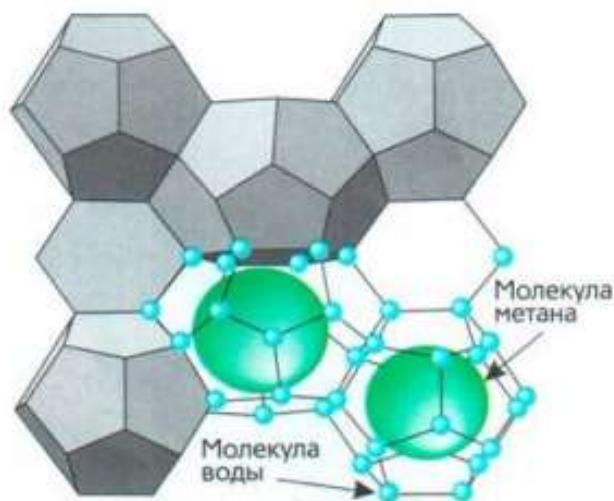


Рисунок 1 – Структура газовых гидратов

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.

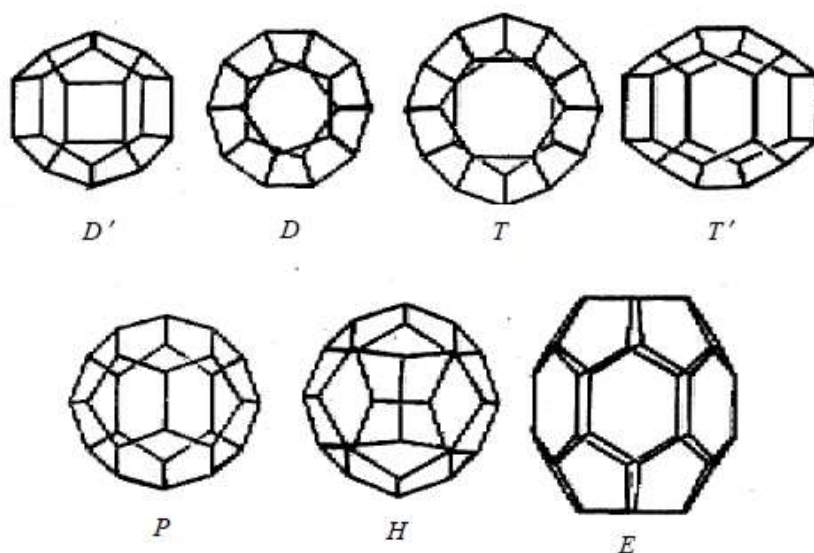


Рисунок 2 – Полости в водных клатратных каркасах

Молекулярные полости в клатратных гидратах представляют собой (12-, 14-, 15-, 16- и 20-гранники вершинами являются атомы кислорода, а ребра - водородные связи), обозначаемые D, D', T, T', P, H, E. Двенадцатигранные полости D и D' принято называть малыми, а остальные (T, T', P, H, E) - большими. двенадцатигранник (D-полость) – наиболее энергетически выгодная структура, поскольку в нем угол между водородными связями мало отличается от тетраэдрического и составляет  $108^\circ$ [9].

Полиэдры, образующие большие полости, даже в представлении идеализированных каркасов, оказываются немного деформированными (ребра несколько разной длины, грани не совсем плоские, варьируется и угол между водородными связями). Включение же Гостевых молекул приводит к дополнительной деформации полостей (полость как бы подстраивается под форму Гостевой молекулы). Малые полости в первом приближении целесообразно рассматривать как квазисферические, тогда как форма больших полостей заметно отклоняется от сферической и их наглядно можно

представить эллипсоидами (особенно сильно отличается от сферической формы самая большая E-полость).

Полости в водных клатратных каркасах могут быть заполнены молекулами газов полностью или частично, причём степень заполнения полостей определяется особенностями взаимодействия гостевых молекул с молекулами воды, а также термодинамическими условиями. Ранее считалось, что в каждой полости всегда размещается не более одной молекулы, однако недавние исследования гидратов при высоких давлениях показали возможность включения в полость двух и более молекул (при очень высоких давлениях). Следовательно, газовые гидраты являются, строго говоря, нестехиометрическими соединениями, однако в ряде случаев нестехиометричность относительно мала и в первом приближении может не учитываться [8].

## 1.2 Условия образования гидратов газа

Природа и структура газовых гидратов могут быть различны, но самыми распространенными из них приведены ниже:

- кубическая;
- кубическая-2;
- гексагональная

Таблица – 1 Кристаллические каркасы из молекул воды характерные для газовых гидратов

	Кубическая I (КС-1)	Кубическая 2 (КС-2)	Гексагональная 3 (ГС-3)
Параметры ячейки, А	$\alpha=12.00$	$\alpha=17.00$	$\alpha=12.00$ $c=10.02$
Формула элементарной ячейки	$2D*6T*46H_2O$	$16D*8H*136H_2O$	$2D'*3D*1E*34H_2O$
Предельные гидратные числа			
При заполнении Только больших полостей	$7\frac{2}{3}$	17	Индивидуальные Гидраты не образуются

При заполнении всех полостей	$5_4^3$	$5_3^2$	
Примеры	$\text{CH}_4 \cdot 6,1\text{H}_2\text{O}$	$\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$	$\text{CH}_3\text{C}_6\text{H}_{11} \cdot 5\text{H}_2\text{S}$

Индивидуальные газы  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ , при наличии низкого давления создают структуру гидратов КС-I, а газы  $\text{Ar}$ ,  $\text{Kr}$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ , – конструкцию КС-II [10].

На рисунке 3 представлена принципиальная диаграмма фазовых состояний (кривые I – IV) условий образования простых гидратов (состоящих из индивидуального газа и воды). Зона, в которой существуют гидраты, расположена по левую сторону от кривых I и IV. Точка  $p_k$  – верхняя критическими точка, а  $p_k'$  нижняя критическая точка гидратообразования [9].

В клатратных гидратах КС-I элементарная ячейка содержит 46 молекул воды, которые образуют две малые (D) и Шесть больших (T) полостей. В Гидратах КС-II на элементарную ячейку приходится 136 молекул воды, 16 малых (D) и 8 больших (H) полостей. В гидратах КС-III на одну большую полость E (причём этот тип полостей может заполняться только подходящей формы большими молекулами) приходится пять малых полостей (D и D').

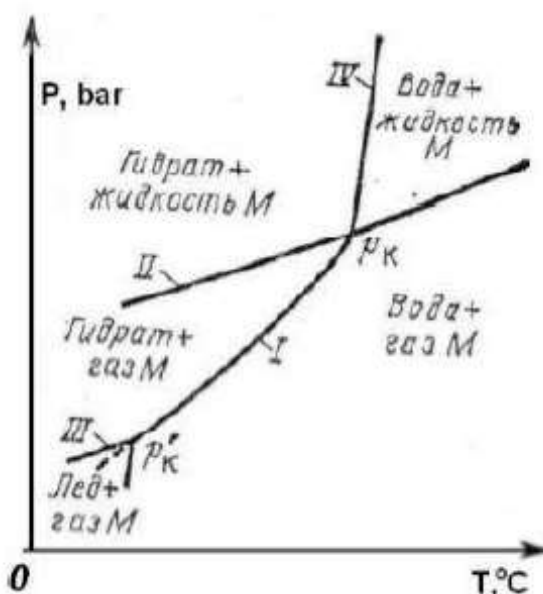


Рисунок 3 – Схематичное изображение агрегатных состояний структуры газ–гидрат

Гидраты образуются при следующих условиях.

1) Походящий термобарический режим.

Кристаллообразование происходит при высоком давлении и низкой температуре. На рисунке 4 мы можем увидеть термобарические кривые для изобутана, пропана, двуокиси углерода этана, метана и сероводорода. Примечательно, что у метана линии равновесия трехфазных структур не имеют сильный наклон в отличии от других элементов.

2) Метан, этан, двуокись углерода и пр. кристаллообразующие вещества в составе.

3) Вода в достаточном объёме. Химический состав газа влияет на истинные термобарические значения образования гидратов. Но стоит заметить, что в тот момент, когда температура достигает значений больших точки заморзания воды ( $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), процесс образования гидратов также имеет место быть.

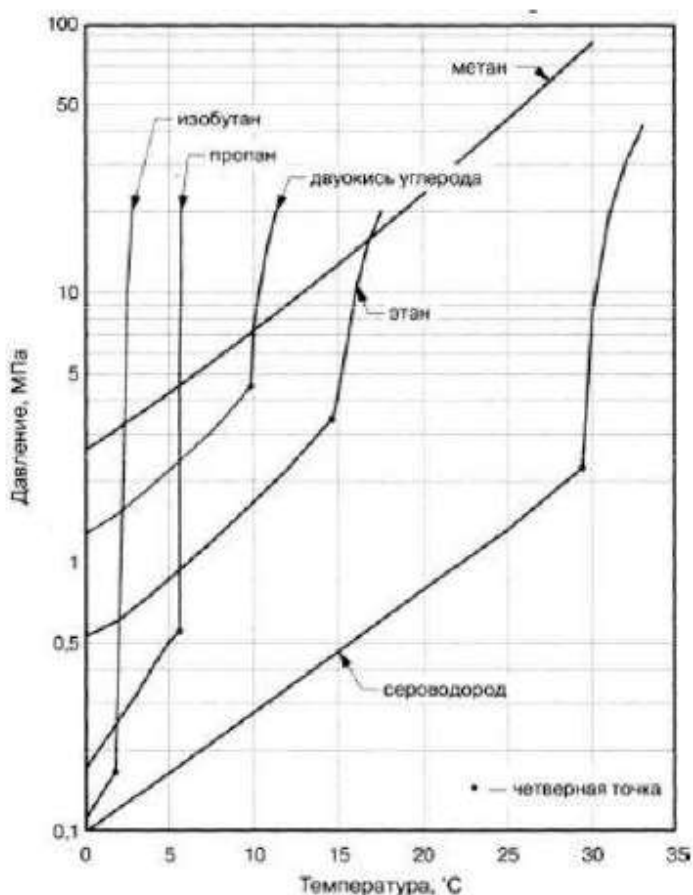


Рисунок 4 – Кривые процесса гидратообразования для основных составляющих природного газа

Отсюда вытекает вывод, решение проблемы процесса гидратообразования заключается в исключении действия одного из вышеперечисленных условий [8]. Образование гидратов может происходить в ускоренной форме. На рисунке 5 перечислены явления, которые служат тому причиной.



Рисунок 5 – Явления, ускоряющие процесс образования гидратов

Центрами кристаллизации могут быть:

- различные дефекты трубопровода;
- сварные швы;
- арматура;
- фасонные детали (колена, клапаны, тройники).

А также:

- включения шлама, песка и грязи.

Безусловно, присутствие большого объёма воды ускоряет процесс образования гидратов, но не является определяющим фактором для начала формирования кристаллов [8].

Действие перечисленных ранее факторов усиливает процесс образования гидрата, но не является главным условием.

Процессу образования гидратов присуще процесс накопления твёрдого вещества. Это значит, что агломерация гидрата может происходить в любой точке трубопроводной системы. Движение гидрата в нефтесборе объясняется скоростью потока среды. Таким образом, создаются пробки, забивающие линии и вызывающие повреждение оборудования, при перекачке многофазной среды в нефтесборных коллекторах [8].

Так же, не маловажным параметром разрушения гидратов является энтальпия разложения газовых гидратов. Энтальпией плавления называют теплотой образования, зная значения, можно посчитать сколько энергии нужно чтобы разложить газовый гидрат. Ниже приведена таблица – энтальпия разложения основных компонентов природного газа, их можно сравнить с энтальпией льда.

Таблица – 2 Энтальпия разложения компонентов природного газа

Состав	Вид гидрата	Энтальпия плавления, кДж/г	Энтальпия плавления, кДж/моль
Метан	1	3,05	53,2
Этан	1	3,06	70,8
Пропан	2	6,63	130,0
Лед	-	0,444	6,02

Таким образом, можно сделать вывод из вышенаписанного, для образования газогидратов необходимо:

- Наличие гидратообразователя
- Низкая температура на стенках трубопровода, которая должна быть ниже или равна точке росы для влаги, содержащейся в газе. Также если это условие выполняется, то возможно дальнейшее нарастание газогидрата на стенках трубопровода.
- Высокое давление [10].

### **1.3 Образование гидратов в системах добычи, сбора и подготовки природного газа на ЯНГКМ**

Образование газового гидрата происходит при наличии воды и природного газа при низкой температуре и высоком давлении. Такие условия часто существуют на месторождениях Крайнего Севера, в газовых скважинах и трубопроводах, гидратные пробки могут повредить оборудование газотранспортной системы.



Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ) расположено в северной части Западно - Сибирской низменности на юге Тазовского полуострова. Состав пластового газа - практически метан (98-99 мол. %) с небольшим содержанием азота и диоксида углерода.

Газ добывается эксплуатационными наклонно-направленными или горизонтальными скважинами. Скважины объединены в кусты (от 2 до 10 скважин). Продукция скважин по лучевой или коллекторной системе сбора поступает на установки подготовки газа к магистральному транспорту. Практически впервые на газовых месторождениях Крайнего Севера была реализована надземная прокладка трубопроводов системы сбора (шлейфов).

В процессе добычи, газовые гидраты вызывают проблемы, нарушающие данные процессы. Образование гидратов в процессе движения газожидкостной смеси возможно во всех элементах системы. Участки наиболее уязвимые гидратообразованию:

- ПЗП;
- забой скважины;
- газовый шлейф;
- УКПГ;
- внутри промысловые трубопроводы [11].

В настоящее время сеноманская залежь ЯНГКМ находится на завершающей стадии разработки. На данном этапе разработки возникли технологические осложнения добычи, негативно влияющие на стабильную эксплуатацию газовых промыслов. Снижение пластового давления и объемов добываемого газа, обводнение продуктивных интервалов газовых скважин, большие диаметры газосборных шлейфов (наружный диаметр преимущественно 530 мм) приводят к образованию жидкостных пробок в системах внутрипромыслового сбора продукции газовых скважин. Это связано со значительным снижением скоростей газожидкостного потока в шлейфах, а также увеличением удельного количества жидкости в продукции скважин. Значительное воздействие низких температур окружающего воздуха

в зимнее время года приводит к снижению температуры транспортируемого газожидкостного потока. В результате из жидкой воды и газа начинают образовываться газовые гидраты. Снижение давления газа ниже 2 МПа при его внутрипромысловой транспортировке приводит преимущественно к работе в режиме льдообразования (при отрицательных по Цельсию температурах газожидкостного потока).

С целью предотвращения и устранения гидратообразования подается ингибитор - метанол. Создание определенной концентрации метанола в водной фазе предотвращает образование гидратов или льда в газосборном шлейфе. Чем ниже температура транспортируемого газа, тем большую концентрацию метанола в водной фазе необходимо обеспечить.

Несмотря на постоянную подачу метанола, гидраты могут образовываться на холодной внутренней стенке трубопровода, имеющей отрицательную температуру в холодное время года. В случае подземной прокладки трубопроводов системы сбора происходит таяние льда и постепенный вынос жидкости из шлейфов при резких колебаниях температуры окружающей среды. В результате имеет место неравномерное поступление жидкости от газосборных шлейфов на УКПГ. В данных условиях затруднительно поддерживать минимально - необходимую концентрацию метанола для предотвращения образования гидратов. При низких расходах газа метанол может достигать конца шлейфа только через несколько суток или даже недель после его подачи. В итоге приходится существенно увеличивать фактический удельный расход метанола. Поэтому концентрация метанола в водной фазе, сепарируемой во входных сепараторах УКПГ может достигать 15-25 мас. % [6].

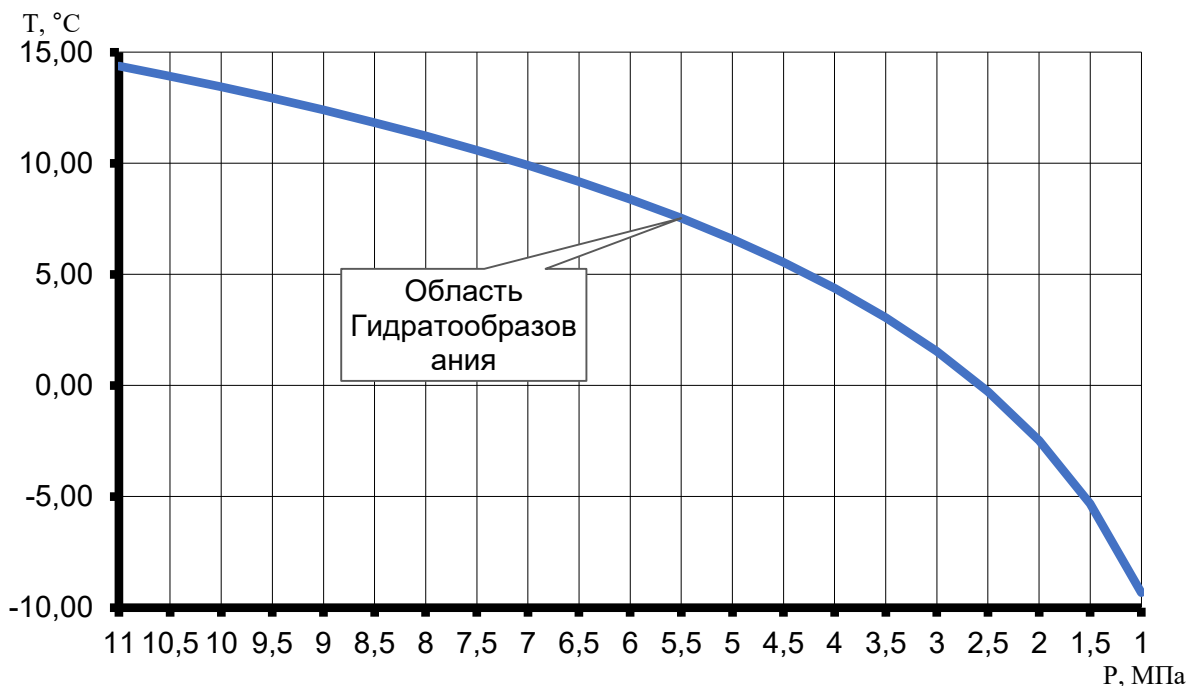


Рисунок 6 – Динамика изменения температуры гидратообразования газа сеноманской залежи Ямбургского НГКМ

Признаком образования гидратов в стволе скважины служит снижение устьевого давления и расхода газа. Движение пластовой смеси по трубопроводной обвязке устья осложняется наличием зон турбулентности и дросселирования. Что вкупе с дальнейшим изменением термобарических параметров газового потока приводит к образованию гидратов, в следствие чего, происходит перекрытие проходного сечения трубопровода приводит к увеличению значений устьевого давления и снижению расхода газа вплоть до полной остановки скважины [8].

## **1.4 Методы борьбы с газогидратами на ЯНГКМ**

На Ямбургском месторождении технологический процесс добычи природного газа осуществляется методом фонтанной эксплуатации скважин объединённых в кусты газовых скважин. С целью предотвращения и устранения гидратообразования на ЯНГКМ ГПУ ГП-9 применяется химический метод борьбы с гидратообразованием в частности термодинамический ингибитор метанол. Определенная концентрация метанола в водной фазе предотвращает образование гидратов или льда в газосборном шлейфе. Также непосредственно в скважину закачивается 95% метанол, предусмотренный для этого метанолопроводы с условным диаметром 57мм. [7].

### **1.4.1 Химический метод предупреждения гидратообразования**

На Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении по проекту разработки применяется ингибитор метанол  $\text{CH}_3\text{OH}$  (метиловый спирт). В РФ применение метанола является довольно распространенным способом удаления газогидратных пробок. Метиловый спирт с парами воды, насыщая метан, формирует смесь, температура кристаллизации которого ниже нуля. Таким образом общая количество водяного пара, который содержится в газе, при этом уменьшается, температура точки росы снижается, а опасность выпадения гидратов становится значительно меньше.

Использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования остается оправданным в промышленных масштабах в климатических условиях северных месторождений РФ. 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  $97^\circ\text{C}$ ) а также имеет весьма малую вязкость его водных растворов даже при температурах ниже минус  $60^\circ\text{C}$ ;

- 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;
- высокий удельный расход, обусловленный высокой летучестью паров метанола, вследствие их высокой упругости;
- явление ускоренного гидратообразования при добавлении разбавленных водных растворов метанола с недостаточной концентрацией;
- значительные финансовые расходы на регенерацию и переработку использованного метанола [7].

Также, существует кинетические ингибиторы гидратообразования. 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, составляющая порядка (0,1 – 2,0% масс.).

Однако, существуют определенные недостатки использования кинетических ингибиторов, в условиях Крайнего Сервера:

- температура замерзания растворов КИГ всегда близка к 0°C.
- концентрация не должна превышать 2% масс. вследствие дальнейшего роста вязкости смеси [14].

Для предупреждения и возникновения осложнений при эксплуатации скважины, связанных с гидратообразованием проектом разработки предусмотрена индивидуальная подача метанола на устье скважины.

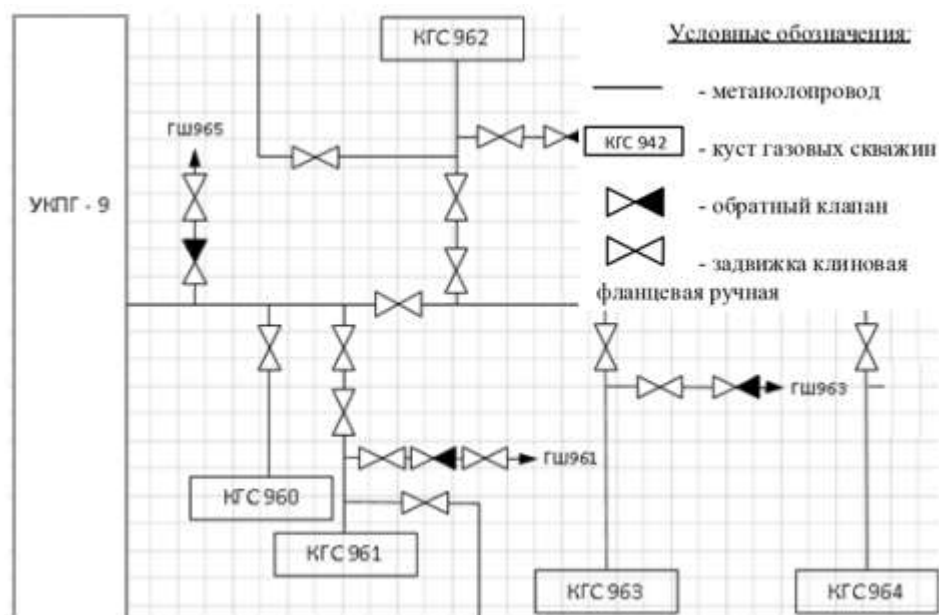


Рисунок 7 – Схема подачи ингибитора на ЭУ №11 УКПГ -9 Ямбургского НГКМ

Схема включает в себя ингибиторопровод оборудованный задвижкой Ду50 и две линии ввода метанола: в струну фонтанной арматуры по выходу газа и в затрубное пространство скважины.

Ингибирование потока пластовой смеси выполняется в автоматическом режиме с заданным значением расхода метанола через регулирующее устройство системы подачи ингибитора (СПИ-01). Контроль и регулирование процесса подачи метанола через СПИ осуществляется с помощью средств телемеханики и выводом данных на пульт оператора. Для удаления гидратных отложений по стволу скважины производится прокачивание метанола в затрубное пространство скважины и последующем его выносом с забоя восходящим потоком газа. Линия ввода метанола в затрубное пространство оборудована обратным клапаном и двумя проходными клапанами Ду25. Контроль значений давления метанола при

прокачивании в затрубное пространство осуществляется средствами КИП и А и телеметрии в АРМ УКПГ-9.

Регулирование расхода метанола, подаваемого в каждый ингибиторопровод, производится с АРМ оператора, с использованием программно-вычислительного комплекса телемеханики, на основании данных телеметрии о текущих технологических параметрах работы газопроводов – шлейфов. Ингибиторопроводы подземной части проложены с газопроводом – шлейфом в одной траншее. При надземной прокладке ингибиторопроводы проложены по газопроводу – шлейфу на хомутовых опорах с шагом не более 4 метров.

Таблица 2 – Характеристика системы ингибиторопроводов к КГС УКПГ-9

Трубопровод	Диаметр, мм	Длина, мм
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №932	57x4	9391
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №933	57x4	9558
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №934	57x4	8171
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №935	57x4	5588
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №936	57x4	8081
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №937	57x4	4886
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №938	57x4	2819
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №939	57x4	5960
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №940	57x4	7190
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №941	57x4	5575
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №942	57x4	2911
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №943	57x4	14601
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №944	57x4	9994
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №945	57x4	7143
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №946	57x4	4913
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №947	57x4	15566
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №948	57x4	10662
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №949	57x4	9260
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №950	57x4	7842
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №951	57x4	14291
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №952	57x4	13808
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №953	57x4	12568
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №954	57x4	15886
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №960	57x4	15412
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №961	57x4	7090

Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №962	57x4	1444
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №963	57x4	4642
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №964	57x4	5342
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №965	57x4	21151
Ингибиторопровод к кусту газовых скважин №966	57x4	227
Всего, м		$\Sigma=263,430$

Таким образом общая протяженность метанолопровода 264 км. Которая входит в состав эксплуатационного участка №11 УКПГ№9 Харвутинской площади Ямбургского ЯНГКМ. Основным методом предупреждения гидратообразования является метанол, ингибитор подается из УКПГ-9 до забоя скважины и обратно вместе с газожидкостной смесью идет на установку комплексной подготовки газа [7].

#### **1.4.2 Оборудование скважины**

Добыча пластового газа на Харвутинской площади ЯНГКМ осуществляется через эксплуатационные скважины, которые группируются в кусты скважин. Кусты скважин предназначены для дальнейшего сбора пластового газа и подачи его на участок предварительной подготовки газа газового промысла №9, через систему промысловых трубопроводов.

Таким образом, эксплуатационные скважины являются основной составляющей системы разработки ЯНГКМ и являются сооружениями для извлечения природного газа из продуктивного горизонта сеноманской залежи, а также для получения информации о геологических характеристиках пласта и для управления процессами контроля и добычи углеводородов. Количество эксплуатационных газовых скважин газового промысла №9 Харвутинской площади ЯНГКМ – 100. По конструкции, эксплуатационные скважины – субгоризонтальные и наклонно-направленные; наблюдательные скважины – вертикальные. Также, контроль за процессом разработки месторождения производится через наблюдательные скважины, предназначенные для контроля за поднятием уровня газовойдынного контакта, непосредственного измерения пластового давления и температуры, а также замера давления на устье. Количество наблюдательных скважин сеноманской залежи газового



промысла №9 Харвутинской площади ЯНГКМ: – 17 наблюдательных скважин по ЭУ-9, из них – 11 скважин в составе КГС, и 6 отдельно стоящих скважин.

Конструкция скважин газового промысла №9 состоит из подземного и наземного оборудования. В состав подземного оборудования скважин входит оборудование забоя и ствола скважины.

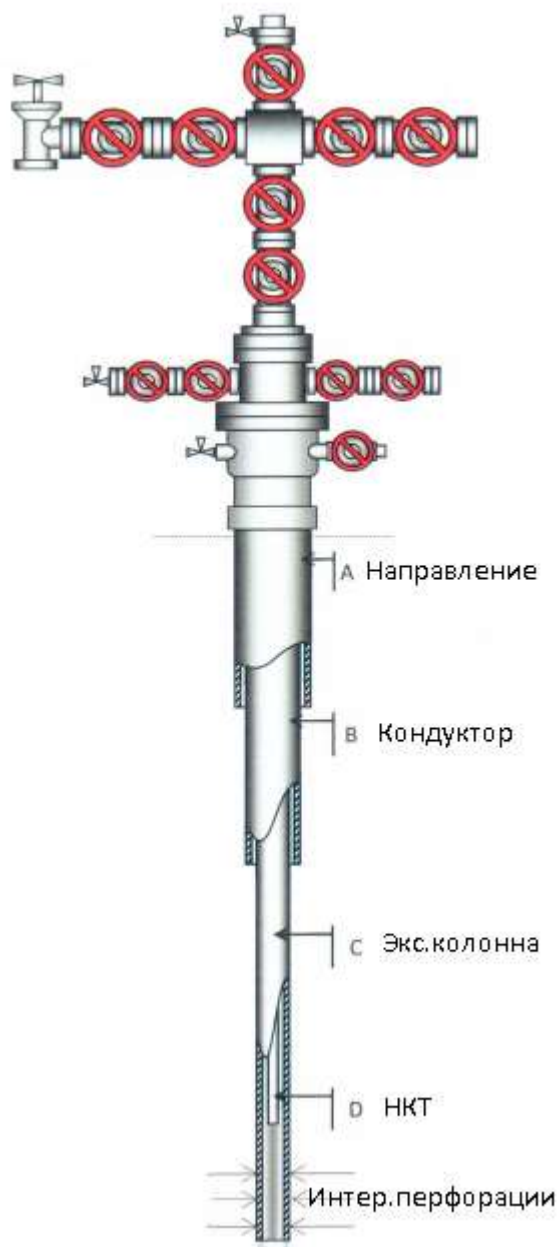


Рисунок 8 – Конструкция скважины ЭУ №11 УКПГ -9 Ямбургского НГКМ

Самая верхняя часть подземной части кондуктор или обсадная колонна, спускаемая в скважину для перекрытия верхних неустойчивых интервалов пород и установки на устье скважины противовыбросового оборудования.

Далее идет эксплуатационная колонна предназначена для разобщения несовместимых по условиям буримости пластов и извлечения флюидов из продуктивного пласта или для нагнетания в пласты жидкости или газа.

Также, в составе колонны имеются лифтовые колонны — это насосно-компрессорные трубы в скважине, служат для подъема газа на поверхность и предохранения эксплуатационной колонны от коррозии и термобарических нагрузок.

К наземному оборудованию входит колонная головка и фонтанная арматура, состоящей в свою очередь из трубной головки и фонтанной елки крестового типа. Устья эксплуатационных скважин размещаются на единой кустовой площадке в линию на расстоянии 40 метров друг от друга. Колонная головка предназначена для соединения верхних концов кондуктора и эксплуатационной (обсадной) трубы, герметизации межтрубных пространств и служит опорой для арматуры фонтанной.

Трубная головка предназначена для обвязки лифтовых труб, герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и лифтовыми трубами, проведения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Фонтанная елка предназначена для управления и регулирования газожидкостного потока из скважины, установки приспособлений для спуска/подъема глубинных приборов, манометров технических и термометров, измеряющих параметры потока на устье.

Для предупреждения гидратообразования проектом предусмотрена модуль технических средств скважинного оборудования, производство НПО «Вымпел».

Основные функции:

- Централизованный автоматический контроль работы газовых скважин;
- Сбор и передача в автоматическом режиме информации;
- Регулирование дебита и подача заданного расхода ингибитора гидратообразования;

– Интеграция в автоматизированную систему управления технологической подготовкой добычи газа газового промысла (АСУ ТП).

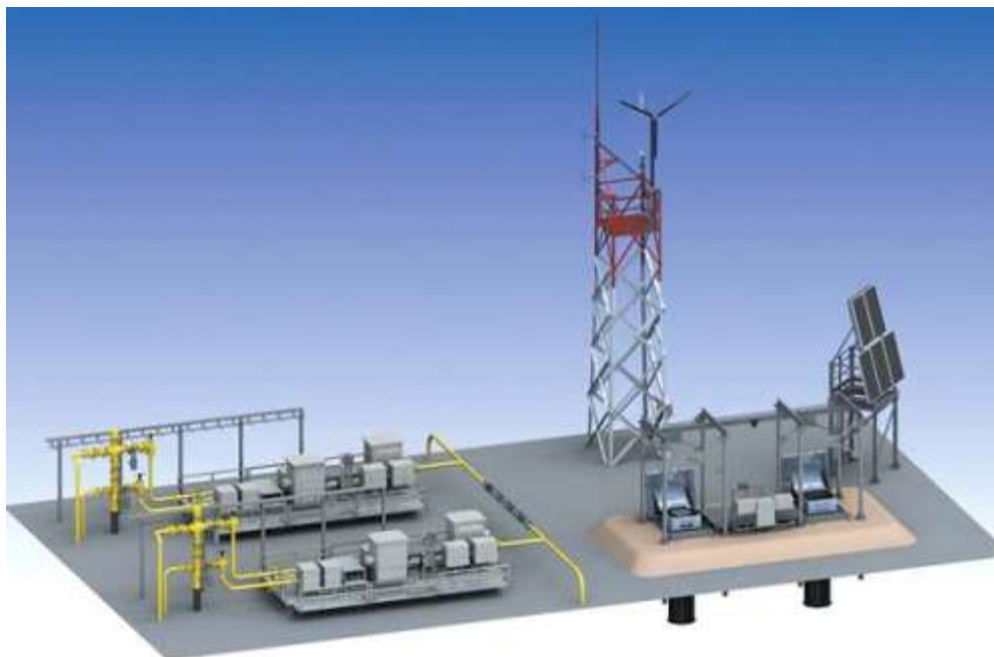


Рисунок 9 – Модуль технических средств скважинного оборудования (МТССО) ЯНГКМ ГП-9

В основной комплект модуля входят:

- Блок электроники диспетчерского комплекта;
- АРМ оператора;
- Источник бесперебойного питания;
- Прикладное программное обеспечение АРМ;
- Шкаф телемеханики;
- Расходомер газа «ГиперФлоу ЗПм»;
- Система подачи ингибитора СПИ-01;
- Регулирующее устройство дебита газовой скважины.

Таким образом, комплекс скважинного оборудования, укомплектована рядом технических решений против образования гидратов. В частности, для удаления гидратных отложений по стволу скважины производится прокачивание метанола в затрубное пространство скважины и последующем его выносом с забоя восходящим потоком газа. Линия ввода метанола в затрубное пространство оборудована обратным клапаном и двумя

проходными клапанами Ду-25. Контроль значений давления метанола при прокачивании в затрубное пространство осуществляется средствами КИП и А и телеметрии УКПГ-9.

### 1.4.3 Методика расчета расхода ингибитора

В условиях снижения пластового давления и объёмов добываемого газа затруднительно поддерживать минимально - необходимую концентрацию метанола для предотвращения образования гидратов. При низких расходах газа метанол может достигать конца шлейфа только через несколько суток или даже недель после его подачи.

В итоге приходится существенно увеличивать фактический удельный расход метанола. Поэтому концентрация метанола в водной фазе, сепарируемой во входных сепараторах УКПГ может достигать 15-25 мас. %. Ниже представлена методика расчета необходимого количества ингибитора:

Количество ингибитора, необходимого для предупреждения гидратообразования, может определяться по уравнению:

$$G = g_{ж} + g_{г} + g_{к} \quad (1)$$

Где:

$g_{ж}$  – количество ингибитора, которое необходимо для насыщения жидкой фазы, кг/1000 м<sup>3</sup>;

$g_{г}$  – количество ингибитора, которое необходимо для насыщения газовой фазы, кг/1000 м<sup>3</sup>;

$g_{к}$  – количество ингибитора, растворенного в жидкой углеводородной фазе, выделяемой из 1000 м<sup>3</sup> газа, кг.

Значение  $g_{ж}$  определяют по уравнению:

$$g_{ж} = W * X_2 / (X_1 - X_2) \quad (2)$$

где  $X_1$  и  $X_2$  – массовая доля ингибитора в исходном и отработанном растворах;

$W$  – количество воды в жидкой фазе на расчетной точке, кг/1000 м<sup>3</sup>.

Массовая доля ингибитора в исходном растворе  $X_1$  относится к известным параметрам системы, а в отработанном растворе  $X_2$  зависит от требуемого понижения температуры гидратообразования газа, природы самого вещества и определяется по формуле:

$$X_2 = \frac{M \cdot \Delta_t}{K + M \cdot \Delta_t} \quad (3)$$

где  $M$  – молекулярная масса ингибитора;  $K$  – коэффициент, зависящий от типа раствора.

Для метанола  $M = 32$ ,  $K = 1220$

Если известна величина  $X_2$ , то величину понижения температуры гидратообразования для ингибитора определяют по формуле:

$$\Delta_t = \frac{K}{M} * \frac{X_2}{1 - X_2} \quad (4)$$

Значение необходимой температуры понижения гидратообразования рассчитывают по формуле:

$$\Delta_t = T_r - T_p \quad (5)$$

где  $T_r$  – температура гидратообразования газа, °С;  $T_p$  – температура газа в расчетной точке, °С.

После определения  $\Delta_t$  находят значение  $X_2$

Полученное значение  $X_2$  соответствует такому раствору, который имеет температуру застывания ниже, чем температура в расчетной точке. Этот раствор не образует гидратов с компонентами газа.

Количество воды в жидкой фазе определяют по формуле:

$$W = b_1 - b_2 + \Delta b \quad (6)$$

где  $b_1$  и  $b_2$  – влагосодержание газа в начальной и расчетной точках системы соответственно, кг/1000 м<sup>3</sup>;  $\Delta b$  – количество капельной влаги в газе в начальной точке системы, кг/1000 м<sup>3</sup>.

При отсутствии фактических данных о количестве капельной влаги в системе, расход ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы, принимают на 10 – 20 % больше его расчетного значения.

Количество ингибитора, необходимое для насыщения газовой фазы определяют по формуле:

$$G_r = 0,1 * a * X_2 \quad (7)$$

где  $a$  – это отношение содержания ингибитора, которое необходимо для насыщения газовой фазы, к концентрации метанола в отработанном растворе [9].

### **1.5 Технологии снижения расхода метанола**

Несмотря на постоянную подачу метанола, гидраты могут образовываться на холодной внутренней стенке подземной части скважинного оборудования, а также в системе промышленной подготовки газа, имеющей отрицательную температуру в холодное время года. В результате чего имеет место неравномерное поступление жидкости от газосборных шлейфов на УКПГ. В данных условиях затруднительно поддерживать минимально - необходимую концентрацию метанола для предотвращения образования гидратов.

При увеличении концентрации метанола в водометанольном растворе (ВМР) увеличивается и содержание метанола в газовой фазе, что изменяет технологические условия последующей абсорбционной осушки газа. При этом абсорбент диэтиленгликоль (ДЭГ) поглощает не только пары воды, но и метанола, что снижает эффективность процесса осушки. Увеличение глубины осушки газа приводит не только к более низкой точке росы, но и к большему извлечению метанола из газа.

Стоимость метанола с учетом накладных расходов, которая, в силу удаленности месторождений Крайнего Севера от основных заводов изготовителей метанола, может вырастать в 2 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.

Поэтому, регенерация водных растворов антигидратных ингибиторов является актуальным вопросом на сегодняшний день. Как правило, ВМР можно сжигать на факельных установках, либо можно восстанавливать его рабочую концентрацию с помощью метода ректификации [17].

### **1.5.1 Регенерация метанола методом ректификации**

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

Ректификацией называется процесс разделения бинарных или многокомпонентных жидких смесей на практически чистые компоненты или фракции, обогащенные низкокипящими и высококипящими компонентами. Перегонка, смеси основывается 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. Данный технологический процесс применяется на ЯНГКМ – 9.

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 [16].

В свою очередь ректификационные колонны подразделяются на насадочные и тарельчатые. В насадочных колоннах установлены насадки, они широко применяются 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.

Насадочные колонны имеют следующие преимущества:

- большая площадь контакта;
- малый перепад давления по высоте аппарата;
- относительная 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]

Тарельчатые ректификационные колонны

В основном распространены в газо–нефтеперерабатывающей отрасли и на крупных производствах. Тарельчатые колонны представляют собой вертикальную трубу, в которой через определенное расстояние устанавливаются тарелки разной конфигурации, где идет контакт между паровой и жидкой фазами. В тарелки подается само сырье, смесь воды и гликоля, метанола, через верхний выход уходит дистиллят регенерированный метанол, через нижнюю секцию отработанная вода.

Недостаток колонн: дороговизна и большие габариты.

Преимущества:

- тарельчатая ректификационная колонна тоньше разделяет фракции.



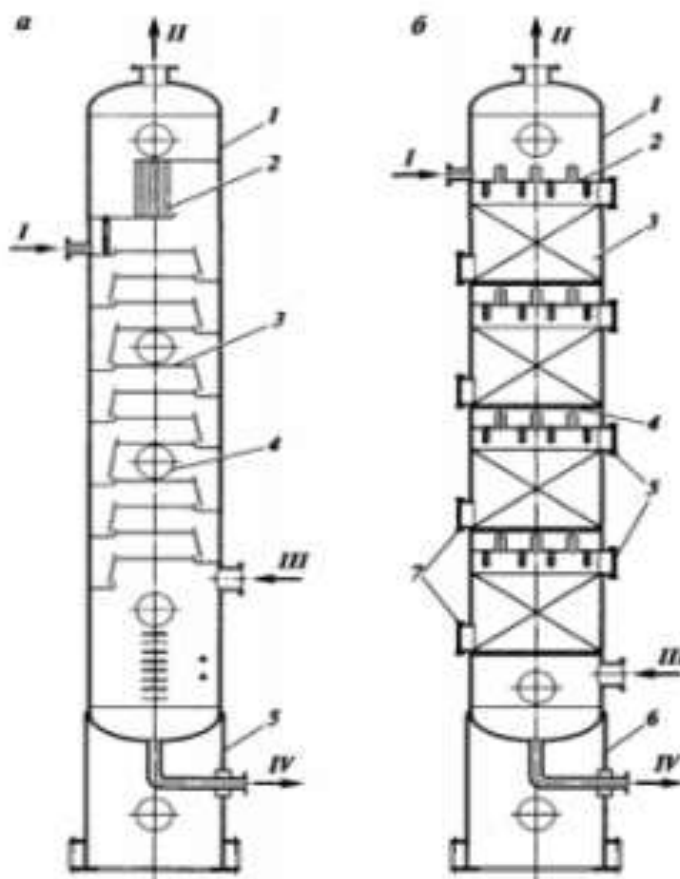


Рисунок 10 – Принципиальная схема тарельчатой ректификационной колонны (а): 1 – корпус, 2 – каплеотбойник, 3 – тарелка, 4 – люк, 5 – опорная обечайка; и насадочной ректификационной колонны (б): 1 – корпус, 2 – распределительная тарелка, 3 – насадка, 4 – опорная решетка, 5 – загрузочные люки, 6 – опора; 7 – люки выгрузки насадки. Потoki: I – ненасыщенный абсорбент, II – сухой газ, III – сырой газ, IV – насыщенный абсорбент

В процессе регенерации сырье входит в колонну где происходит процесс несколько кратного испарения, в результате которого образуются метанол и вода, находящиеся в состоянии равновесия. На каждой тарелке обеспечивается контакт между парами, поступающими на данную тарелку, и жидкостью, стекающей на эту же тарелку. В результате процесса потоки 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 [16].

### **1.5.2 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.

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 смесь метанола подается в цикл газа на одну из ступеней

сепарации. В результате ингибитор испаряется и насыщает парами газ, таким образом снижается расход концентрация свежего вводимого ингибитора.

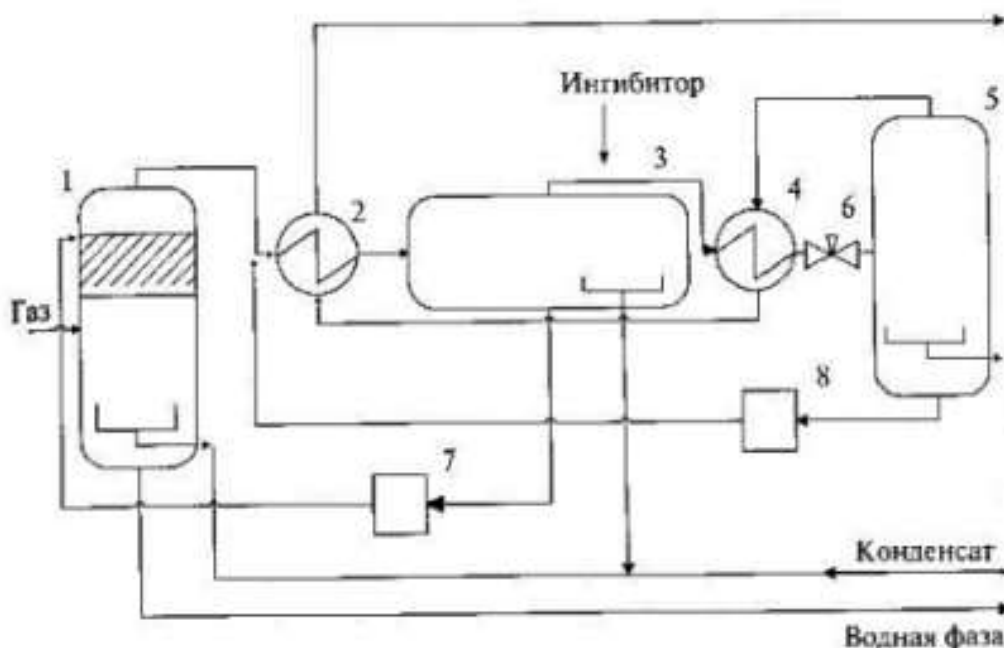


Рисунок 11 – Принципиальная схема технологии НТС с «отдувкой» ВМР: 1 – сепаратор I ступени; 2 и 4 – теплообменники; 3 – сепаратор II ступени; 5 – сепаратор III ступени; 6 – штуцер (эжектор); 7 и 8 – насосы

По технологической схеме, водная фаза которая является раствором воды и ингибитора, подается в поток газа перед рекуперативным теплообменником 2, а более разбавленный водный раствор ингибитора, выделенный в сепараторе второй ступени 3, подаётся в сепаратор 1.

Таким образом, данная технология рециркуляции метанола позволяет многократно пускать в цикл летучего метанола в систему 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  $P \geq 5 - 7$  МПа. Необходимость подачи свежего ингибитора связана с компенсацией уноса метанола осушенным газом, нестабильным конденсатом и водой [16].

## 2. Сведения о месторождении

### 2.1 Общая характеристика ЯНГКМ

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ) расположено в северной части Западно – Сибирской низменности на юге Тазовского полуострова на территории Ямала-Ненецкого автономного округа. По объему разведанных начальных запасов является уникальным и занимает пятое место в мире. Продуктивными отложениями являются сеноманские (верхний мел) и неокомские (нижний мел). Сеноманская газовая залежь по кровле представляет валообразную структуру и состоит из крупного центрального Ямбургского участка, Анерьяхинского участка на севере и Харвутинского участка на юго-западе. Состав пластового газа - практически метан (98-99 мол. %) с небольшим содержанием азота и диоксида углерода. Разрабатывается сеноманская залежь с 1986 года [1].

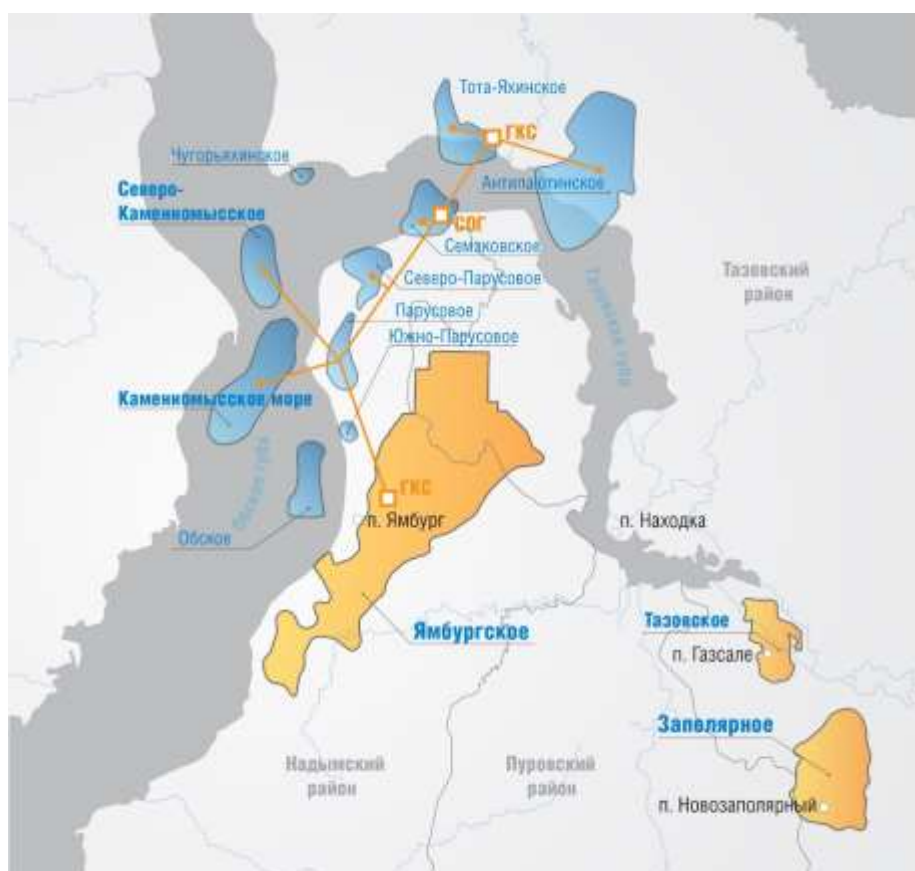


Рисунок 12 – Обзорная карта газовых месторождений Ямало-Ненецкого АО

Газ добывается эксплуатационными наклонно-направленными или горизонтальными скважинами. Скважины объединены в кусты (от 2 до 10 скважин). Продукция скважин по лучевой или коллекторной системе сбора поступает на установки подготовки газа к магистральному транспорту.

Практически впервые на газовых месторождениях Крайнего Севера была реализована надземная прокладка трубопроводов системы сбора (шлейфов). В настоящее время на месторождении работают 9 установок комплексной подготовки газа (УКПГ), 5 установок предварительной подготовки газа (УППГ). В начальный период разработки система внутрипромыслового сбора газа функционировала в режиме возможного образования гидратов, а для их предотвращения использовался метанол.

В настоящее время сеноманская залежь ЯНГКМ находится на завершающей стадии разработки. На данном этапе разработки возникли технологические осложнения добычи, негативно влияющие на стабильную эксплуатацию газовых промыслов. Снижение пластового давления и объемов добываемого газа, обводнение продуктивных интервалов газовых скважин, большие диаметры газосборных шлейфов (наружный диаметр преимущественно 530 мм) приводят к образованию жидкостных пробок в системах внутрипромыслового сбора продукции газовых скважин. Это связано со значительным снижением скоростей газожидкостного потока в шлейфах, а также увеличением удельного количества жидкости в продукции скважин. Значительное воздействие низких температур окружающего воздуха в зимнее время года приводит к снижению температуры транспортируемого газожидкостного потока. В результате из жидкой воды и газа начинают образовываться отложения льда и/или газовых гидратов.

В условиях снижения отборов газа и пластового давления на завершающем этапе разработки ЯНГКМ уменьшилась эффективность работы входных сепараторов. Повышение жидкостной нагрузки на сепарационное оборудование, увеличение количества механических примесей и растворенных солей приводит к увеличению уносов минерализованной

жидкости и твердых частиц, снижению эффективности промывки газа рефлюксом. Результатом этого является эрозионный износ рабочего колеса ротора центробежных нагнетателей ДКС, образование твердых отложений в проточной части нагнетателей, значительное снижение межремонтного периода входных сепараторов по причине их загрязнения [6].

## **2.1 Геологическое строение района**

### **2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика**

Геологический разрез Ямбургского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента. Разрез осадочного чехла в контуре продуктивности неокомских шельфовых пластов вскрыт на максимальную глубину 4515 м (скв. 500).

В основу приводимой литолого-стратиграфической характеристики положены решения Межведомственного стратиграфического совещания, состоявшегося в г. Тюмени в 1990 г. и утвержденные Межведомственным стратиграфическим комитетом России в 1991 г. Ниже дано краткое описание, вскрытой части разреза.

Деление на свиты неокомских отложений Западной Сибири является не слишком удобным и вызывает много нареканий, т.к. количество выделенных свит чрезмерно велико, границы их плохо картируемы, а литологические характеристики - расплывчаты. А.Л.Наумовым (1975 г.) был предложен формационный подход к выделению и картированию неокомских стратонов. Он предложил выделять в разрезе неокома Западной Сибири две формации - нижнюю мегийскую (морскую) и верхнюю вартовскую (субконтинентальную). Граница между ними является скользящей по возрасту и в направлении с востока на запад, к центру неокомского бассейна, она омолаживается от валанжина по готерив или барррем. Согласно Стратиграфическому кодексу России, такое расчленение разрезов не

приемлемо, т.к. выделяемые региональные (местные) стратиграфические подразделения должны иметь практически изохронные границы.

Однако для неокома Западной Сибири, отложения которого накапливались с высокими скоростями, путем проградационные заполнения глубоководной впадины, осложненного сравнительно мелкой трансгрессивно-регрессивной цикличностью, более или менее протяженных свит с изохронными границами выделить нельзя. В направлении, перпендикулярном древним береговым линиям, литолого-фациальная изменчивость разрезов очень велика, поэтому даже выделенные в РСС-91 свиты в разных районах либо не картируются, либо разновозрастны.

В практической деятельности геолого-геофизические службы используют, в основном, пластовое и пачечное расчленение разрезов неокома, оставляя за свитами только вспомогательную роль. Наряду с подразделениями международной геохронологической шкалы свиты фигурируют лишь в колонках, сопровождающих сводные и геологические разрезы.

Покурская свита (баррем-сеноман) сложена переслаиванием песчаников, алевро-литов и глин. Песчаники от светло-серых до серых, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабо сцементированные, в различной степени глинистые, редкими прослоями карбонатные. Алевролиты серые и светло-серые, разномзернистые, слюдистые, глинистые с прослоями тонких черных глин, реже карбонатные. Глины серые и темно-серые, алевроити-стые, плотные, с тонкими линзами песчано-алевритового материала, отмечены прослой углистых глин с маломощными пластами бурых углей (лигнитов). По разрезу свиты отмечается обилие растительного детрита, включения янтаря. По разрезу установлено чередование существенно, глинистых и песчано-алевритовых пачек. В средней части разреза свиты приурочен регионально прослеживаемый отражающий сейсмический горизонт М', стратиграфически относимый к границе апта и альба. К кровле свиты приурочен опорный сейсмический отражающий горизонт Г. Мощность свиты на Ямбургском месторождении составляет 826-987 м.

Отложения верхнего мела подразделяются на покурскую, кузнецовскую, березовскую, ганькинскую свиты.

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 (сенон) подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми, прослоями опоквидными, с редкими прослоями опок. Верхняя подсвита представлена глинами серыми, темно-серыми, слабо алевритистыми, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов. Толщина свиты 250-280 м.

В палеогеновых отложениях выделяются ганькинская (верхняя часть), тибейсалинская, люлинворская свиты.

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

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

Люлинворская свита (эоцен-олигоцен) подразделяется на три подсвиты: нижняя подсвита сложена опоквидными 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 размытой поверхности палеогеновых отложений. Разрез представлен песками с



включениями гальки и гравия, глинами, супесями, суглинками, в верхней части с пластами торфа. Толщина отложений 60-145 м [7].

### **2.1.2 Тектоника**

В тектоническом строении района принимают участие три структурно тектонических этажа: нижний – фундамент, промежуточный и верхний – платформенный чехол. Ямбургское месторождение приурочено к крупному Ямбургскому мегавалу, вытянутому в северо-восточном направлении. Мегавал на севере и западе граничит с Северо-Ямбургским мегапрогибом, на востоке – с Восточно-Ямбургской седловиной, Хаддуттейским мегапрогибом, на юге – с Харвутинской и Западно-Песцовой седловинами. Общая длина мегавала 150 км, максимальная ширина - 65 км. В пределах мегавала с юга на север выявлены структуры III порядка: Северо-Анеряхская, Лыбарская, Анеряхская, Мало-Ямбургская, Ямбургская, Хосырейская, Южно-Ямбургская, Северо-Харвутинская и Мало-Ямбургское, Ямбургское, Хосырейское поднятия осложняют Ямбургское куполовидное поднятие.

### **2.1.3 Сеноманская залежь**

Газовая залежь на Харвутинском поднятии в отложениях сеномана была открыта в 1976 году в результате испытания скважины № 21, где был получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 2171.8 тыс. м<sup>3</sup> /сут. Залежь залегает на глубинах 1132-1240м. Газоводяной контакт проходит на абсолютной отметке 1159-1162м. Залежь сводовая, массивная. Высота ее в пределах Харвутинского поднятия составляет 67 м, на Северо-Харвутинском и Южно-Ямбургском поднятиях 60-65м.

Характерной особенностью эксплуатации залежи является неравномерность выработки запасов по площади. Наиболее выработаны запасы эксплуатационных зон ГП, находящихся в сводовой части структуры. Пластовое давление в этой области снизилось до 30 атм. Проводимая реконструкция дожимного комплекса позволяет поддерживать уровень

рабочих давлений в межпромысловом коллекторе, необходимый для дальнейшей транспортировки газа. Однако в летнее время система охлаждения газа в процессе подготовки (аппараты воздушного охлаждения и турбодетандерные агрегаты) не обеспечивает регламентный температурный режим. В условиях отсутствия станции охлаждения газа на тульском направлении повышение температуры транспортируемого газа ведет к остановке компрессоров на ГКС и транспорт газа обеспечивается мощностями ДКС ГПУ. Это существенно снижает уровень отборов в летний период.

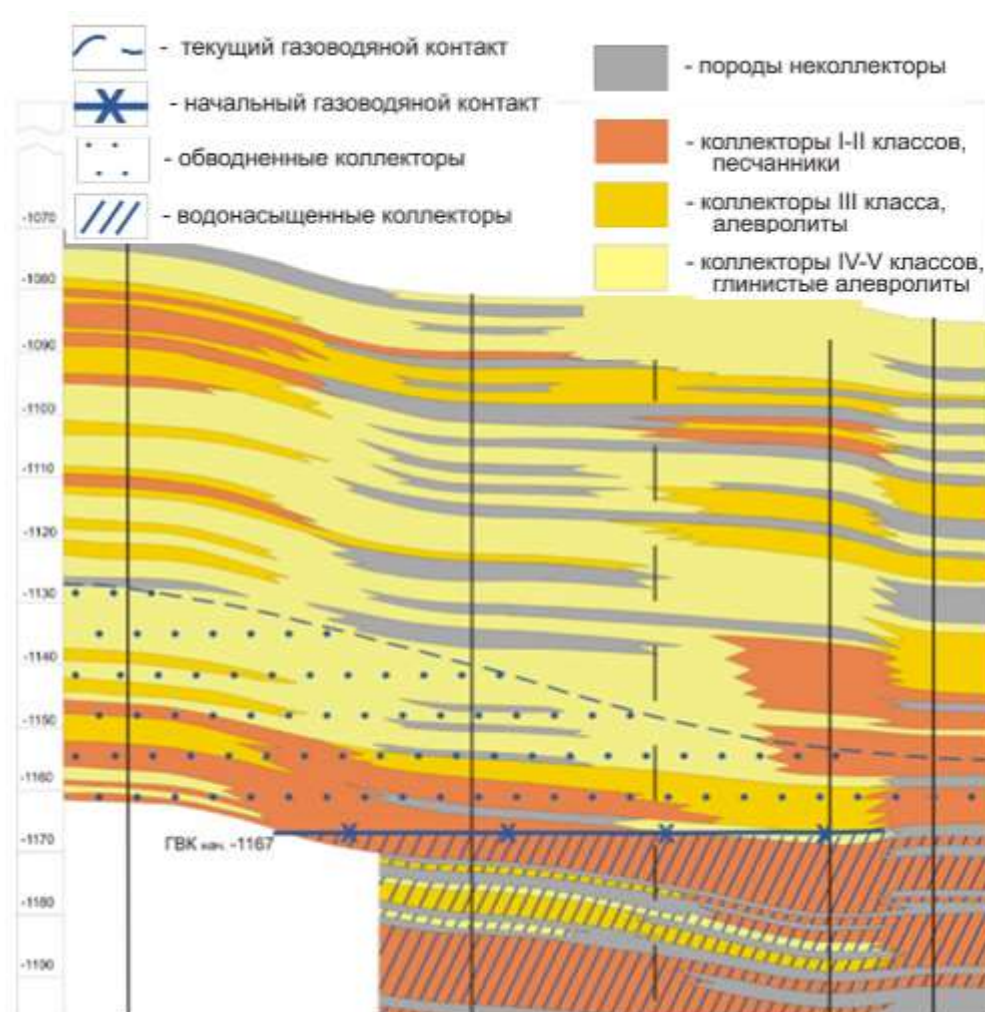


Рисунок 13 – Ямбургское месторождение профильный разрез Харвутинской площади

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 [6].

## 2.2 Характеристика исходного сырья и товарного продукта

Исходным сырьем для УКПГ-9 является пластовая смесь, добываемая из скважин сеноманской залежи эксплуатационных участков ЭУ-11 Харвутинской площади Ямбургского НГКМ (газ пластовый, вода пластовая и конденсационная).

Газ сеноманской залежи в основном метановый (содержание метана 98,95%) с очень незначительным содержанием тяжёлых углеводородов.  $C_{5+в}$  пробах и по результатам исследований на газоконденсатность не обнаружены [2].

Средние значения компонентов, входящих в состав газа приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Компонентный состав газа сеноманской залежи

$CH_4$ , % об	$C_2H_6$ , % об.	$CO_2$ , % об.	$N_2$ , % об.	$He_2$ , % 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>.

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>) [7].

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>.

Товарный газ – скомпримированный и очищенный от капельной влаги и мехпримесей, поставляемый в газопровод ООО «Газпром трансгаз Югорск»

с ЯНГКМ в соответствии с «СТО Газпром 089-2010». Остаточное количество капельной влаги и механических примесей в очищенном газе определяется технической характеристикой сепарационного оборудования.

### **3. Моделирования технологических схем и повышение эффективности регенерации метанола**

#### **3.1 Общая характеристика УКПГ-9**

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.

Газ из зоны ЭУ-10 и ЭУ-9, отсепарированный на УППГ-10, поступает на УКПГ-9 по подземному теплоизолированному газопроводу.

Подготовка газа осуществляется методом абсорбционной осушки при низких температурах (минус 3°С –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 4–9 МПа.

Восстановление осушителя происходит на установках регенерации гликоля. Проектная производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу и его входных параметров (от 4600 до 9320кг/ч по регенерированному абсорбенту). Регенерация производится при атмосферном давлении или под вакуумом, в зависимости от требуемой концентрации, при температуре куба 135 °– 165°С. Тепло в систему подводится в печах с витым змеевиком при жидкофазном нагреве продукта под давлением с рециркуляцией.

Для предотвращения гидратообразования в скважине и в шлейфах газопровода, предусмотрена подача метанола. Также перед смешиванием газовых потоков из ЭУ-11 и УППГ-10 в коллектор закачивают метанол. Регулирование расхода метанола, подаваемого на каждую линия ингибитора автоматическое.

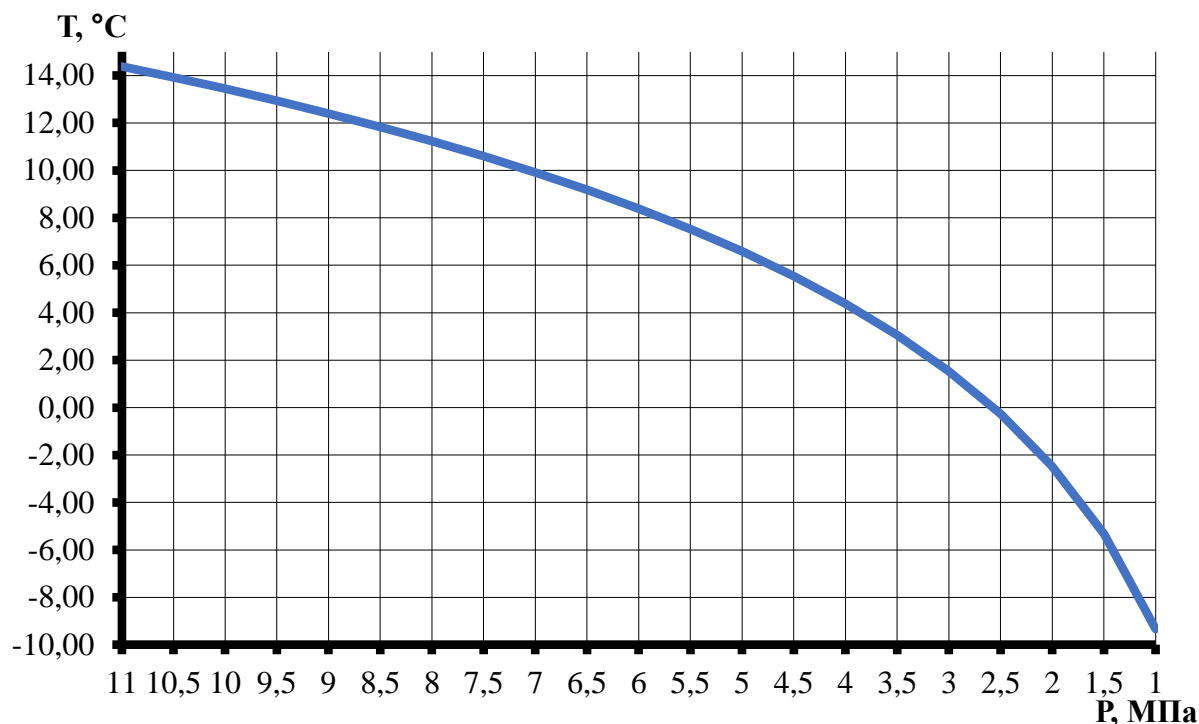


Рисунок 14 – Температура начала гидратообразования при разных давлениях  
ГП-9Харвутинская площадь

В качестве ингибитора гидратообразования используется метанол и его восстановление происходит на установке 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 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 К-301 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 насосом Н-407 на установку технологических емкостей.

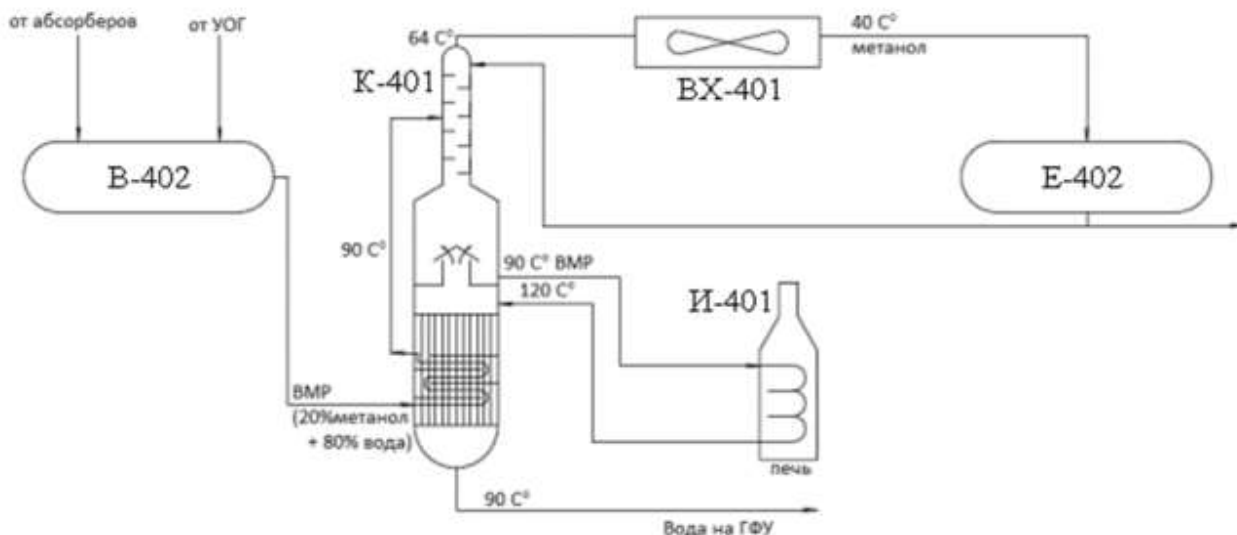


Рисунок 15 – Технологическая схема установки регенерации метанола

Регенерация метанола проводится в ректификационной колонне под атмосферным давлением и температуре куба 80–115°C.

Водометанольный раствор из сепараторов-пробкоуловителей СП-501, СП-502, емкости Е-515, сепараторов С-201 поступает в выветриватель -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. Для предупреждения отложений накипи на теплопередающих поверхностях труб теплообменников Т-401, Т-402,

установлены генераторы акустических колебаний типа «Импульс», работающие посредством возбуждения в трубах акустических импульсов.

Пары верха колонны конденсируются в ВХ-401 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, замер осуществляется расходомером. Блок колонны 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.

В блоке колонны регенерации метанола К-401 производятся замеры:

- температуры нижней части колонны;
- температуры верха колонны с передачей данных на пульт оператора;
- температуры низа колонны с передачей данных на пульт оператора;
- давления по месту низа колонны;
- перепада давления по массообменной секции колонны.

Также, в схеме немаловажную роль играет испаритель И-401, устройство предназначена для испарения метанола из водометанольного раствора и представляет собой кожухотрубчатый аппарат с внутренним

диаметром корпуса 2000 мм с плавающей головкой, шестиходовой по трубному и одноходовой по межтрубному пространству. Диаметр распределительной камеры 1400 мм. Диаметр теплообменных труб 20 мм, толщина стенки 2 мм, длина труб 4500 мм.

В испарителе И-401 производятся замеры:

- температуры по месту;
- температуры с передачей данных на пульт оператору.

Температура в испарителе регулируется клапаном-регулятором, который стоит на байпасе между входом и выходом НДЭГа от установки регенерации ДЭГа. Расход кубового остатка испарителя регулируется клапаном, по сигналу расходомера, установленного на арматурном блоке колонны.

Отработанный водометанольный раствор, сбрасывается в производственные стоки, далее собираются в емкости откуда насосом непрерывно откачиваются на горизонтальное горелочное устройство (ГГУ), где в распыленном состоянии вводятся в высокотемпературную зону горения установки. При этом капли воды испаряются, а органические примеси подвергаются термическому разложению и окислению, образуя продукты сгорания  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . Прямого негативного воздействия на водные объекты от ГГУ не наблюдается.

### **3.2 Моделирование установки регенерации метанола**

Для моделирование технологической схемы, используется программный пакет «UniSim Design» – это комплексная программа, которая дает возможность проектировать, создавать по примеру, модели технологических процессов, которые предоставляют ресурс анализировать стационарные и динамические потоки. В комплексе «Unisim design» присутствует огромный каталог пакетов, которые используются в технологических операциях, которые учитывают методологические расчеты



фазового равновесия, что позволяет надежно рассчитывать широкий спектр технологических объектов [17].

Проведенный анализ текущих параметров работы установок комплексной подготовки газа (УКПГ) Сенюманской залежи Ямбургского месторождения показывает, что часть метанола уносится вместе с осушенным газом.

Таким образом, целью моделирования является оптимизация технологических параметров, процесса регенерации метанола, за счет снижения температуры точки росы по воде, что позволит дополнительно извлекать пары метанола для его вторичного использования. Однако, существует условия, что снижение точки росы достигается в результате увеличения расхода ДЭГа.

При моделировании технологической схемы установки регенерации метанола УРМ, в составе установки комплексной подготовки газа УКПГ, использовались сводные данные инженерных сетей, (технологический регламент, ЦПГ, ЦРМ, ЦРД, ДКС), УКПГ-9 ЯГНКМ.

Согласно результатам, настоящего комплексного обследования технологического оборудования УКПГ-9:

- Содержание мехпримесей в газе сепарации не превышало  $0,2 \text{ мг/м}^3$  и соответствует технологической норме не более  $5 \text{ мг/м}^3$ ;
- Расход газа по абсорберам составляет 317 тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$  при давлении 4,3 МПа;
- Температура точки росы газа по воде (ТТР<sub>в</sub>), замеренная после абсорберов, приведённая к давлению 4,3 МПа имеет значения в диапазоне от  $-19,1$  до  $-21,7 \text{ }^\circ\text{C}$ ., соответствует требованиям СТО Газпром 089-2010;
- Содержание мехпримесей в газе сепарации не превышало  $0,2 \text{ мг/м}^3$  и соответствует технологической норме не более  $5 \text{ мг/м}^3$ ;
- Концентрация регенерированного метанола 84 % масс;

– Содержание метанола в ВМР, поступающем на регенерацию, составляет 55 % масс. Общая минерализация ВМР, поступающего на регенерацию 3,7 г/л.

Моделирование технологической схемы УКПГ-9 проводили в программном комплексе «UniSim Design» на базе термодинамического пакета Peng Robinson в статическом режиме, которая представлена на рисунке 16.

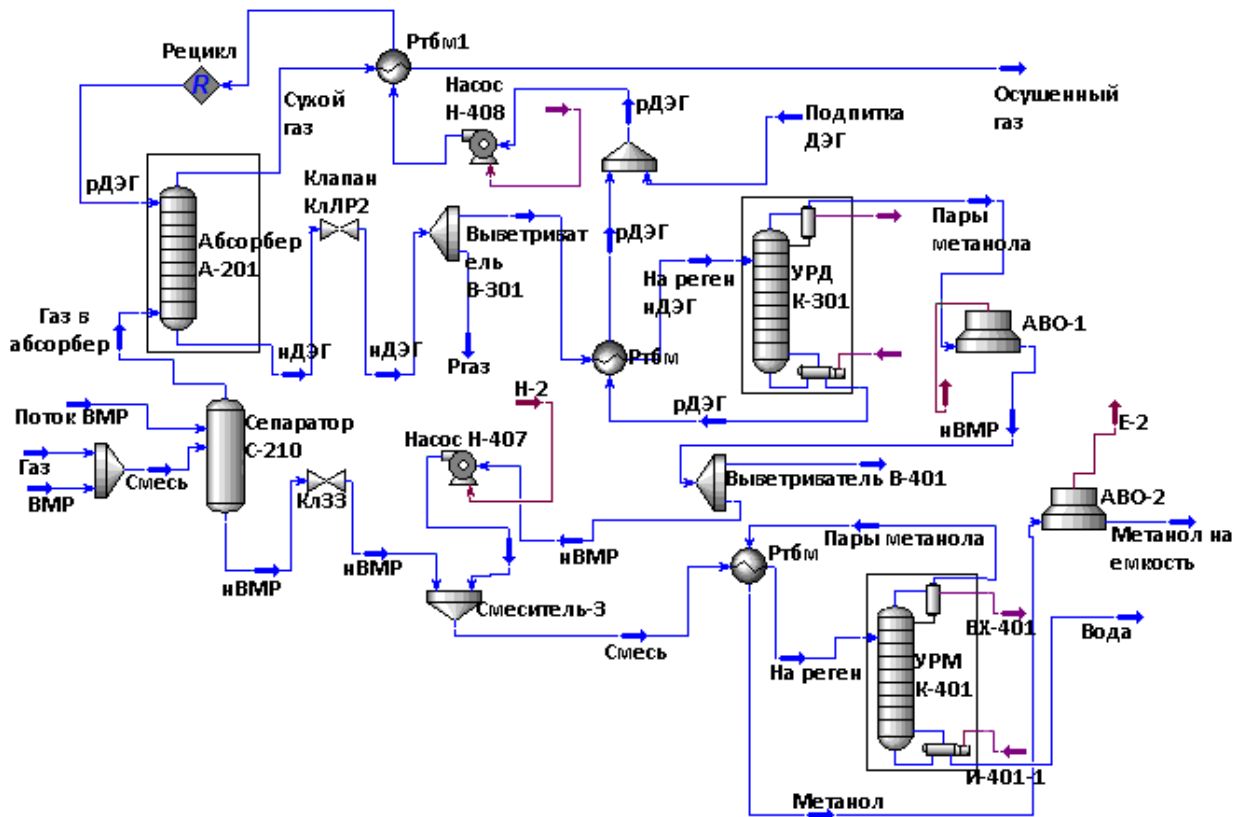


Рисунок 16 – Модель технологических процессов и технологических схем УКПГ-9

Построенная модель является урезанной версией существующей модели для упрощения моделирования, рецикл осуществляется следующим образом:

Исходное сырье, природный газ ( $\text{CH}_4$  - 98,95;  $\text{C}_2\text{H}_6$  - 0,10;  $\text{CO}_2$  - 0,04;  $\text{N}_2$  - 0,89;  $\text{He}_2$  - 0,013) «поток Газ» расходом 317 тыс. м<sup>3</sup>/час. при давлении 4300 кПа и температуре 1,7°С. Зависимость производительности модуля от давления приведена на рисунке 17

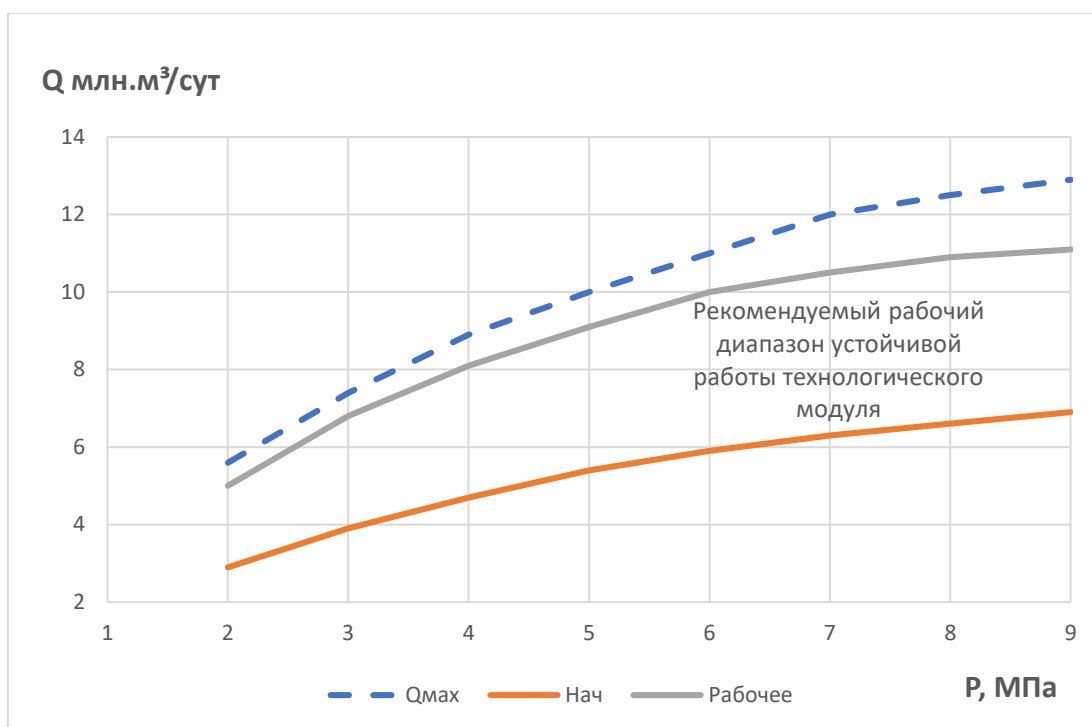


Рисунок 17 – Рекомендуемый график зависимости производительности технологического модуля сепаратор-абсорбер осушки газа от давления для УКПГ-9 ЯГКМ

Параллельно идет смесь ВМР с массовым расходом 687кг/ч (метанол 55 % масс. Вода 45% масс.) «поток ВМР», при тех же термобарических условиях. После смесителя (поток «Смесь») входит в промывочный сепаратор «С-201» которая предназначена для очистки газа от жидкости и мехпримесей, промывки газа от солей и окончательной сепарации его перед осушкой. Для сепарации газа водится «ВМР» далее фаза газа разделяется от насыщающего его потока. Отсепарированный газ поступает в абсорбер «А-201», орошаемые регенерированным ДЭГом, подаваемым насосами «Н-408» абсорбционная осушка осуществляется под давлением 4300 кПа. Далее после абсорбционной осушки, газ с температурой точки росы газа по воде (ТТР<sub>в</sub>) равной °21°С, проходит через рекуперативный теплообменник «Ртбм-1» и поступает в газопровод-подключение и далее – в систему магистральных трубопроводов.

Насыщенный ДЭГ с концентрацией 80 – 90% вес. (поток «НДЭГ») из абсорбера А-201 через клапан-регулятор КлЛР2 направляется в теплообменник, где нагревается до +130°С, далее подается в десорбер «К-

301», где идет восстановления концентрации осушителя. Для получения раствора ДЭГа концентрацией 97,5–99,5 %масс. отпаривание воды из ДЭГа проводится при давлении 63 кПа, при температуре куба 165°С.

Далее регенерированный гликоль «ДЭГ» подается на охлаждение в рекуперативный теплообменник «Ртбм» до +65° С, откуда насосами Н-408 перекачивается в теплообменник «Ртбм1», где охлаждается до +30°С после того, подается на установку подготовки газа для орошения в абсорбер А-201.

Пары воды, метанола и углеводородов (вода–37,7%мол., метанол–51,3%мол.,газ–11%мол.) отходящие с верха десорбера, конденсируются в Вх-302 и поступают в «АВО-1» где охлаждается до температуры +23°С, далее водометанольный раствор поступает в выветриватель «В-401» для дегазации. Газ дегазации направляется в пункт редуцирования газа собственных нужд, а насыщенный метанол подается на установку регенерации метанола УРМ «К-401».

Насыщенный водометанольный раствор (вода 80% мол. метанол 20% мол.) поток «нВМР» отделённый в сепараторе С-201, проходит через клапаны КлЗЗ, которая защищает от опорожнения и проскока газа. В «смесителе-3» нВМР смешивается с дегазированным дистиллятом УРД, которая насыщена метанолом, далее смесь попадает в рекуперативный теплообменник «Ртбм-2» где нагревается до +93°С и поступает на установку «К-401». Регенерация метанола проводится в ректификационной колонне под давлением 80 кПа и температуре куба 95–115°С.

Таким образом, производительность УРМ по регенерированному метанолу составляет 0,4 м<sup>3</sup>/час, концентрация регенерированного метанола 84 % масс., после ректификации метанол охлаждается в теплообменнике «Ртбм и АВО-2» и далее попадает в герметичные ёмкости для хранения метанола. Слабометанольная пластовая вода концентрацией (вода-97,78% мол; метанол–1,93% мол.) из испарителя «И-401-1» подается на утилизацию.

### 3.3 Анализ эффективности регенерации метанола в условиях УКПГ-9

В результате подробного анализа параметров работы аппаратов (УРД, УРМ) газового промысла, в процессе моделирования выявили ряд технологических показателей, которые оптимизируют работу установок, и сократят расход метанола. В силу своих химических свойств метиловый спирт  $\text{CH}_3\text{OH}$  при повышении температуры, давление насыщения паров (далее ДНП) увеличивается многократно, например – при повышении температуры с  $20^\circ\text{C}$  до  $70^\circ\text{C}$ , ДНП повышается от 97,4 до 934,8 мм рт. ст.

То есть, если температуру подаваемого метанола увеличить, пусть даже незначительно, то согласно тому, что давление насыщенного пара растет быстрее, чем линейно, при росте температуры, мы можем получить значительное увеличение упругости паров метанола. С одной точки зрения, это хорошо в плане большей эффективности процесса ингибирования, так как будет достигаться большее взаимодействие с продукцией скважины, однако высокое значение упругости является неблагоприятным явлением, которое является причиной больших потерь метанола в газовую фазу [17].

Таблица 4 – Зависимость давления насыщения паров метанола от температуры

Вещество	Давление насыщенного пара (мм рт.ст.) при температуре ( $^\circ\text{C}$ )									
	$10^\circ$	$20^\circ$	$30^\circ$	$40^\circ$	$50^\circ$	$60^\circ$	$70^\circ$	$80^\circ$	$90^\circ$	$100^\circ$
Метанол	55,7	97,4	163,5	264,7	414,8	631,1	934,8	135,1	1909,4	2643,6

Как показал анализ, из входного сепаратора «С-201» 51% – паров метанола конденсируются от газа промывочной секции сепаратора, остальная часть паров метанола 49% с газом идет на осушку в абсорбер «А-201» в процессе осушки значительная часть паров метанола улетучивается в составе осушенного газа. Также регенерированный ДЭГ после рецикла попадает в абсорбер «А-201» с концентрацией 98,4 %масс, улавливает часть паров метанола, далее 5% метанола в составе нДЭГа поступает на установку регенерации гликоля «К-301». После регенерации гликоля, пары метанола 4%

поступают в АВО, там охлаждаясь идет на УРМ «К-401». Остальная часть метанола 51% которая после сепарации «С-201» проходит через клапаны КлЗЗ, которая защищает от опорожнения и проскока газа, идет на установку регенерации метанола.

Таким образом, 55% метанола восстанавливается в процессе рецикла, оставшиеся часть 45% теряется в процессе осушки газа и тепломассообменных процессов, следовательно, целью дальнейшего исследования является уменьшение данных потерь.

### **3.4 Влияния расхода ДЭГа на процесс извлечение метанола**

К особенностям работы аппаратов (абсорберов, сепараторов и установок УРД, УРМ) можно отнести низкую температуру контакта, особенно в условиях Крайнего Севера. При моделировании значение температуры контакта находится в пределах от +11 до +17°C, давление контакта в абсорбере 3,3 Мпа, в ратификационной колонне метанола давление 80 кПа. Вследствие этого рДЭГ в абсорбере «А-201» в процессе осушки газа извлекает пары метанола, как следствие в потоке до УРД теряется 1% метанола, остальная часть поступает на УРМ.

Кроме всего прочего, львиную долю потерь метанола составляет унос 49% от общей массы, метанола осушенным газом после абсорбера «А-201», данная особенность работы аппарата указывает на потребность оптимального регулирования процесса абсорбционной осушки с минимальными эксплуатационными затратами и максимального извлечение паров метанола.

Из всего выше сказанного, дан расчет, что повышения расхода ДЭГа подаваемый в абсорбер «А-201», даст возможность эффективно разделить метанол из газа, тем самым снижая количество невозвратных потерь метанола с газом.

Варьируемым параметром исследования является, удельный расход рДЭГ в абсорбере «А-201». Расчетная часть данной модели проводилась в следующих условиях:

Таблица 5 – Параметры работы абсорбера

$Q_{\text{газа}},$ тыс.м <sup>3</sup> /ч	$t_{\text{газа}},$ °С	$P_{\text{газа}},$ кПа	$P_{\text{абсор}},$ кПа	$TTP_{\text{в}},$ °С
317	1,7	3000	3300	-19,1

Регенерированный диэтиленгликоль с массовым составом: ДЭГ–98,4% масс; вода–1,2% масс; метанол–0,4% масс. Расход рДЭГ на абсорбер «А-201» изменился пределах от 4600–9320 кг/ч, расход газа на установку осушки газа УОГ равен 7,6 млн. м<sup>3</sup>/сут. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу от 4620 до 9320 кг/ч по регенерированному абсорбенту.

Таблица 6 – Зависимость расхода рДЭГ и основных параметров модели

Расход рДЭГ в абсорбер А-201, кг/ч	Общие потери метанола в осушенном газе, кг/ч	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /ч	Температура точки росы осушенного газа по ВМР, °С	Удельный расход рДЭГ, кг/1000 м <sup>3</sup>	Содержание метанола после абсорбера А-210, г/1000м <sup>3</sup>
4600	193,8	317	-19,1	14,5	612,3
5600	150,2	317	-21,8	17,6	459,2
6600	101,2	317	-24,1	20,8	302,4
7600	50,4	317	-25,9	23,9	146,7
9320	11,9	317	-27,7	29,4	89,7

Параметры точки росы определены по техническому регламенту, точка росы (ниже минус 20 °С) объясняется вариабельностью параметров окружающей среды и газожидкостного потока на входе в УКПГ. Из таблицы видно, что с повышением расхода рДЭГ, подаваемый после рецикла в абсорбер А-201 на осушку сырого газа, от 4600 до 9320 кг/ч, что соответствует значением удельного расхода рДЭГ с 14,5 до 29,4 кг на 1000/м<sup>3</sup>. Содержание метанола в осушенном газе после абсорбера А-201 при расходе 9320 кг/ч уменьшается на 89,7г/1000<sup>3</sup>. Повышение расхода рДЭГа с 14,5 до 29,4 кг/1000м<sup>3</sup> унос метанола вместе с осушенным газом снижается до 11,2 кг/ч вместо 193 кг/ч.

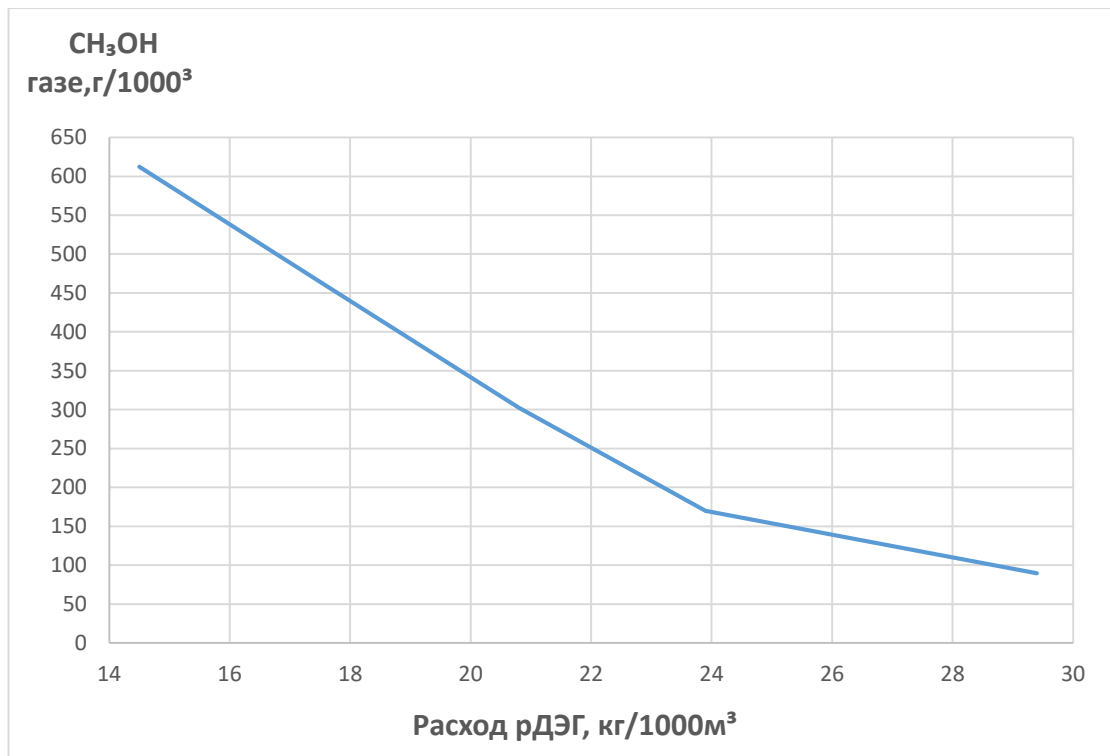


Рисунок 18 – Зависимость содержания метанола в осушенном газе от удельного расхода ДЭГа

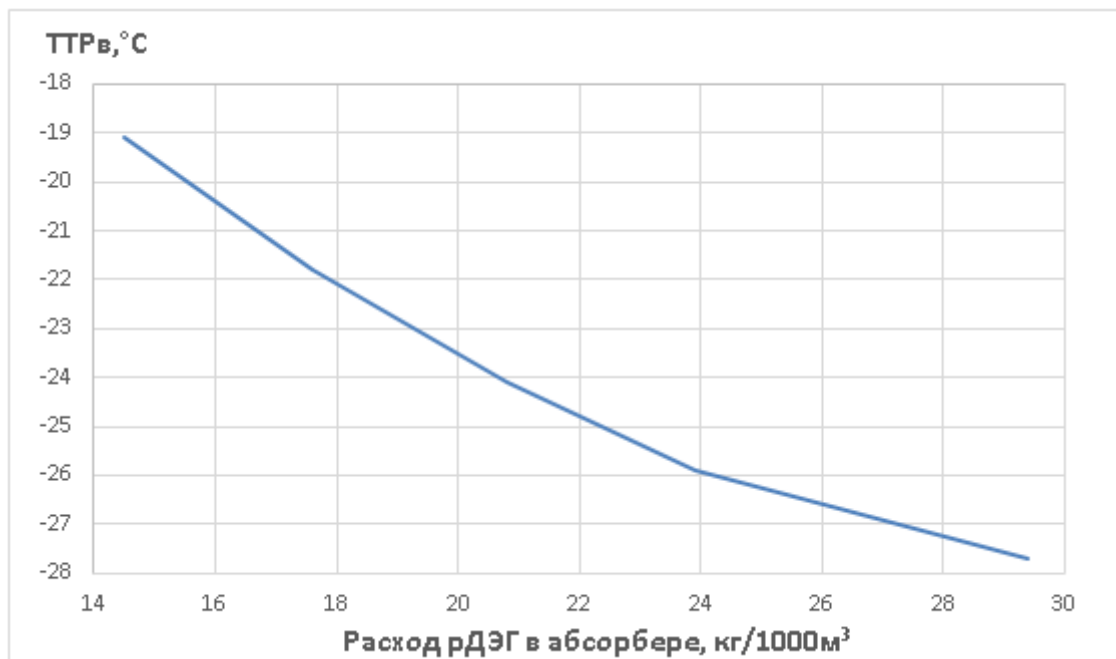


Рисунок 19 – Влияние ТТР<sub>в</sub> на содержание метанола в осушенном газе

Таким образом, увеличение удельного расхода, регенерированного ДЭГ, направляемого в абсорбер, позволит минимизировать унос метанола газом на 182 кг/ч, суточная экономия которого составит 4368 кг. Возможный



унос метанола также, возможен через насыщенный ДЭГ, исследована зависимость расхода рДЭГ на содержание метанола в потоке нДЭГа.

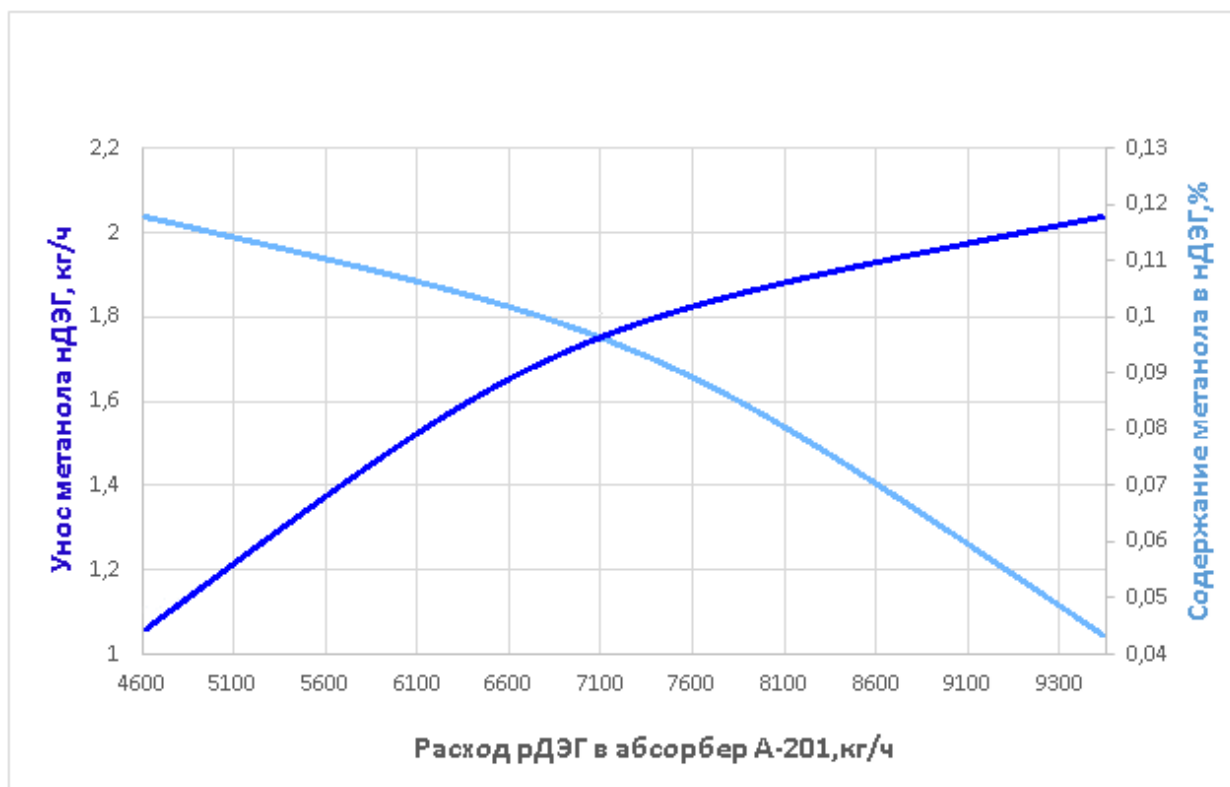


Рисунок 20 – Влияние расхода рДЭГ на унос метанола в составе нДЭГ

После абсорбционной осушки газа, унос метанола в составе насыщенного ДЭГа увеличивается, несмотря на снижение концентрации в составе того же нДЭГа, такой эффект объясняется повышением расхода нДЭГа на орошение. Таким образом, увеличение подаваемой рДЭГ в абсорбер с 4600 до 9320 кг/ч, значительно сокращает потери метанола в осушенном газе.

### 3.5 Влияние давления осушки на извлечение метанола

Давление осушки газа является одним из основных параметров, оптимальной работы абсорберов УКПГ. По теории с повышением давление абсорбции, равновесное влагосодержание в газе должно снижаться, так как метанол хорошо растворяется в воде, то осадочное метанолосодержание должно снизиться в осушенном газе.

Из графика видно, что с повышением рабочего давления в абсорбере с 3–9 МПа приводят к сокращению уноса паров метанола осушенным газом на 193 кг/ч.

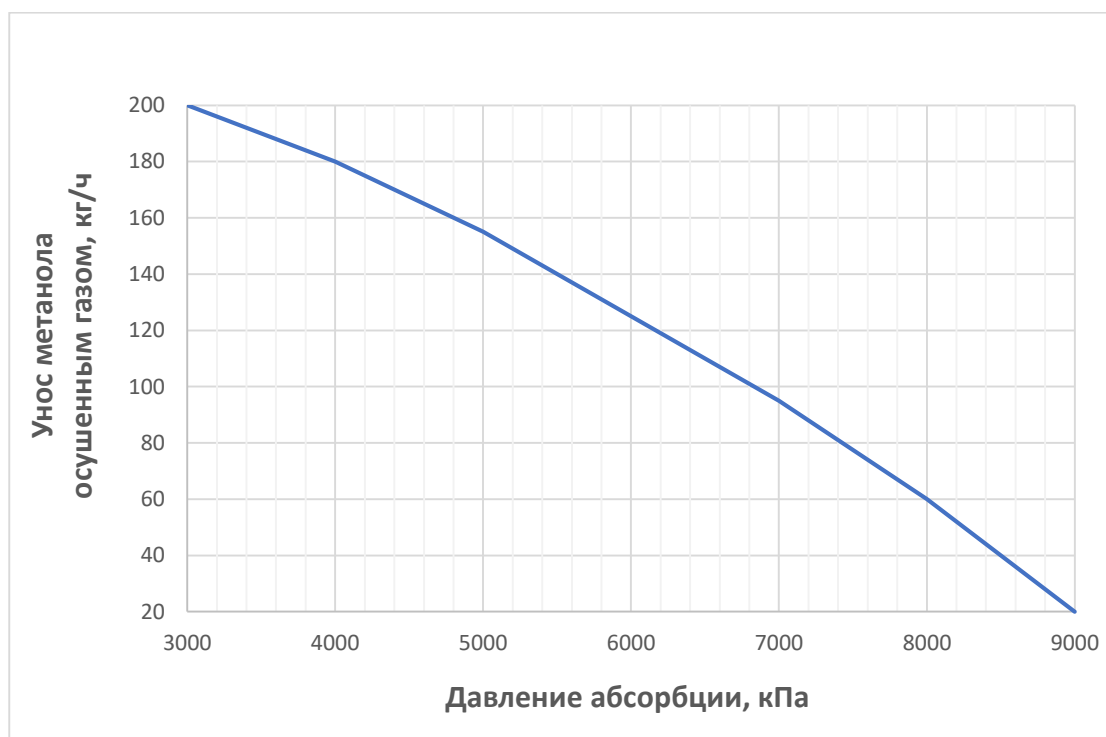


Рисунок 21 – Зависимость уноса метанола осушенным газом от давления абсорбции

Данную зависимость можно объяснить тем, что с повышением давления абсорбции поглощение влаги происходит эффективнее, таким образом метанол уходит вместе с насыщенным диэтиленгликолем в цех регенерации ДЭГа оттуда в установку регенерации метанола. Одновременное увеличение удельного расхода регенерированного гликоля и давления абсорбции сэкономит 4632 кг в сутки, однако увеличатся расходы на топливный газ и электроэнергию.

### **3.6 Оптимизация процесса регенерации метанола методом ректификации**

Проведен анализ потерь метанола в технологической схеме подготовки газа, на основе построенной модели которая включает в себя (Сепаратор, абсорбер, ЦРД, ЦРМ). На стадии регенерации, часть метанола уносится водой

в промышленные стоки. Таким образом, можно регулировать оптимальные рабочие показатели колонны. Выдержка из комплексного исследования загрязняющих веществ показанный в таблице 7.

Таблица 7 – Сведения о наличии в технической воде отработанного реагента попадающие в сточные воды

Поток	Объём сточных вод м <sup>3</sup> /год	Способ утилизации	Значения загрязнителя, мг/л
Технические и осадочные	34000	Закачка в пласт	Мехпримеси -10 Нефтепродукты -15 Метанол – 35000 Конденсат – 350
Смесь с установки закачивающий в пласт	686	ГФУ	Мехпримеси-10000 Метанол – 35000 Конденсат – 350

Из таблицы видно, что в промышленных стоках концентрация метанола составляет 70000 мг/л. Целью исследования является снижение содержания метанола в промышленных стоках и одновременное увеличения регенерированного метанола в ректификационной колонне.

Таблица 8 – Основные параметры потока «нВМР»

Расход Кг/ч	Давление кПа	Температура °С	Состав % масс.
10222	100	64	Вода-78,5%, Метанол-21,5%.

Смесь воды и метанола «нВМР» после нагрева рекуперативном теплообменнике «Ртбм», поступает на установку регенерации метанола.

В результате процесса регенерации метанола осуществляется процесс раздвоение нВМР путем противоточного взаимодействия пара и жидкости в колонне. Паровая фаза с концентрацией метанола 83–96%, пары верхаб4 колонны проходят полную конденсацию в воздушных конденсаторах ВХ-401, а также кубовая жидкость с содержанием воды порядка 98%. Пары метанола, охлаждаясь в АВО, конденсируются в рефлюксной емкости, а затем часть

потока направляется на орошение колонны, а основной поток направляется на склад метанола.

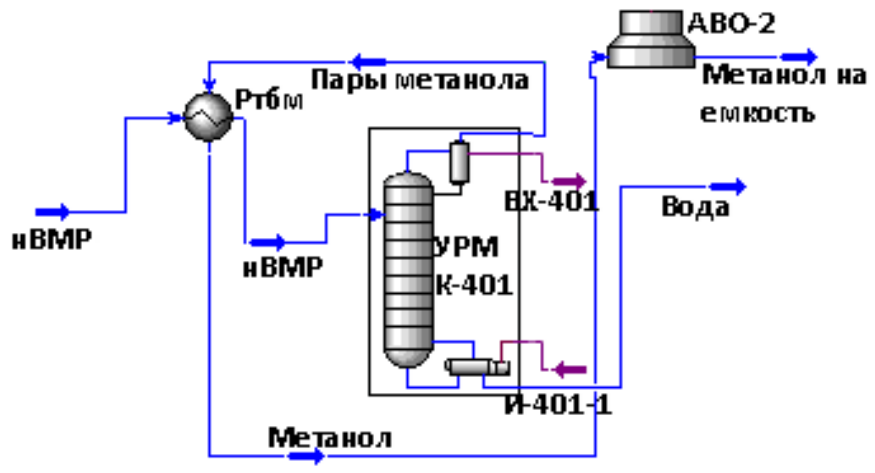


Рисунок 22 – Модель установки регенерации метанола

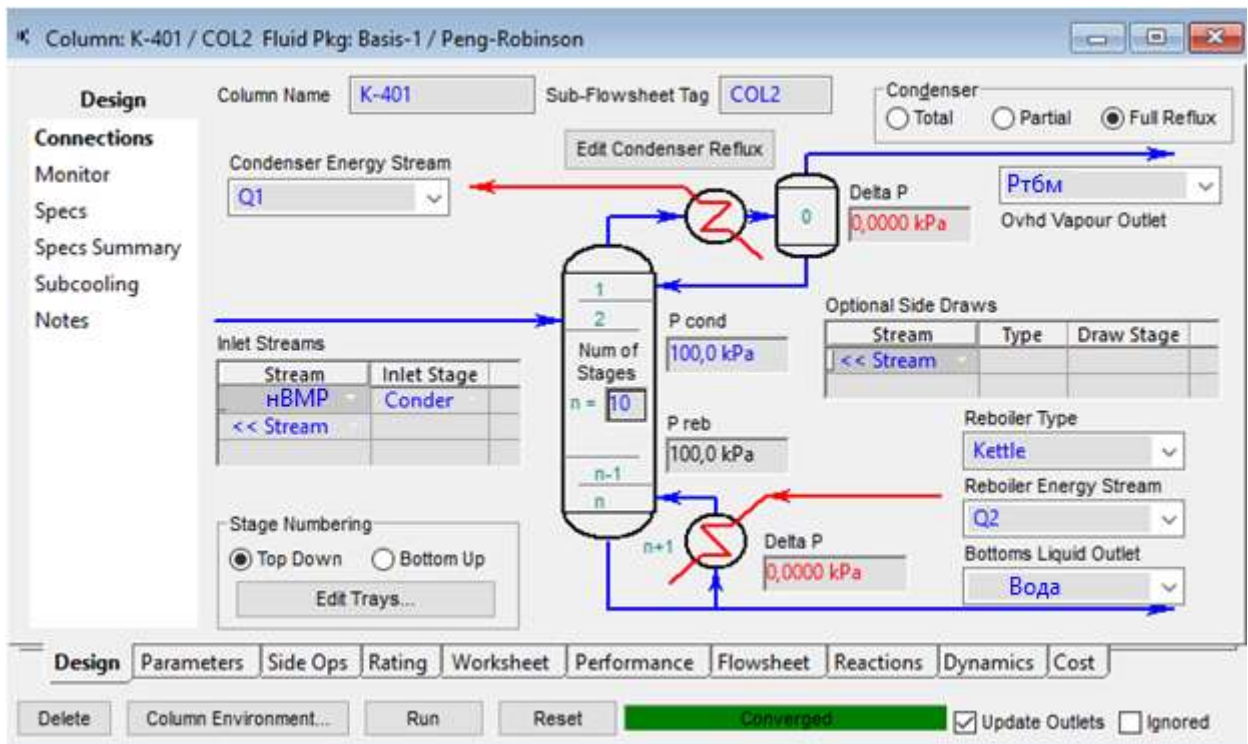


Рисунок 23 – Параметры моделирования ректификационной колонны

В поисках оптимального режима ректификационной колонны, было проведено анализ влияния температуры колонны на концентрацию метанола.

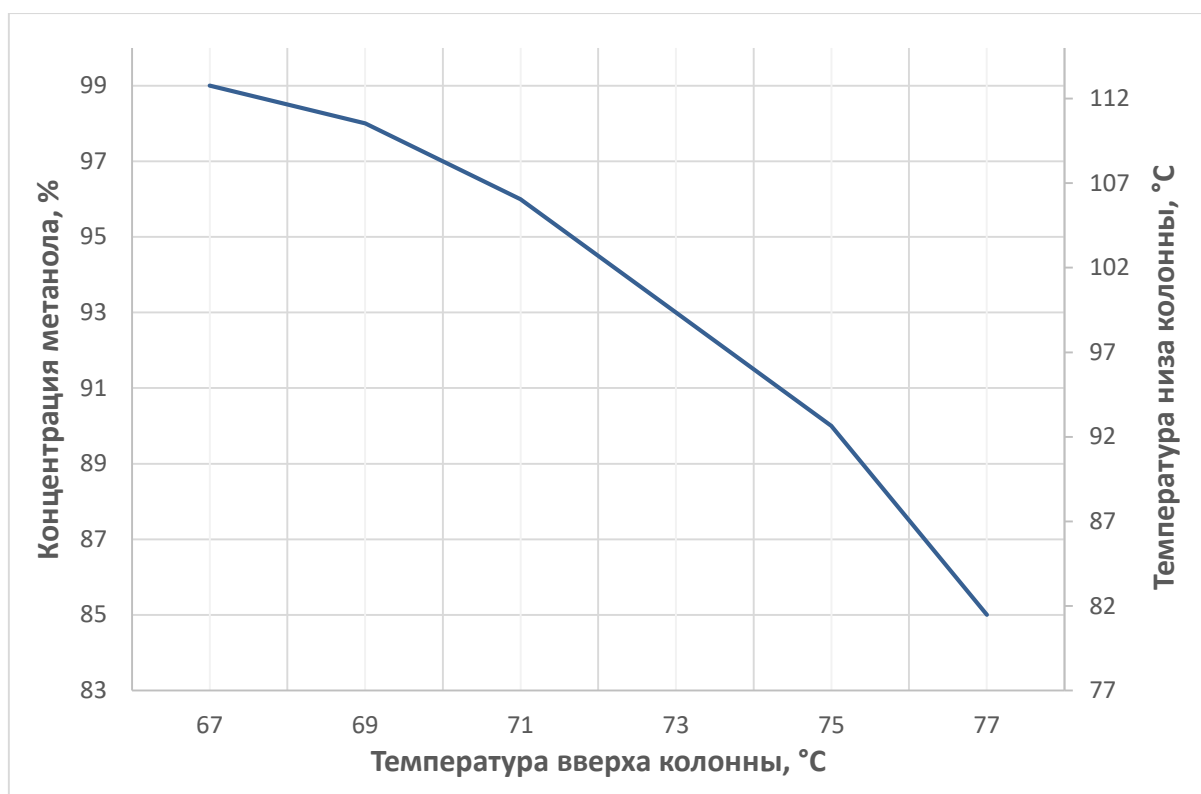


Рисунок 24 – Зависимости концентрации метанола в колонне от температур верха и низа колонны

Как видно из графика, наиболее оптимальные значение работы колонны где концентрация метанола достигается (99%) при температуре верха 67°C и низа 112°C.

Таблица 9 – Влияние параметров ратификации на концентрацию метанола

Концентрация метанола, % масс.	Температура, С°	
	Верха колонны	Низа колонны
99,8	67	112
97,7	70	108
95,3	72	103
93,9	73	99
91,2	74	94
89,1	75	91
87,6	76	86
85,9	85	82

Нужно подчеркнуть, что при наибольших разностях температур верха и низа колонны, концентрация увеличивается.

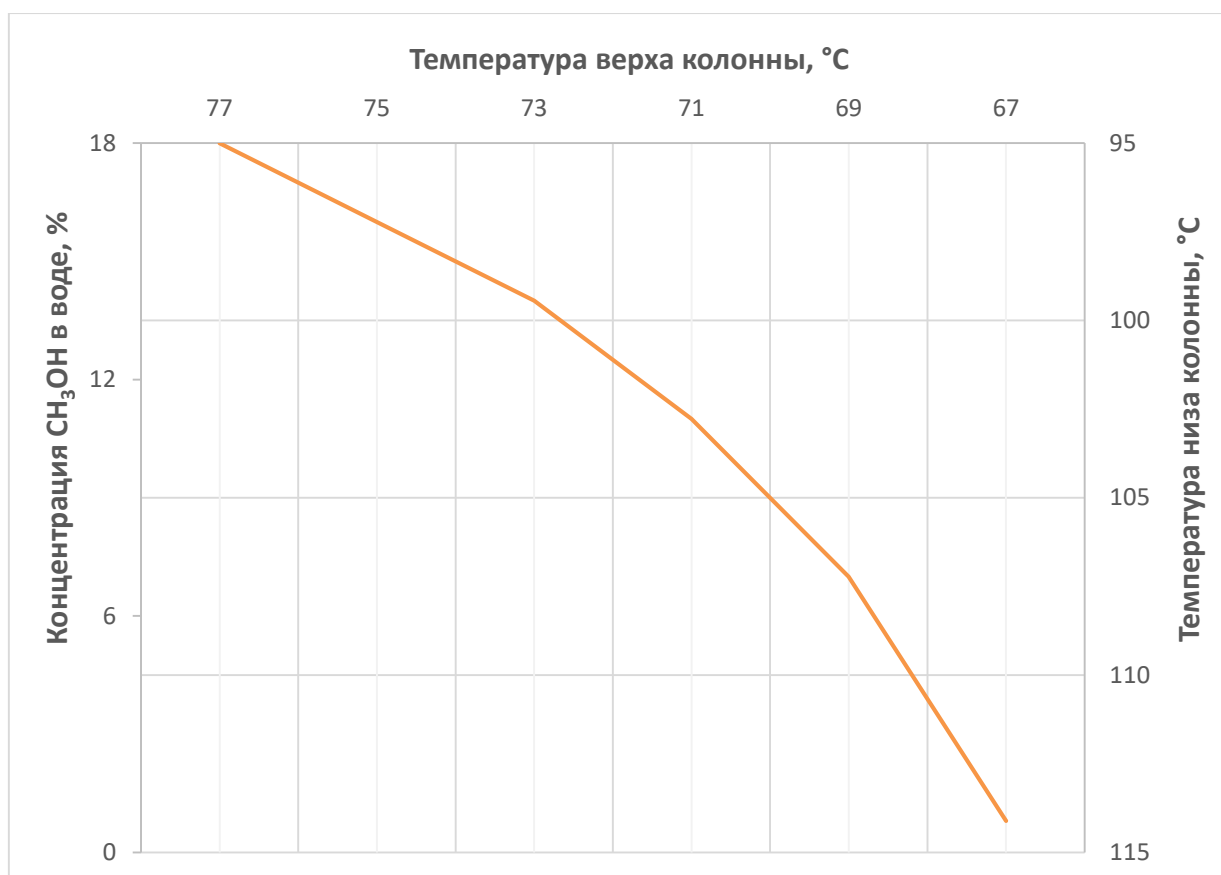


Рисунок 25 –График зависимости содержания метанола в воде от температур верха и низа колонны

Ректификат (вода, отделенная от метанола) имеет (1,4%) при той же температуре верха колонны плюс 67°С и температуре низа плюс 112° С.

Наряду с температурой, еще одним важным параметром ректификации, является давление в колонне. Для поиска оптимального рабочего давления регенерации, была исследована взаимосвязь концентрации метанола в дистилляте и концентрация метанола в ректификате от давления в установке.

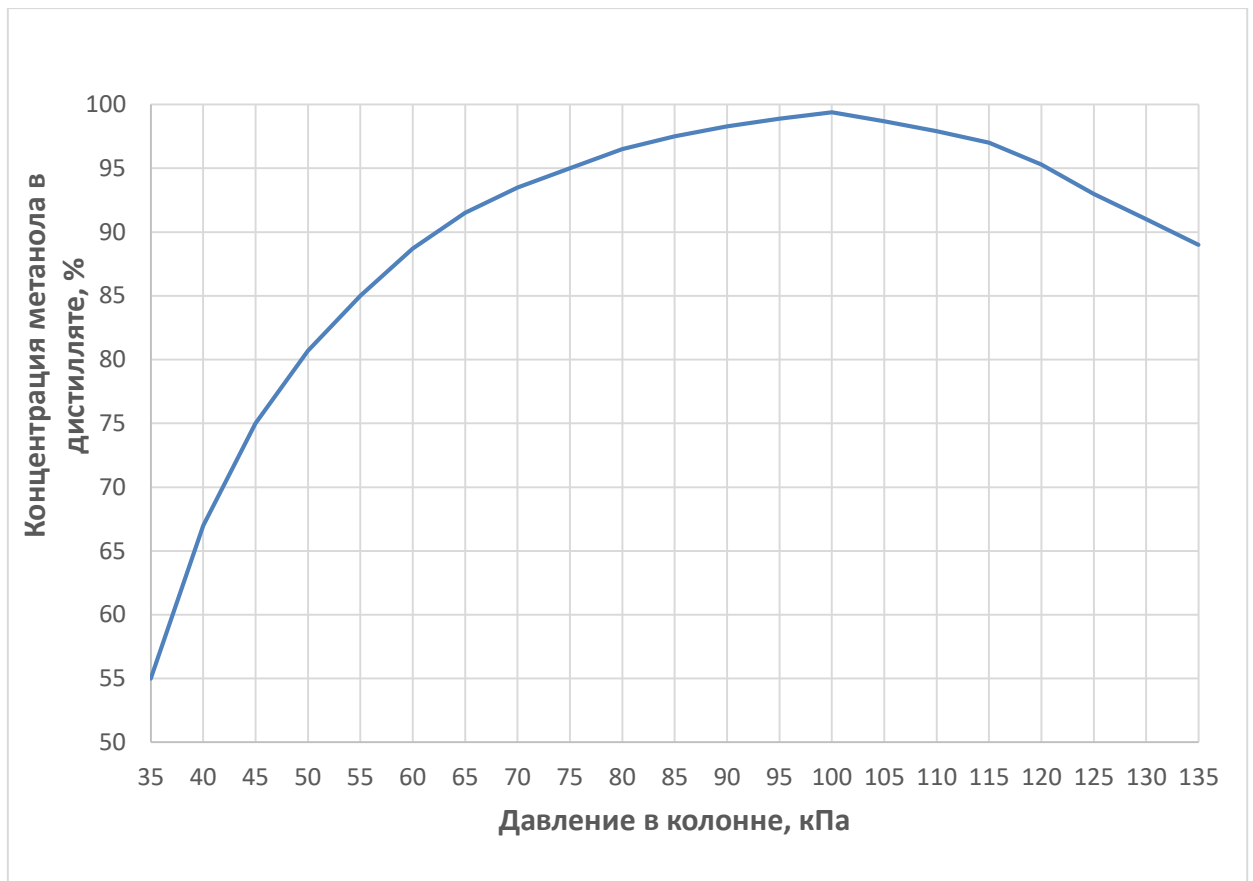


Рисунок 26 – Зависимость концентраций метанола в дистилляте от давления в колонне

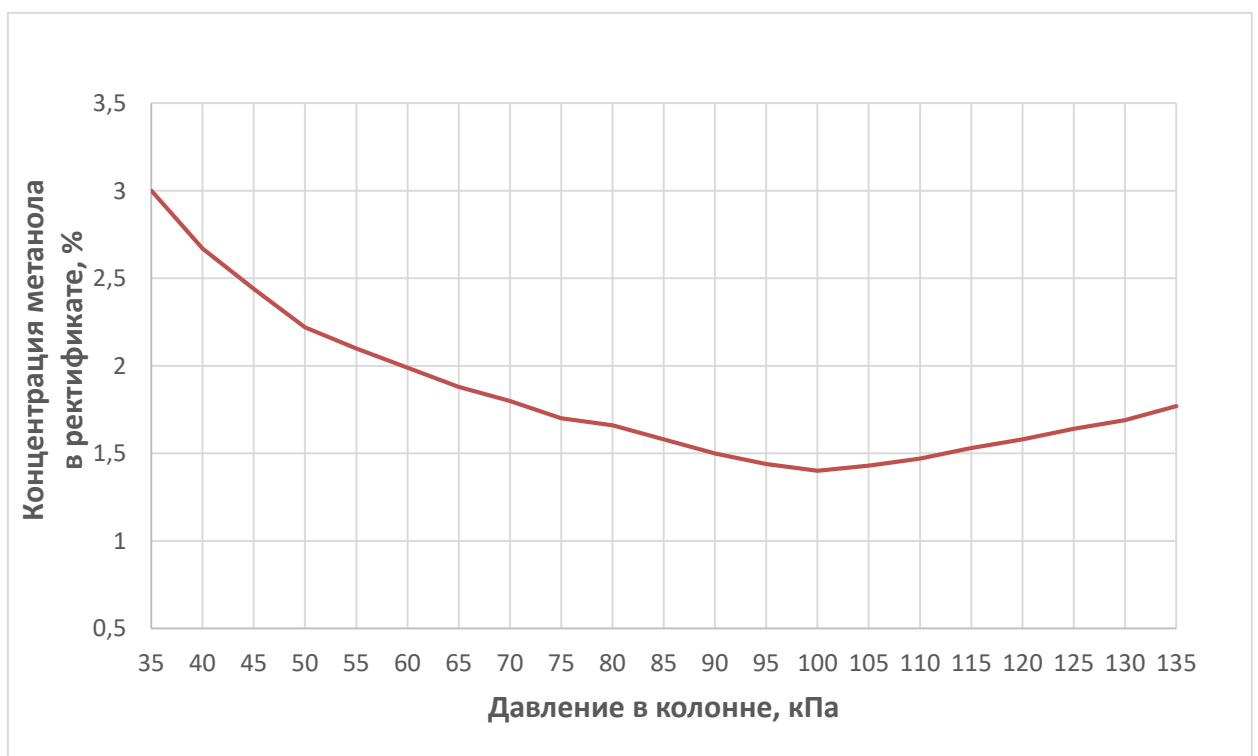


Рисунок 27 – Зависимость концентраций метанола в ректификате колонны от давления в колонне

Таким образом, регенерация метанола проводится в ректификационной колонне под атмосферным давлением (60-100 кПа и температуре куба 67–112°C). После регенерации качества реагента по технологическому регламенту должна составлять 80 – 95% вес.

Из вышеперечисленных графиков видно, что оптимальное давление работы колонны, обеспечивающую высокую концентрацию метанола (98 – 99,8%) и его невысокое содержание в отработанной воде (ректификате), не превышающее 50 г/дм<sup>3</sup>, находится в пределах 90 – 115 кПа.

### 3.7 Расчет материального баланса установки регенерации метанола

Определяющим параметром эффективной работы ректификационной установки является коэффициент орошения так называемое (флегмовое число). Это отношение количества флегмы к расходу дистиллята:  $R = L/D$ .

Целью расчетов является найти оптимальное число теоретических тарелок и соотносить к флегме, определяющим качество разделения.

Таблица 10 – Исходные данные потока и ректификации

Расход ВМР кг/ч	Давление кПа	Температура верх $^{\circ}\text{C}$	Температура низа $^{\circ}\text{C}$	Состав % масс.	Состав ректификации, % масс.
10222	101	67	112	вода-78,5%, метанол-21,5%.	дистилляте-98,5% ректификате-1,5%

По табличным данным, показаны значения (см. таблицу 11) равновесия жидкость-пар, для двухфазной смеси (метанол, вода).



Таблица 11 – Равновесные составы (%) жидкости и пара двухфазной смеси метанол-вода при атмосферном давлении

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

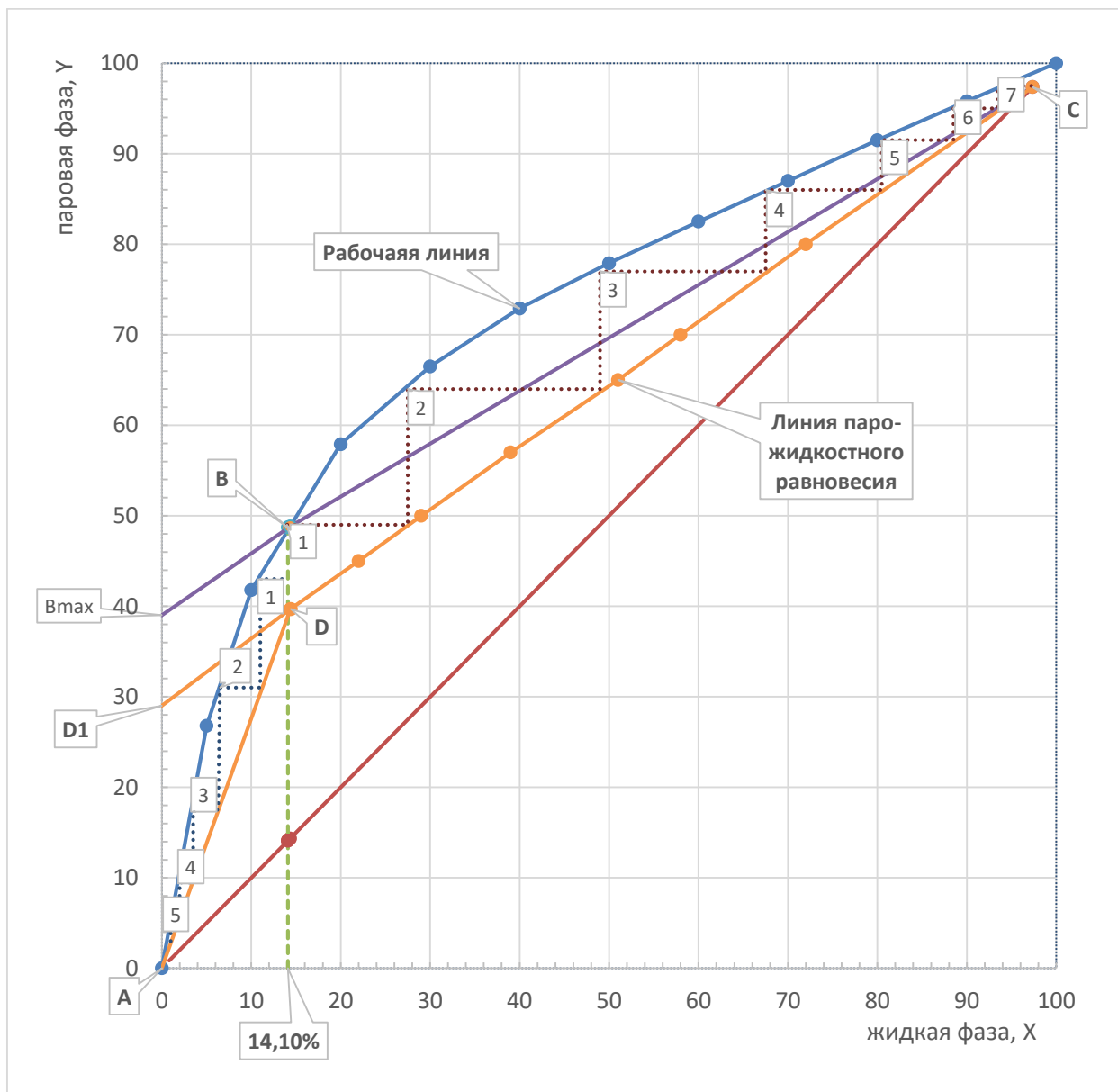


Рисунок 28 – График равновесия смеси (метанол, вода) при давлении 101кПа

1. Зная состав (21,5% метанола и расход ВМР 10222кг/ч), рассчитали молярный состав сырья:

$$\text{Количество метанола в ВМР: } Q_M = 0,215 \cdot 10222 = 2197,7 \text{ кг/ч;}$$

Количество молей метанола в ВМР:  $M_n = 2197,7 / 32 = 68,67$  моль/ч;

Расход воды в ВМР:  $Q_B = 10222 - 2197,7 = 8024,3$  кг/ч;

Количество молей воды в ВМР:  $M_B = 8024,3 / 18 = 445,7$  моль/ч;

Всего молей нВМР:  $W = 68,67 + 445,7 = 514,37$  моль/ч;

Молярная концентрация метанола в ВМР:  $F_M = 68,67 / 514,37 = 0,133$ ;

Молярная концентрация воды в ВМР:  $F_B = 445,7 / 514,37 = 0,866$ .

2. Выявили молярную концентрацию (воды, метанола) в ректификате и дистиляте:

Молярная концентрация метанола в дистиляте:

$$C_D = (0,985/32) / (0,985/32 + 0,015/18) = 0,973;$$

Молярная концентрация метанола в ректификате:

$$X_R = (0,985/32) / (0,985/18 + 0,015/32) = 0,0085;$$

Концентрация воды в дистиляте:  $C_B = 1 - 0,973 = 0,027$ ;

Концентрация воды в ректификате:  $X_B = 1 - 0,0085 = 0,9915$ .

3. Определили количество молей дистилята формулой:

$$D = (F_M - X_R) / (C_D - X_R) * W \quad (1)$$

$F_M$  – молярная концентрация метанола в ВМР;

$X_R$  – молярная концентрация метанола в ректификате;

$C_D$  – молярная концентрация метанола в дистиляте;

$W$  – молярный расход нВМР.

$$D = (0,133 - 0,0085) / (0,973 - 0,0085) * 514,37 = 66,396 \text{ моль/ч.}$$

4. Находим число молей ректификата:

$$R = W - D = 514,37 - 66,396 = 447,974 \text{ моль/ч.}$$

5. Определив число молей и состав дистилята и ректификата, получили полный материальный баланс ректификационной колонны

Таблица 12 – Материальный баланс ректификационной колонны

	М ввр			D дистилят			R ректификат		
	моль/ч	%	кг/ч	моль/ч	%	кг/ч	моль/ч	%	кг/ч
Метанол	68,7	14,10	2197,70	64,44	97,37	2311,44	3,92	0,84	134,93
Вода	445,7	85,90	8024,30	1,95	2,63	34,03	443,20	99,10	7989,35
Всего	514,37	100	10222,0	66,39	100	2345,67	447,97	100	8124,28

На графике равновесия смеси (метанол, вода) построили рабочие линии для паровой и жидкой фазы колонны. Находим точку А с начальными координатами  $x, y = 0,85\%$ , молярная концентрация метанола в ректификате; Также, находим точку С координатами по  $x, y = 97,37\%$ , молярная концентрация метанола в дистилляте, получился диагональ АС.

Далее находим точку В, молярную концентрацию метанола в ВМР (14, 10%). От точки С проводим прямую, проходящую через точку В, до пересечения осью Y, таким образом получили отрезок  $V_{\max} = 39$ .

Находим минимальный коэффициент орошения (флегму) по формуле:

$$R_{\min} = (CD) / 39 - 1 \quad (2)$$

$$R_{\min} = 97,373 / 39 - 1 = 1,5.$$

Известно, что минимальный коэффициент орошения  $R_{\min}$  соответствует бесконечной количеству тарелок в колонне, а с увеличением коэффициента  $R_{\min}$  массообменная сила увеличивается, таким образом высота колонны уменьшается, следствие чего, оптимально работать с большим коэффициентом орошения. Несмотря на выше сказанное, с повышением коэффициента орошения также растет и расход тепла. Поэтому, значение коэффициента орошения берут от 1,2 до 2,5 в нашем расчете берем среднее из интервала 1,3

Эмпирическая формула коэффициента орошения:

$$R = 1,3 * R_{\min} + 0,3 \quad (3)$$

$$R = 1,3 * 1,5 + 0,3 = 2,25$$

Далее строим прямую линию от С для концентрата (верхней) части установки, перед этим находим отрезок  $D_1$  отсекаемый от рабочей линии в оси ординат:

$$D_1 = C_D / (R + 1) \quad (4)$$

$$D_1 = 97,373 / (2,25 + 1) = 29,96$$

Для нижнего отдела колонны, построили прямую AD.

Таким образом, проведя ступенчатую линию между (рабочей и парожидкостным) линиями нашли необходимое количество теоретических тарелок, в нижней –5, верхней –7.

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

В данном разделе был произведен расчет средней цены на диэтиленгликоль и метанол, также по поставкам до газовых промыслов компании ООО «Газпром добыча Ямбург» от различных производителей и поставщиков.

Целью работы является анализ и расчет затрат, необходимых для покрытия потребности в антигидратном ингибиторе – метаноле.

В связи с поставленной целью, необходимо решить следующие задачи:

- Проанализировать актуальную цену на метанол и гликоль в РФ;
- Определить полную стоимость поставки реагентов до газового промысла у разных поставщиков;
- Оценить экономическую эффективность технологических 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. Создание определенной концентрации метанола в водной фазе предотвращает образование гидратов или льда в газосборном шлейфе. Чем ниже температура транспортируемого газа, тем большую концентрацию метанола в водной фазе необходимо обеспечить. В свою очередь, минимизация издержек возможна при сокращении потерь метанола в процессе его регенерации. Далее в работе будет рассмотрено предложение увеличения расходов ДЭГ, что изменит рабочие параметры абсорбера, это позволит дополнительно извлекать пары метанола для его вторичного использования, в следствии приведет к экономии расхода метанола до 20 %. При этом обеспечивается положительный суммарный денежный поток, учитывающий определенное повышение расходов на увеличение степени осушки газа.

#### 4.1 Расчет затрат на закупку реагентов

На территории РФ имеется 4 основных производителя метанола – Метафракс, Щекиноазот, Сибметакхим, Томет, также НАК Азот. В совокупности российские компании за 2021г. произвели 4,7 млн. тонн метанола, что составляет 5% от мирового объёма.

На основе анализа предложений основных производителей метанола, была составлена таблица.

Таблица 12 – Стоимость приобретения метанола по оптовой цене у производителя

Поставщик	Цена за тонну (руб.)	Стоимость доставки 10 тонн метанола до газового промысла (руб.)	Итоговая стоимость за 10 тонн (руб.)
Метафракс	26500	80000	345000
Щекиноазот	28000	130000	410000
СибМетаХим	28500	82000	367000
Томет	27500	120000	395000
НАК Азот	27500	135000	410000
Среднее значение	27600	109400	385400

Как видим, средняя стоимость метанола во внутреннем рынке составляет 27600 рублей за тонну. Самым выгодным предложением из рассмотренных вариантов является производитель компании Метафракс, расположенный в Пермской области. Метанол до газового промысла доставляется автоцистернами, итоговая стоимость которого составляет 345000 рублей за 10 тонн, без учета сезонного удорожания доставки.

Аналогичный анализ проведен в отношении поставщиков ДЭГа.

Таблица 13 – Стоимость приобретения ДЭГа по оптовой цене у производителя

Поставщик	Цена за тонну (руб.)	Стоимость доставки 10 тонн ДЭГа до газового промысла (руб.)	Итоговая стоимость за 10 тонн ДЭГа (руб.)
НАТОЛХИМ	57500	150000	725000
ТД Монолит	70000	110000	810000
АльянсПлюс	72000	170000	890000
ХИПЭК	65000	180000	830000
КамХимКом	75000	90000	840000
Среднее значение	67900	140000	819000

Как видим, средняя стоимость диэтиленгликоля во внутреннем рынке РФ составляет 67900 рублей за тонну. Самым выгодным предложением из рассмотренных вариантов является производитель компании «ООО НатолХим», итоговая цена которого составляет 725000 тыс. рублей. Диэтиленгликоль до промысла доставляется автоцистернами, перевозка диэтиленгликоля не относится к категории опасных грузов.

#### **4.2 Расчет оптимизации расходов при использовании установки регенерации метанола**

В настоящий момент на поздней стадии разработки стала актуальной задача минимизации эксплуатационных затрат за счет оптимального использования затрачиваемых материальных ресурсов (метанол, ДЭГ, электроэнергия, и топливный газ).

Основной расчет раздела это – экономия метанола при повышении удельного расхода рДЭГа подаваемого на орошение сырого газа.

Сырой газ из газопроводов-шлейфов поступает в УКПГ-9 в среднем составляет 13 млн. м<sup>3</sup>/сут. В соответствии регламентом в одном цикле для осушки газа производительность установки изменяется от 4600 до 9320 кг/ч по регенерированному абсорбенту в среднем 12402 кг/ч. Для осушки 13 млн. м<sup>3</sup> газа требуется около 9320 кг/ч диэтиленгликоля. Для предотвращения гидратообразования потребность УКПГ в метаноле может составлять до 6500 кг/ч в зависимости от производительности УКПГ по газу. Для предупреждения гидратообразования используется метанол, расход которого зависит от производительности УКПГ по газу, режимов эксплуатации газосборных систем и времени года в пределах от 2700 до 6500 кг/ч по насыщенному метанолу, в среднем 4600 кг/ч.

Таким образом, исключая процесс регенерации метанола и ДЭГа средняя потребность газового промысла в ингибиторе 110 т/сут, а также диэтиленгликоля 297648 т/сут. Далее, был произведен средний расчет по потребности в данных реагентах, выраженная в денежном эквиваленте.

Таблица 14 – Суточная стоимость использования реагентов без ректификации

Материальный ресурс	Удельный расход в сутки, тонны	Средняя стоимость за 1 тонну реагента, (руб.)	Суточная стоимость, (руб.)
Метанол	110,0	27600	3 036 000
ДЭГ	297,6	67900	20 207 040

Из таблицы видно, что при отсутствии схемы регенерации реагентов, добыча углеводорода потеряла бы свою экономическую рентабельность. Следовательно, процесс регенерации реагентов играет ключевую роль в процессе комплексной подготовки газа в любом месторождении.

Однако, регенерация метанола, так и весь технологический процесс не исключает потерь, связанных с уносом части метанола осушенным газом. Собственно, это повышает расход материального ресурса, в итоге приходится существенно увеличивать фактический удельный расход метанола.



Согласно, анализу технологической схемы расход газа по сепараторам составляет в среднем 317 тыс. м<sup>3</sup>/ч, т.е. 7,6 млн. м<sup>3</sup> в сутки при давлении 4,3 МПа, содержание метанола в осушенном газе составляет 612г/1000 м<sup>3</sup>, т.е. безвозвратные потери метанола составляет до 4651 кг в сутки, что в денежном потоке равна 126960 рублей в сутки.

Таким образом, предлагаемые технологические решения, по увеличению расхода ДЭГ, позволит дополнительно извлекать пары метанола для его вторичного использования. Безвозвратные потери метанола, вместе с осушенным газом, уменьшатся до 182 кг в час, в денежном эквиваленте 5023 руб. в час., в сутки 87484рублей, с учетом затрачиваемых ресурсов электроэнергии и топливного газа.

Хотя, такое решение возможно лишь при условии, что снижение точки росы достигается в результате изменения расхода одного из ресурсов (ДЭГ, электроэнергия, топливный газ).

Таблица 15 – Стоимость реагентов при абсорбционной осушке газа на ЯНГКМ

Ресурс	Текущее по тех.рег.	Предлагаемое значение	Изменение Показателя кг	Цена за 1 кг Реагента руб	Стоимость руб/ч
Расход ДЭГа кг/ч	4600	9320	4 720	67,9	320 488
Расход метанола в газе кг/ч	193,8	11,25	182,55	27,6	5 037

По таблице, можно утверждать, что предложение по увеличению расхода ДЭГа для снижения расхода метанола по газу убыточна, однако стоит отметить что, в технологической схеме предусмотрено регенерация гликоля, т.е. расход ДЭГ на 4720 кг является разовой мерой.

Первоначальные капитальные затраты необходимые для увеличения расхода ДЭГа, 4720 кг для пуска цикла, составит 320,48 тыс. рублей.

После пуска цикла ДЭГ остается в системе и в дальнейшем регенерируется в установке регенерации ДЭГа предназначенной для восстановления концентрации осушителя. Однако, существуют потери, которые составляют около 0,2% от общей массы. Таким образом, при повышении ДЭГа от 4600 кг до 9320 кг, необходимо подпитать ДЭГом с 4,6 кг/ч до 9,3 кг/ч, следовательно – 4,7 кг/ч  $4,7 \cdot 24 \cdot 67,9 = 7659$  руб/сут.

Также, нужно учесть расход электроэнергии: на работу компрессоров, колонны регенерации, АВО и т.д. Затраты на электроэнергию на осушку 1000 м<sup>3</sup> исходного газа, составляет 0,733 кВт, тогда при расходе 7,6 млн. м<sup>3</sup> /сут затраты на электроэнергию составит 232,11 кВт/ч. Тарифы на электроэнергию в Ямало-Ненецком автономном округе с 1 января по 30 июня 2021 г. 2,97 руб./кВтч, □ в денежном эквиваленте 689,38 руб./ч или 16536 руб/сут. При повышении объёма гликоля с 4600 кг до 9300 кг увеличит энергоёмкость в 2 раза.

Таким образом, затраты на электроэнергию при регенерации ДЭГа составят 33072руб/сут.

Таблица 16 – Расчет экономической эффективности предлагаемого технологического решения

Движение материальных средств, тыс/ руб							
Период, суток	0	1	2	3	4	5	6
Первоначальные затраты	-320,4	0	0	0	0	0	0
Затраты	0	-40,7	-40,7	-40,7	-40,7	-40,7	-40,7
Экономия	0	103	103	103	103	103	103
Денежный поток	0	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
Сальдо денежного потока	-320,4	-258,1	-195,8	-133,5	-71,28	-8,98	53,32

Первоначальные капитальные затраты необходимые для увеличения расхода ДЭГа, 4720 кг для пуска цикла, составит 320,48 тыс. рублей.

Затраты на электроэнергию и заполнение гликолем  $33072+7659=40731$  руб/сут. Экономия выражается сокращением потерь метанола до 87484 руб. в сутки, за счет увеличения расхода материального ресурса (ДЭГа и электроэнергии). В результате оптимизации обеспечивается значительное снижение потерь метанола, из последней таблицы можно заключить, что данное технологическое решение полностью окупает себя через 7 суток.

## 5. Социальная ответственность

В данном разделе рассматриваются методы повышения эффективности борьбы с газовыми гидратами, в частности, рассматриваются технологии оптимизации работы УКПГ-9. Объектом оптимизации является (УРМ) установка регенерации метанола на Ямбургского НГКМ.

На примере подготовки газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения проведен анализ существующих параметров работы УКПГ. Рассмотрена расчетно-технологическая модель абсорбционной осушки газа и проведена ее адаптация по промышленным данным (в частности по анализам составов регенерированного и ВМР, а также рефлюкса). По результатам моделирования установлена целесообразность корректировки технологического режима абсорбционной осушки газа с точки зрения максимально возможного снижения эксплуатационных затрат. В результате оптимизации обеспечивается значительное снижение потерь метанола.

Установка регенерации метанола 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.

Основная работа магистранта, в данной магистерской диссертации это – анализ работы установки регенерации метанола методом ректификации за счет оптимального использования затрачиваемых материальных ресурсов (метанол и ДЭГ).

Цель данного раздела – анализ опасных производственных факторов, которые могут иметь место, при работе с сосудами работающий под давлением более 0,07 Мпа. В частности, на блоках регенерации метанола: прорыв испарителя в части ВМР + разлитие греющего теплоносителя (ДЭГ).

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

Компания ООО «Газпром добыча Ямбург» осуществляет рабочую деятельность вахтовым методом на территории ЯНАО, в северной части Западно - Сибирской низменности на юге Тазовского полуострова. Таким образом, осуществление труда работников данной компании, осуществляется с учетом трудовых норм, изложенные в "Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.04.2002 N 197-ФЗ.

Также, в обязательном порядке соблюдается юридические нормы, ТК РФ Главы 50, а именно «статьи 313- 327» такие как - Гарантии и компенсации лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, Статья 316-Районный коэффициент к заработной плате. Статья 317-Процентная надбавка к заработной плате.

Юридическое регулирование нормы труда работников данной компании следующие особенности:

Рабочее время отдыха, устанавливается в соответствии с трудовым кодексом главы 50. В данной компании продолжительность рабочей смены определяется характером и разностью ночной, или дневной работы в производстве, а также условиями трудового контракта, например, в работе в условиях Крайнего Севера на Ямбурге зимой сильные боковые ветра, которые размазывают дороги водители погрузчика работают ночью. Основные работники УКПГ работают 12 часов в сутки, дневная и ночная смена, как правило в ночную смену допускаются операторы 4-6 разряда. Для работников женского пола, работающие в компании, при работе вахтовым методом, норма часов определяется также ТК 50 главы настоящего закона, оно составляет - 1868 часов в год, для мужчин 1980 часов в год. В рабочее время предоставляется перерыв для отдыха и питания не более 2 часов за рабочий промежуток. Работникам, которые работают вахтовым методом предоставляются ежегодные оплачиваемые отпуска продолжительностью 24 календарных дней.

Заработная плата в некоторых регионах страны, при расчете оплаты труда в расчет берётся районные коэффициенты и различные процентные надбавки к итоговой сумме заработной плате. Районный коэффициент всей территории ЯНАО составляет 1,60 к заработной плате.

Также, выплачиваются процентные надбавки к заработной плате работник, например, первый год работы 10% далее со стажем увеличивается по геометрической прогрессии 20% 30% 40% и так далее, максимальная на континенте составляет 80%.

В целях совершенствования и установления в ОАО «Газпром» единого порядка организации и проведения работ по охране труда и промышленной безопасности (далее - ОТ и ПБ) внедрена Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром» (далее – ЕСУОТ и ПБ). Для установления и достижения целей в области ОТ и ПБ приказом ОАО «Газпром» от 29.07.2009 г. № 235 утверждена Политика ОАО «Газпром» в области ОТ и ПБ.

ОАО «Газпром» при осуществлении всех видов деятельности признает приоритет жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности.

Для реализации Политики и целей ОАО «Газпром добыча Ямбург» в области охраны труда и промышленной безопасности разработаны Ключевые правила безопасности, как единые минимальные требования к безопасному поведению работников.[27].

## **5.2 Производственная безопасность**

### **5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов**

Вредный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его заболеванию.

Выполнение должностных обязанностей на рабочем месте на территории газового промысла сопровождаются следующими вредными производственными факторами:

- повышенный уровень шума;
- пониженная температура воздуха рабочей зоны (в зимний период);
- отсутствие или недостаток естественного освещения;
- отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения;
- аномальные микроклиматические параметры воздушной среды – резкое изменение барометрического давления, относительной влажности и скорости движения воздуха относительно тела работающего на рабочем месте.

Количественные параметры факторов производственной среды и трудового процесса для оператора и машиниста которые делают обход сосудов работающим под давлением, прописаны в Паспорте рабочего места.

Информация о рисках повреждения здоровья, возникающими в производственном процессе и соответствующие меры по управлению рисками указаны в реестре опасностей и рисков в области производственной безопасности. Каждый работник должен быть ознакомлен с реестром опасностей и рисков в области производственной безопасности.

Также, одним из самых вредных производственных факторов это работа с метанолом в данном УКПГ. Концентрация метанола в воздухе рабочей зоны не должна превышать ПДК. При превышении ПДК у работающих с метанолом могут возникнуть отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами исследования.

Работа с метанолом регламентируются «инструкцией по охране труда при работе с метанолом ИОТ-ВР-1-38/ГП-9-2020».

Для предотвращения неблагоприятного воздействия на самочувствие, функциональное состояние, работоспособность и здоровье работника, необходимо соблюдение требований гигиенических нормативов микроклимата рабочего места (СанПиН 2.2.4.548-96).

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;

- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

На рабочих местах, в производственных помещениях операторского типа должны соблюдаться оптимальные микроклиматические условия: температура воздуха +21...23°C, относительная влажность воздуха – 60-40%, скорость движения воздуха – 0,1м/с [31].

### **5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов**

Опасный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его травме.

Выполнение должностных обязанностей работников газового промысла, связано с наличием, возникновением и воздействием отдельных или совокупностью следующих опасных производственных факторов:

- подъемно-транспортные устройства и перемещаемые грузы;
- неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие (например, острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования) части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним, а также жала насекомых, зубы, когти, шипы и иные части тела живых организмов, используемые ими для защиты или нападения, включая укусы;
- движущиеся машины, механизмы и их части;
- движущийся объект: струя жидкости или струя газа (ветер, ударная волна);
- повышенная температура поверхностей оборудования;
- действие электрического тока, вызываемого разницей электрических потенциалов, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги.



### **5.2.3 Комплекс мероприятий, обеспечивающих минимальный уровень опасности производства**

Все работники на ГП-9 должны находиться в специальной одежде, специальной обуви, специальных перчатках, защитной каске и защитных очках, которые предусмотрены «Нормами бесплатной выдачи спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работников» ООО «Газпром добыча Ямбург». При выполнении работ пользоваться предохранительными и защитными приспособлениями (наушники, пояса).

Также, предусмотрен комплекс технических, технологических и организационных мероприятий, обеспечивающих минимальный уровень опасности производства.

К техническим мероприятиям относятся:

- своевременное техническое обслуживание и ремонт оборудования;
- исправность контрольно - измерительных приборов и средств автоматики;
- качественное проведение ремонтных работ;
- в качестве светильников ремонтного освещения для работ на территории кустов газовых скважин использовать взрывопожаробезопасные фонари с аккумуляторными батареями.

К технологическим мероприятиям относятся:

- строгое соблюдение технологического регламента;
- эксплуатация технических устройств при параметрах, соответствующих требованиям паспорта завода изготовителя.

Организационные мероприятия осуществляются в соответствии с требованиями:

- Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», №116-ФЗ от 21.07.1997 г.;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

- Единой системой управления производственной безопасностью в ОАО "Газпром". Основные положения. (СТО Газпром 18000.1-001-2014);
- должностных инструкций, производственных инструкций, инструкций по охране труда, инструкций по эксплуатации оборудования;
- нормативных правовых актов, устанавливающих обязанности работодателя по вопросам обучения, инструктажей по охране труда и аттестации обслуживающего персонала в соответствии с требованиями нормативных документов в области промышленной и пожарной безопасности и охраны труда;
- обеспечение сотрудников средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- Положения об организации административно-производственного контроля за соблюдением требований охраны труда, промышленной и пожарной безопасности в ООО «Газпром добыча Ямбург».

Обслуживающий персонал должен быть обучен, проинструктирован и аттестован в соответствии с требованиями нормативных документов в области промышленной и пожарной безопасности и охраны труда.

Работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной и коллективной защиты, должен быть обеспечен систематический контроль состояния средств защиты.

При несчастном случае на производстве производится расследование, выявление коренных причин, учет и доведение до каждого работника причин и обстоятельств несчастных случаев на производстве, аварий, пожаров в соответствии с действующими положениями и инструкциями [30].

### **5.3 Экологическая безопасность**

Технологические выбросы в атмосферу указаны в соответствии с действующим проектом нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика источников загрязнения атмосферы УКПГ-9 Ямбургского НГКМ

N п/п	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам, т/год	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м <sup>3</sup>	
					Используемый критерий	Значения критерия мг/м <sup>3</sup>
1	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	69,123171	Рассеивание	Несколько раз в год	ПДК м/р	0,20000
2	Азот (II) оксид (Азота оксид)	71,284065	Рассеивание	Несколько раз в год	ПДК м/р	0,40000
3	Углерод (Сажа)	0,111254	Рассеивание	Несколько раз в год	ПДК м/р	0,15000
4	Углерод оксид	1218,518086	Рассеивание	Несколько раз в год	ПДК м/р	5,00000
5	Метан	177,5585352	Рассеивание	Регулярный	ОБУВ	50,00000
6	Метанол (Метиловый спирт)	29,875442	Рассеивание	Несколько раз в год	ПДК м/р	1,00000

При работе с установкой регенерации метанола, а также сепараторами типа НТС загрязнителями почвы и местной фауны являются сточные воды, которые уже отработали прошли все стадии термической обработки.

Для защиты загрязнения гидросферы выполняются следующие мероприятия:

- запрет сброса, использованного водометанольного раствора;
- залив метанола, в технологические ёмкости и в систему шлейфа только в специальных местах, и герметичными рукавами высокого давления;
- жёсткий контроль за показателями местной почвы. Метанол  $\text{CH}_3\text{OH}$  (метиловый спирт, карбинол) – бесцветная прозрачная жидкость, по запаху и вкусу напоминающая этиловый спирт. В соответствии с ГОСТ 2222–95 его плотность при 20 °С составляет 0,791–0,792 г/см<sup>3</sup>, температура кипения – от 64,0°С до 65,5°С, растворим в спиртах и других органических соединениях, смешивается с водой во всех отношениях, температура вспышки +6°С, при

испарении взрывоопасен, концентрационные пределы распространения пламени 6,98–35,5% объемных в смеси с воздухом. В соответствии с классификацией опасных грузов метанол как легковоспламеняющаяся жидкость относится к 3–му классу; предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений – 5 мг/м<sup>3</sup>.

При концентрации метанола в воздухе рабочей зоны, превышающей ПДК, в соответствии с характером выполняемых работ, применять перечисленные СИЗ обязательно.

В производственных помещениях, где используется, хранится метанол (насосные метанола, цех регенерации метанола) должен находиться дежурный комплект СИЗ, СИЗОД согласно «инструкции по ОТ при работе с метанолом СТО Газпром 2-1.19-049-2006».

В газовом промысле на УКПГ-9, основным загрязняющим агентом является использованный метанол ВМР, которая вместе с водой закачивается обратно в пласт. Однако, большая часть ВМР регенерируется установках методом ректификации, которая обеспечивает низкую концентрацию метанола, закачиваемого в продуктивный пласт до допустимых значений, которые соответствует стандарту СТО Газпром 2-1.19-049-2006.

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

На производстве, в большей степени могут случаться чрезвычайные ситуации, которые требуют от персонала четких алгоритмов действий.

Обеспечение пожарной безопасности на территории УКПГ осуществляется в соответствии с требованиями:

- Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (далее - № 123-ФЗ);
- нормативных документов (национальные стандарты, своды правил) содержащих требования пожарной безопасности, в результате применения которых, на добровольной основе, обеспечивается соблюдение требований №123-ФЗ;

– Постановления Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 №390 «О противопожарном режиме»;

– Системы обеспечения пожарной безопасности ООО «Газпром добыча Ямбург».

Со всеми работниками, осуществляющими работы на объектах, в соответствии с требованиями НПБ «Обучение мерам пожарной безопасности работников организаций» (утв. Приказом МЧС России от 12.12.2007 №645), локальных нормативных актов Общества, организовано проведение противопожарных инструктажей и обучения по пожарно-техническому минимуму.

В закрытых производственных помещениях, где возможно выделение в воздух рабочей зоны паров или газов опасных веществ, осуществляется постоянный контроль воздушной среды. Сигналы от датчиков (газоанализаторов) поступают в систему контроля загазованности, которая предназначена для выявления высоких и недопустимо высоких концентраций газа в воздухе (10% по объему от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП) и 20 % по объему от НКПРП соответственно).

При обнаружении высоких и недопустимо высоких концентраций газа (паров) система контроля загазованности включает аварийную звуковую и световую сигнализацию в операторных (пультах управления), а также перед входами в помещения.

При срабатывании приборов сигнализации в производственном помещении оператор ФС должен прекратить все виды работ, покинуть производственное помещение.

Все пожароопасные помещения оснащены системой автоматической пожарной сигнализации.

При поступлении сигнала о пожаре, от датчиков, установленных в помещениях, система автоматической пожарной сигнализации обеспечивает:

включение световой, звуковой сигнализации и речевого оповещения о пожаре на территории.

При срабатывании световой, звуковой сигнализации, речевого оповещения о пожаре работник должен визуальным осмотром убедиться в наличии или отсутствии пожара (ложное или истинное срабатывание).

При обнаружении пожара, либо признаков горения (задымление, повышение температуры, запах гари и т.п.) работник обязан:

а) прекратить все работы, немедленно сообщить об этом по телефону в операторную (пульт управления) и в пожарную охрану (при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию);

б) после передачи информации в пожарную часть необходимо сообщить в отделение скорой медицинской помощи (при пострадавших), своему непосредственному руководителю (мастеру);

в) принять посильные меры по эвакуации людей и тушению пожара.

При возникновении пожара действия в первую очередь должно быть направлены на обеспечение безопасности и эвакуацию людей, оказавшихся в зоне пожара.

Обобщая данный раздел, делаем вывод по анализу социальной ответственности, рассмотрены условия труда, соблюдения законодательств РФ трудового кодекса, по социальной защищенности работников компании в условиях Крайнего Севера. Также, наличие основных вредных производственных факторов, связанные с наличием, опасных и вредных производственных источников, а также комплексные меры их устранения.

Вдобавок изучены источники загрязнения экологии прилегающих территорий газового промысла, основным источником, по результатам анализа является метанол  $\text{CH}_3\text{OH}$  (метиловый спирт, карбинол) которая используется для предотвращения гидратообразования.

Наиболее опасным ЧС является пожар был описан алгоритм действия персонала, работающие в закрытых помещениях. Основные признаки

наступления пожара являются: задымление, запах гари, повышение температуры, отблески пламени, потрескивание горящих предметов [31].

## Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были проанализированы и исследованы следующие задачи:

Во-первых, проанализирована сущность гидратов углеводородных газов (структура газовых гидратов, энтальпия разложения газовых гидратов), а также условия их образования (кристаллообразования происходит при высоком давлении и низкой температуре, наличие большого объема свободной воды). Определены участки наиболее подверженные гидратообразованию (ствол скважины, пзп, газосборный шлейф, внутрипромысловые трубопроводы).

Во-вторых, проанализирован основной метод борьбы с гидратообразованием посредством предупреждения ингибирования метанолом условиях ЯНГКМ УКПГ №9, (сравнения термодинамических ингибиторов и кинетических, преимущества и недостатки). Основная проблема используемого метода заключается в большом объеме расходуемого реагента, в зимнее время затруднительно поддерживать минимально - необходимую концентрацию метанола для предотвращения образования гидратов. При низких расходах газа метанол может достигать конца шлейфа только через несколько суток или даже недель после его подачи. В итоге приходится существенно увеличивать фактический удельный расход метанола. Поэтому концентрация метанола в водной фазе, сепарируемой во входных сепараторах УКПГ может достигать 15-25 мас. %.

В-третьих, проанализирована технология ингибирования эксплуатационных скважин Харвутинской площади ЭУ-11 ГП-9, в частности система подачи метанола на устье скважины, схема включает в себя ингибиторпровод 57х4, общая протяженность которого составляет 263 км. Проблемой эксплуатации из-за наличие многолетней мерзлоты — это просадка опор шагом 4 метров. Также рассмотрен комплекс устьевого оборудования, которая укомплектована рядом технических решений против образования гидратов, преимуществом которого является (автоматический



контроль работы газовых скважин, сбор и передача информации в автоматическом режиме, регулирование и подача заданного расхода ингибитора гидратообразования).

В-четвертых, проанализированы потери метанола в материальных потоках в различных технологических этапах. Как показала исследование основные потери метанола происходит на этапе входа в УКПГ, метанол в силу своей летучести теряется вместе с осушенным газом после абсорбции.

В-пятых, смоделирована технологическая схема с помощью которого были изменены рабочие параметры абсорбера (в рамках технологически возможных пределов) за счет снижения точки росы  $T_{ТВ}$ , уменьшается концентрации метанола в осушенном газе.

Таким образом, снижение точки росы при фиксированной температуре протекания процесса абсорбции, достигнута путем варьирования удельного расхода рДЭГ с 14,5 до 29,4 кг/1000м<sup>3</sup> унос метанола вместе с осушенным газом снижается до 11,2 кг/ч вместо 193 кг/ч.

В-шестых, на основе анализа потерь метанола в технологической схеме, были регулированы рабочие параметры УРМ, целью которого являлся снижение содержания метанола в промышленных стоках, в следствие чего увеличился концентрация регенерированного метанола в дистилляте.

Наиболее оптимальные значения работы колонны где концентрация метанола достигается 99% при температуре вверх 67° и низа 112°. Также была исследована взаимосвязь наибольшей концентрации в зависимости от давления, оптимальные которые находятся в значении 90-115 кПа ректификации. По результатам расчета материального баланса колонны при расходе ВМР 10222 кг/ч, давлении 101 кПа, температуре вверх-67 и низа-112, состав % масс. вода-78,5, метанол-21,5, нашли необходимое количество теоретических тарелок, в нижней-5, верхней-7.

В-седьмых, проанализированы затраты на покрытие потребности в антигидратном ингибиторе метаноле. Оценена экономическая эффективность технологических предложений по сокращению расхода метанола, в результате

чего капитальные необходимые для увеличения рДЭГа 4720 кг для пуска цикла, составит 230,48 тыс. рублей. Экономия выражается сокращением потерь метанола до 87484 рублей в сутки, результате оптимизации обеспечивается значительное снижение потерь метанола.

## Список использованных источников

1. Елистратов А.В., Борисов А.В., Истомина В.А., 2012. Деструкция абсорбента и коррозия технологического оборудования на установках гликолевой осушки газа, 56. Москва: ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

2. Елистратов А.В., Лаухин Ю.А., Миронов В.В., Чикалова Л.Г., Проценко Т.А., 2013. Реконструкция установок регенерации гликоля Ямбургского НГКМ. Вести газовой науки. 4: 93-98.

3. Ефимов В.В., Халиулин Д.В., 2012. Предупреждение образования газовых гидратов на элементах внутренних устройств входных сепараторов при промышленной подготовке газа сеноманской залежи Ямбургского НГКМ. Экспозиция Нефть Газ. 1: 17-20.

4. Ефимов В.В., Халиулин Д.В., 2012. Влияние технологических осложнений завершающей стадии разработки Ямбургского месторождения на качество промышленной очистки продукции сеноманской залежи. Экспозиция Нефть Газ. 5: 68-74.

5. Истомина В.А., Бурмистров А.Г., Дегтярев Б.В., Лакеев В.П., Тихонов В.Н., Квон В.Г., 1991. Предупреждение гидратообразования в системах сбора и внутрипромыслового транспорта углеводородного сырья, 37. Москва: ВНИИЭГазпром: 2-11.

6. Кудияров Г.С., Истомина В.А., Егорьичев А.В., Стоноженко И.В., Ротов А.А., Сергеева Д.В., 2017. Особенности функционирования систем внутрипромыслового сбора газа на поздней стадии разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Статья SPE, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, Москва, 16-18 октября. SPE-187736-RU. <https://www.onepetro.org/conferencepaper/SPE-187736-RU>

7. 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.

8. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Перевод с английского. – М.: ЗАО «Премииум Инжиниринг», 2007. – 316 с.

9. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985. – 232 с.

10. 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

11. 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.

12. 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>

13. 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)

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

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

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

17 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>

18. Патент СССР SU 1350447, 30.05.1986 Способ подготовки углеводородного газа к транспорту // Ставицкий В.А., Истомина В.А., Сулейманов Р.С., Лакеев В.П., Бурмистров А.Г., Колушев Н.Р., Кульков А.Н. 94 [Электронный ресурс]. URL: <http://patents.su/4-1350447-sposob-podgotovkiuglevodorodnogo-gaza-k-transportu.html>

19 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>

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

21 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=620822>

22 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/>

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

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

25 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)

26 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/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/95](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/95)

27 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)

28 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)

29 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>

30 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>

31 ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс] URL: процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/901865870>

## Приложение А

### MODELING OF TECHNOLOGICAL SCHEMES AND IMPROVING THE EFFICIENCY OF METHANOL REGENERATION

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Жирков Прокопий Викторович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Орлова Ю.Н.	к.ф.-м.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Уткина А.Н.	к.филол.н.		

## 1. MODELING OF TECHNOLOGICAL SCHEMES AND IMPROVING THE EFFICIENCY OF METHANOL REGENERATION

### 1.1 General characteristics of the installation

The integrated gas treatment unit №9 (gas processing facility, GPF) is designed for collecting natural gas operational area-11, operational area-10 and operational area-9, cleaning it from mechanical impurities, drip liquid and subsequent drying from moisture, in order to prevent hydrate formation in the main gas pipelines during further transport.

Commercial products of GPF-9 are purified and drained gas in accordance with the STO Gazprom 089-2010. Gas from the zone of operational area -10 and operational area -9, separated at GPF-10, is supplied to GPF-9 via an underground heat-insulated gas pipeline. Gas preparation is carried out by the method of absorption drying at low temperatures (minus 3°C□plus 5°C) and decreasing pressure (the first stage of the DCS is connected after drying, the second-both before and after drying). Gas drying is carried out on ten production lines with a capacity of up to 10 million m<sup>3</sup>/day each at a pressure of 4-9 MPa. Dehumidifier recovery takes place at glycol regeneration plants. The design capacity of the plant varies depending on the gas capacity of the GPF and its input parameters (from 4600 to 9320 kg/h for the regenerated absorbent). Regeneration is performed at atmospheric pressure or under vacuum, depending on the required concentration, at a cube temperature of 135°□165°C. Heat is supplied to the system in furnaces with a twisted coil during liquid-phase heating of the product under pressure with recirculation. To prevent hydrate formation in the well and in the gas pipeline plumes, the supply of methanol is provided. Also, before mixing the gas flows from OA-11 and GPF-10, methanol is pumped into the collector. Regulation of the flow rate of methanol supplied to each line of the inhibitor is automatic.



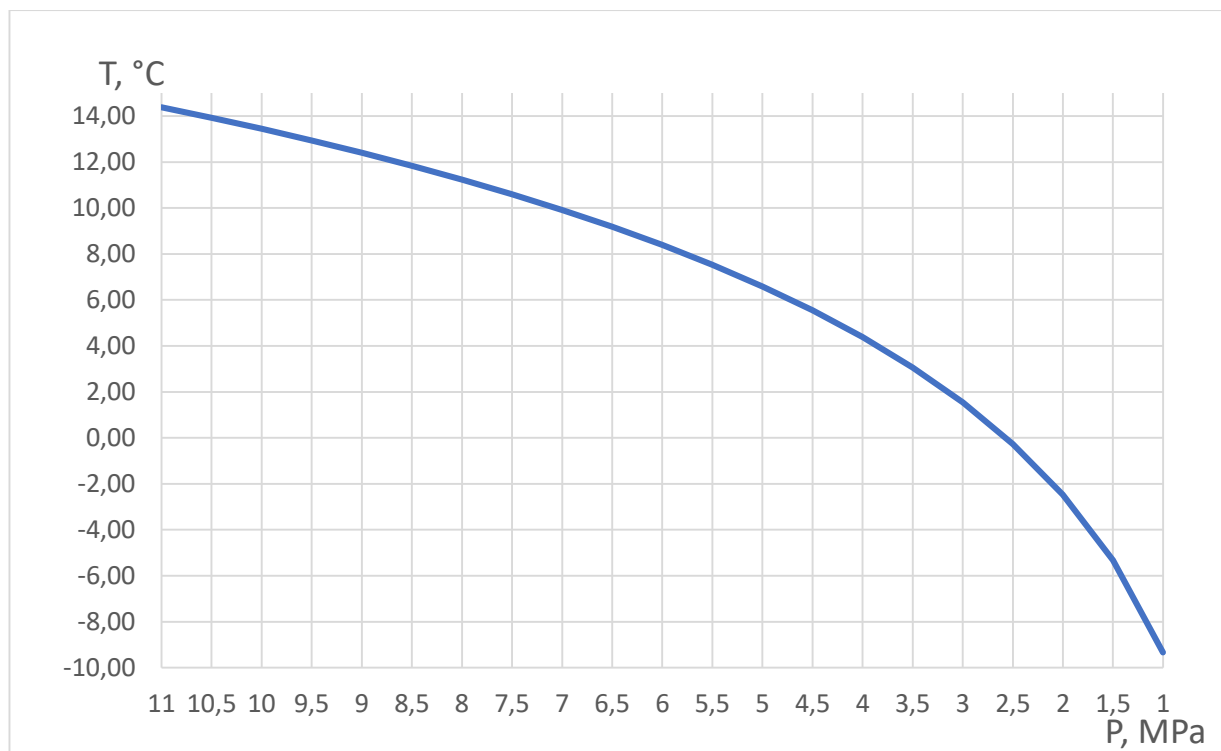


Figure 1-The temperature of the beginning of hydrate formation at different pressures GF-9 (Gas Fishing) Harvutinskaya square

As an inhibitor of hydrate formation, methanol is used and its recovery takes place in a plant with a capacity of 1 to 3 tons/h for saturated methanol. The capacity of the plant varies depending on the gas capacity of the gas storage unit, the operating modes of the gas collection networks, and the time of year.

### 1.2 Simulation of a methanol recovery plant

For the simulation of the technological scheme, the software package "UniSim Design" is used – this is a comprehensive program that makes it possible to design, create, for example, models of technological processes that provide a resource to analyze stationary and dynamic flows. In the complex "Unisim design" there is a huge catalog of packages that are used in technological operations, which take into account the methodological calculations of phase equilibrium, which allows you to reliably calculate a wide range of technological objects [17]. The analysis of the current parameters of the integrated gas treatment units of the Cenomanian deposit of the Yamburg field shows that part of the methanol is carried away along with the drained gas. Thus, the purpose of the simulation is to optimize

the technological parameters of the methanol regeneration process by reducing the dew point temperature in water, which will allow additional extraction of methanol vapors for its secondary use. However, there is a condition that a decrease in the dew point is achieved as a result of an increase in the flow rate of DEG. When modeling the technological scheme of the methanol recovery unit, as part of the integrated gas treatment unit, summary data of engineering networks were used.

According to the results of this comprehensive survey of the technological equipment of the integrated gas treatment plant-9:

- The content of mechanical impurities in the separation gas did not exceed  $0.2 \text{ mg} / \text{m}^3$  and corresponds to the technological norm of no more than  $5 \text{ mg}/\text{m}^3$ ;

- The gas consumption of the absorbers is 317 thousand  $\text{m}^3 / \text{h}$  at a pressure of 4.3 MPa;

- The dew point temperature of gas in water ( $TTR_V$ ), measured after the absorbers, reduced to a pressure of 4.3 MPa, has values in the range from  $-19.1$  to  $-21.7^\circ\text{C}$ ., meets the requirements of STO Gazprom 089-2010;

- Regenerated methanol concentration 84% by weight;

- The content of methanol in the BMP supplied for regeneration is 55% by weight. The total mineralization of the BMP received for regeneration is  $3.7 \text{ g}/\text{l}$ . Modeling of the technological scheme of the complex gas treatment plant-9 was carried out in the software package "UniSim Design" based on the thermodynamic package Peng Robinson in static mode, which is shown in Figure 2.

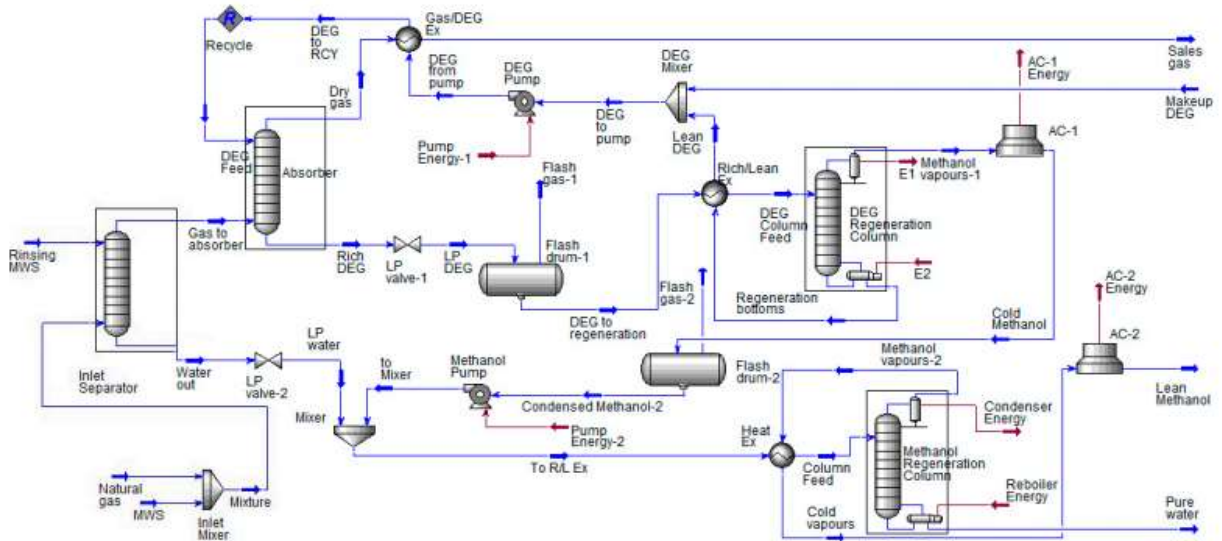


Figure 2-Model of technological processes and technological schemes of the integrated gas treatment plant-9

The constructed model is a stripped-down version of the existing model to simplify the simulation, recycling is carried out as follows: Feedstock, natural gas ( $\text{CH}_4$  - 98.95;  $\text{C}_2\text{H}_6$  - 0.10;  $\text{CO}_2$  - 0.04;  $\text{N}_2$  - 0.89;  $\text{Ne}_2$  - 0.013) "flow Gas" with a flow rate of 317 thousand  $\text{m}^3$  /h. at a pressure of 4300 kPa and a temperature of  $1.7^\circ\text{C}$ . The dependence of the module performance on the pressure is shown in Figure 3.

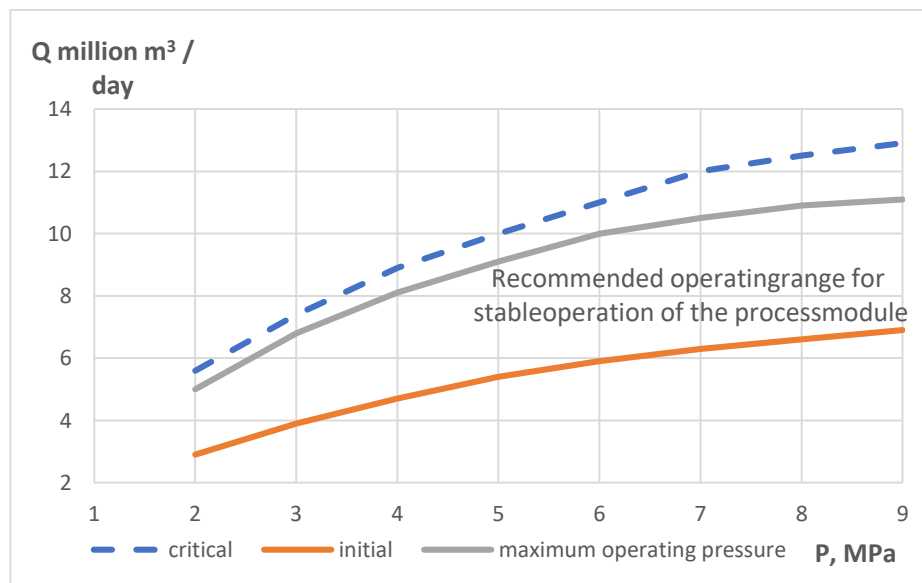


Figure 3-Recommended graph of the dependence of the performance of the gas drying separator-absorber process module on the pressure for the integrated gas treatment plant-9

In parallel, there is a mixture of MWS with a mass flow rate of 687 kg / h (methanol 55% by weight. Water 45% by weight.) "MWS flow", under the same thermobaric conditions. After the mixer (the "Mixture" flow) enters the washing separator "S-201" which is designed for cleaning the gas from liquid and mechanical impurities, washing the gas from salts and finally separating it before drying. For gas separation, a "MWS" is found. Then the gas phase is separated from the saturating flow. The separated gas enters the absorber "A-201", irrigated with regenerated DEG supplied by pumps "N-408" absorption drying is carried out at a pressure of 4300 kPa. Further, after absorption drying, the gas with a dew point temperature of gas over water ( $TTR_V$ ) equal to  $-21^{\circ}\text{C}$  passes through the recuperative heat exchanger "Rtbn-1" and enters the gas connection pipeline and then into the main pipeline system. Saturated DEG with a concentration of 80-90% wt. ("DEG" flow) from the absorber A-201 through the control valve CILR2 is sent to the heat exchanger, where it is heated to  $+130^{\circ}\text{C}$ , then fed to the desorber "K-301", where the concentration of the desiccant is restored. To obtain a solution of DEG with a concentration of 97.5-99.5% by weight. steaming of water from the DEG is carried out at a pressure of 63 kPa, at a cube temperature of  $165^{\circ}\text{C}$ . The dependence of the DEG concentration on the regeneration parameters is shown in

Table 1. Table 1-Effect of DEG regeneration parameters on the concentration of the absorbent

Concentration % by weight.	Temperature, °C						
	166	164	162	160	158	156	154
	Atmospheric pressure,						
98,1	0,6295	0,5966	0,5652	0,5353	0,5066	0,4793	0,4533
98,1	0,6583	0,6240	0,5913	0,5600	0,5301	0,5016	0,4745
97,9	0,6071	0,6514	0,6173	0,5847	0,5536	0,5239	0,4956
97,8	0,7158	0,6787	0,6433	0,6094	0,5770	0,5461	0,5167
97,7	0,7445	0,7060	0,6692	0,6340	0,6004	0,5683	0,5377
97,6	0,7732	0,7333	0,6951	0,6586	0,6238	0,5938	0,5588
97,5	0,8018	0,7604	0,7209	0,6832	0,6471	0,6126	0,5797
97,0	0,9437	0,8954	0,8492	0,8050	0,7628	0,7224	0,6839
96,5	1,0840	1,0290	0,9757	0,9252	0,8769	0,8307	0,7866

Further, the regenerated glycol " DEG "is fed for cooling to the recuperative heat exchanger" Rtbm "to +65° C, from where it is pumped by pumps H-408 to the heat exchanger" Rtbm1", where it is cooled to +30°C after that, it is fed to the gas treatment unit for irrigation in the absorber A-201. Water, methanol and hydrocarbon vapors (water□37.7%mol., methanol-51.3%mol., gas□11%mol.) outgoing from the top of the desorber, condense in Bx-302 and enter the "ABO-1" where it is cooled to a temperature of +23°C, then the water-methanol solution enters the weathering device "B-401" for degassing. The degassing gas is sent to the gas reduction point for its own needs, and the saturated methanol is supplied to the URM K-401 methanol recovery unit. Saturated water-methanol solution (water 80% mol. methanol 20% mol.) the "nVMR" flow separated in the S-201 separator passes through the KIZ3 valves, which protects against emptying and gas leakage. In the "mixer-3", the nVMR is mixed with the degassed distillate of URD, which is saturated with methanol, then the mixture enters the recuperative heat exchanger "Rtbm-2" where it is heated to +93°C and goes to the installation "K-401". The regeneration of methanol is carried out in a distillation column at a pressure of 80 kPa and a cube temperature of 95-115°C. Thus, the capacity of the URM for regenerated methanol is 0.4 m<sup>3</sup> / h, the concentration of regenerated methanol is 84% wt., after rectification, the methanol is cooled in the heat exchanger "Rtbm and ABO-2" and then enters the sealed containers for storing methanol. Low-methanol reservoir water concentration (water-97.78% mol; methanol-1.93% mol.) from the evaporator "I-401-1" is supplied for disposal.

### 1.3 Effects of DEG consumption on the methanol extraction process

The special features of the devices (absorbers, separators and diethylene glycol regeneration units, methanol regeneration units) include a low contact temperature, especially in the conditions of the Far North. In the simulation, the contact temperature is in the range from +11 to+17°C, the contact pressure in the absorber is 4.3 Mpa, and the pressure in the methanol ratification column is 80 kPa. As a result, the regenerated diethylene glycol in the "A-201" absorber extracts

methanol vapors during the gas drying process, as a result, 1% of methanol is lost in the stream before the diethylene glycol regeneration unit, the rest goes to the methanol regeneration unit. Among other things, the lion's share of the loss of methanol is the entrainment of 49% of the total mass of methanol by the drained gas after the absorber "A-201", this feature of the device indicates the need for optimal regulation of the absorption drying process with minimal operating costs and maximum extraction of methanol vapors. From all the above, it is calculated that increasing the consumption of DEG supplied to the absorber "A-201", will make it possible to effectively separate the methanol from the gas, thereby reducing the amount of non-returnable losses of methanol with gas. The variable parameter of the study is the specific consumption of regenerated diethylene glycol in the "A-201" absorber. The calculation part of this model was carried out under the following conditions:

Table 4-Parameters of the absorber operation

Gas consumption, thousand m <sup>3</sup> /h	gas temperature, °C	gas pressure, kPa	absorber pressure, kPa	water dew point temperature °C
317	1,7	4300	3700	-19,1

Regenerated diethylene glycol with the mass composition: DEG-98.4% wt; water-1.2% wt; methanol-0.4% wt. The consumption of regenerated diethylene glycol for the A-201 absorber varies from 4600-9320 kg / h, the gas consumption for the gas drying unit is 7.6 million m<sup>3</sup> / day. The capacity of the plant varies depending on the gas capacity of the plant from 4620 to 9320 kg/h for the regenerated absorbent.

Table 5-Dependence of the flow rate of regenerated diethylene glycol and the main parameters of the model

rDEG consumption in the absorber A-201, kg / h	Total loss of methanol in the drained gas, kg / h	Gas consumption, thousand m <sup>3</sup> / h	Dewpoint temperature of the dried gas according to WMS, °C	Specific consumption of rDEG, kg/1000 m <sup>3</sup>	The content of methanol after the absorber A-210, g/1000 <sup>3</sup>
4600	193,8	317	-19,1	14,5	612,3
5600	150,2	317	-21,8	17,6	459,2
6600	101,2	317	-24,1	20,8	302,4
7600	50,4	317	-25,9	23,9	146,7
9320	11,9	317	-27,7	29,4	89,7

The dew point parameters are determined according to the technical regulations, the dew point (below minus 20 °C) is explained by the variability of the environmental parameters and the gas-liquid flow at the entrance to the installation. The table shows that with an increase in the flow rate of rDEG supplied after the recycle to the absorber A-201 for drying raw gas, from 4600 to 9320 kg / h, which corresponds to the value of the specific flow rate of rDEG from 14.5 to 29.4 kg per 1000 /m<sup>3</sup>. The content of methanol in the dried gas after the absorber A-201 at a flow rate of 9320 kg/h decreases by 89.7 g/1000<sup>3</sup>. The increase in gas consumption from 14.5 to 29.4 kg/1000 m<sup>3</sup> of methanol together with the drained gas is reduced to 11.2 kg/h instead of 193 kg/h.

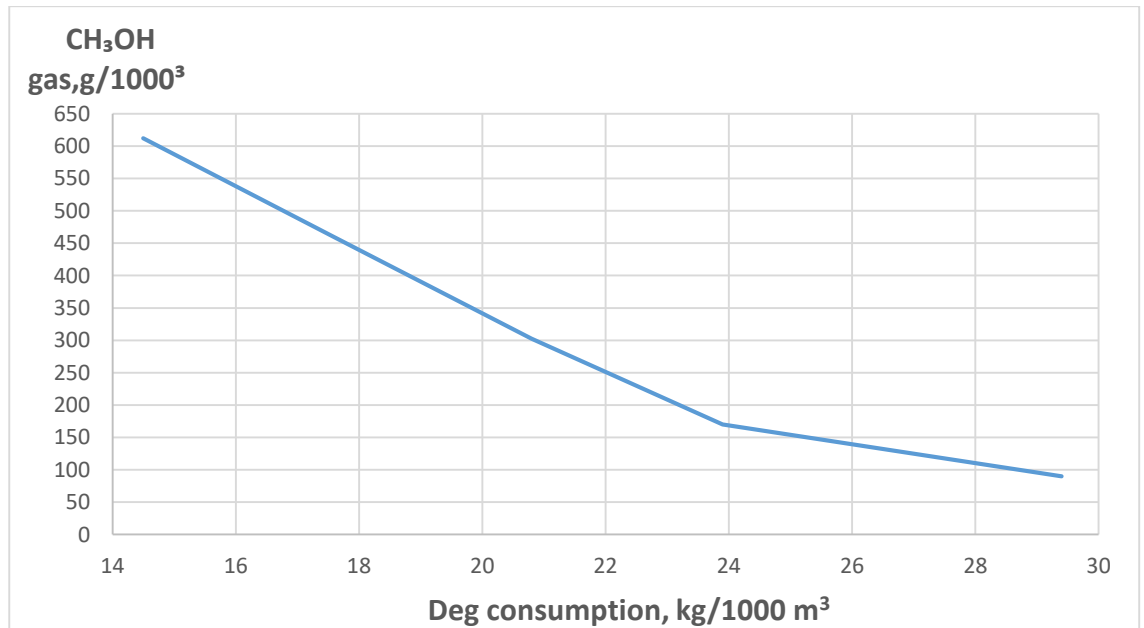


Figure 6-Dependence of the methanol content in the drained gas on the specific consumption of DEG

Thus, an increase in the specific consumption of the regenerated DEG sent to the absorber will minimize the entrainment of methanol by gas by 182 kg/h, the daily savings of which will be 4368 kg. Possible entrainment of methanol is also possible through saturated diethylene glycol the dependence of the flow rate of regenerated diethylene glycol on the content of methanol in the saturated DEG stream is studied.

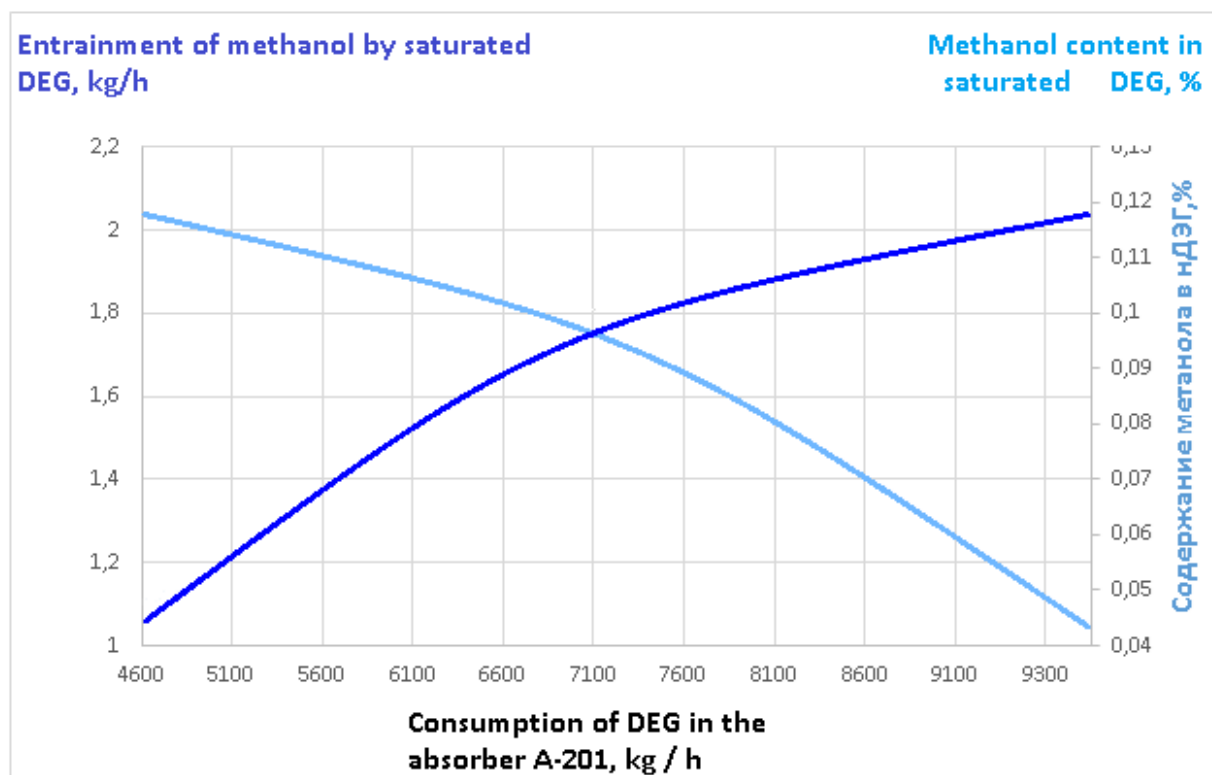


Figure 7-Effect of regenerated DEG consumption on the entrainment of methanol in saturated DEG

After the absorption drying of the gas, the entrainment of methanol in the composition of saturated DEG increases, despite the decrease in the concentration in the composition of the same saturated DEG, this effect is explained by an increase in the consumption of regenerated diethylene glycol for irrigation. Thus, an increase in the feed of the regenerated DEG into the absorber from 4600 to 9320 kg / h, significantly reduces the loss of methanol in the drained gas.