

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) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Сравнительный анализ процессов осушки природного газа от примесей воды
УДК <u>622.279.8:66.074.5.081.3</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Талл Фатимата		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021_ г.

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

Инженерная школа Природных ресурсов
Направление подготовки - Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы (НОЦ) 21.04.01 Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

Зятиков П.Н.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Талл Фатимата

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	97 – 3 / с 07.04.2021
---	-----------------------

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет научной информации по китайским месторождениям, графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Оценка технического уровня технологий осушки природного газа;2. Анализ существующих технологий осушки природного газа и выявленных проблем, основные требования к качеству осушенного газа;3. Моделирования абсорбционной осушки в программе unisim и технологический расчет адсорбции;4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;5. Социальная ответственность6. Формирование выводов о проделанной работе
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none">1. Равновесное влагосодержание природного

	газа при различных температурах и давлениях; 2. Структуры газовых гидратов; 3. Технологическая схема установки абсорбционной осушки; 4. Сравнения распределение пор силикагеля по размерам с другими основными сорбентами; 5. изотермы адсорбции воды на различных широкопористых аморфных кремнеземах при комнатной температуре (после обработки кремнезёмов при 200 °С); 6. Классификация изотерм 7. Принципиальная схема установки осушки газа твердым адсорбентом 8. Зона массообмена адсорбционной колонки и кривая прорыва
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент ОНД
«Социальная ответственность»	Сечин Александр Иванович, профессор ТПУ
Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШПИБ	Миронова Вероника Евгеньевна, к.ф.н., старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Research and Optimization of triethylene glycol (TEG) dehydration in a natural gas processing plant	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н, профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Талл Фатимата		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Талл Фатимата

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему разработки месторождения концентрических лифтовых колонн»</i>	Стоимость ДЭГа и ТЭГа у разных поставщиков в России. Стоимость на транспортировки гликоля в России.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Исходя из данных ООО «Газпром добыча Уренгой»
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определение эффективности применения ТЭГа вместо ДЭГа.
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет потери ТЭГа и ДЭГа при абсорбции Расчет затраты с ТЭГом и с ДЭГом при абсорбции.

Перечень графического материала

Таблицы:
 – Стоимость ДЭГа и ТЭГа в России
 – Стоимость на транспортировки гликоля в России.
 – Общая стоимость ДЭГа в России
 – Общая стоимость ТЭГа в России
 Оценка общей стоимости гликоля при абсорбции
 Потери гликоля в зависимости от степени концентрации ТЭГа
 Затраты на компенсации потери ТЭГа
 Общее Затраты с ТЭГом при абсорбции
 Общее Затраты с ДЭГом при абсорбции

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		27.03.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Талл Фатимата		27.03.2021 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Талл Фатимата

ШКОЛА	Инженерная школа природного ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефте- газовое дело

Тема дипломной работы: «Сравнительный анализ процессов осушки природного газа от примесей воды»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<ul style="list-style-type: none"> • Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения) <p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Объект исследования – подготовка природного газа на УКПГ Область применения – газовые месторождения – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p style="text-align: center;">Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствия показателей нормативному требованию; <p style="text-align: center;">Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p style="text-align: center;">Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. 	<p>Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты; • привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления, • категорию пожароопасности помещения, • марки огнетушителей, их назначение. <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги,</p>

<ul style="list-style-type: none"> • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень НТД, используемых в данном разделе, • схема эвакуации при пожаре, • схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.20 г.
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин А.И	д.т.н.		26.02.20 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Талл Фатимата		26.02.20 г.

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 организовывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; 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	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать	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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
числе здоровье (сбережение)	приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	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, систематизируя и обобщая 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
---	--------------------------------------	--	--------------------------------	-----------------------------------

Тип задач профессиональной деятельности: Педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, обеспечения подготовки аттестации специалистов для и	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, 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				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3. Контроль и сопровождение	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа

	<p>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>ОТФ Е «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>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>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</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>
			<p>ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности</p>	<p>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</p>
<p>Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский</p>				

<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p> <p>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для 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 Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021</p> <p>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03.2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>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</p>	<p>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</p>
			<p>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</p>	<p>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</p>

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертационная работа содержит 127 страниц, 21 рисунок, 34 таблиц, 2 приложения, 46 источников.

Ключевые слова: природный газ, абсорбционная и адсорбционная осушка, абсорбер, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, цеолиты, силикагели, точка росы по влаге, гидраты.

Объектом исследования: технология абсорбционной и адсорбционной осушки газа на месторождении X.

Цель работы: повышения эффективности технологий подготовки природного газа абсорбцией на газовых месторождениях и обоснование эффективности технологии адсорбционной осушки.

В работе была проанализирована эффективность абсорбционной осушки газа с помощью ТЭГа и адсорбционной осушки твердыми осушителями. С помощью программы Unisim моделирован процесс абсорбционной осушки газа.

показано, что содержание воды в исходном сыром газе которое составляло $0,6 \text{ г/м}^3$, снижено до $0,015 \text{ г/м}^3$. Регенерация ТЭГа с помощью азеотропного агента обеспечивает более высокую концентрация ТЭГа и меньше потери гликоля, чем регенерация с отпарного газа. Теоретический расчет адсорбционной осушки показал, что энергозатрат на регенерацию используя цеолит больше чем силикагель и степень очистки газа составляет $0,004 \text{ г/м}^3$, что в 3,7 раз лучше, чем абсорбционным способом.

Практическая значимость работы: определение оптимальных технологических параметров работы установки осушки и рекомендации по выбору эффективного процесс отчистки и регенерации гликоля позволят усовершенствовать систему промышленной подготовки газа.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	16
Глава 1 Литературный обзор.....	19
1.1 Природный газ.....	19
1.1.1 Транспортные и коммерческие характеристики газа.....	22
1.1.2 Теоретические основы переработки газа.....	25
1.2 Общие сведения о газовых гидратах.....	27
1.2.1 Строение и свойства газовых гидратов.....	28
1.3 Осушка природного газа.....	30
1.3.1 Абсорбционная осушка природного газа.....	31
1.3.1.1 Описание процесса осушки с ТЭГ.....	32
1.3.1.2 Оптимизация системы осушки ТЭГом.....	34
1.3.2 Адсорбционная осушка природного газа.....	37
1.3.2.1 Адсорбенты.....	38
1.3.2.1 Изотермы адсорбции.....	41
1.3.2.2 Описание процесса адсорбции.....	45
1.3.2.3 Оптимизация системы осушки адсорбентом.....	48
Глава 2 Исследование и оптимизация процесса абсорбционной осушки на газовые месторождения X.....	52
2.1 Процесс моделирования осушки газа в программе Unisim design.....	52
2.1.1 Описание процесса моделирования.....	56
2.1.2 Результаты моделирования.....	59
2.2 Анализ и оптимизация процесса абсорбции.....	65
2.2.1 Влияние расхода ТЭГ на содержание сухого газа.....	65
2.2.2 Влияние температуры контакта газа на точку росы газа.....	66
2.2.3 Анализ гидратообразования.....	67
2.2.4 Регенерация гликоля с помощью отпарного газа.....	69
2.2.5 Регенерация гликоля с помощью азеотропного агента.....	72
Глава 3 Исследование и анализ процесса адсорбционной осушки на газовом месторождении X.....	75
3.1 Технологической расчет адсорбера.....	75
3.2 Результаты проектирования.....	83

Глава 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоёмкость	85
4.1 Определение стоимости гликоля и стоимости на транспортировки	85
4.2 Определение общей стоимости гликоля.....	88
4.3 Определение количества и стоимости абсорбента.....	90
4.4 Экономическая эффективность использования ДЭГ и ТЭГ	93
Глава 5 Социальная ответственность.....	98
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	98
5.1.1 Охрана труда.....	98
5.1.2 Рабочее время и время отдыха.....	99
5.1.3 Рабочая зона.....	99
5.1.4 Заработная плата	100
5.2 Производственная безопасность.....	100
5.2.1 Анализ вредных факторов.....	101
5.2.2 Средства индивидуальной и коллективной защиты.....	106
5.3 Экологическая безопасность.....	106
5.3.1 Анализ воздействия объектов на атмосферу	106
5.3.2 Анализ воздействия объектов на литосферу.....	107
5.3.3 Анализ воздействия объектов на гидросферу.....	108
5.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	109
Заключение	112
Список используемых источников	115
Приложение 1	120
Приложение 2	121
Т	
о	
с	
7	
4	
0	
4	
1	
2	
5	
0	
2.2 Анализ опасных факторов.....	104

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УКПГ – установка комплексной подготовки

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ТТР_в – температура точки росы по воде;

Ч.С. – чрезвычайные ситуации

Введение

Природный газ - это экономически жизнеспособное ископаемое топливо, которое имеет конкурентоспособные цены, экономичное топливо и в остальном «чище», чем другие первичные источники энергии, такие как уголь или нефть.

Благодаря новым технологиям в мире открываются все более крупные запасы газа.

Россия остается крупнейшей газодобывающей страной в мире.

По мнению ООН, газ - это мост к возобновляемым источникам энергии. Газ выделяет меньше CO₂, чем нефть и уголь, дешевле и проще в эксплуатации.

Актуальность темы:

Природный газ транспортируется в районы потребления по газопроводам, протяженность которых может составлять несколько тысяч километров.

В цепочке повышения качества природного газа необходимо отделить токсичные газы, в основном, сероводород (H₂S), диоксид углерода (CO₂), но также и особенно воду, поскольку контакт с этими газами может создать некоторые эксплуатационные проблемы вовремя транспортировки.

По этой причине всегда требуется подготовка и обработка газа перед транспортировкой. Эта подготовка и обработка газа важна не только для соответствия рыночным спецификациям, но и по причинам безопасности, уменьшения эксплуатационных проблем (например, коррозия труб и оборудования кислотными соединениями) и для уменьшения выбросов парниковых газов в атмосферу.

Удаление воды может осуществляться разными методами (химическими, физическими). Наиболее широко используемые, абсорбционные и адсорбционные методы описаны в литературе. Обычно они очень эффективны при селективном удалении воды и кислых газов, но требуют затрат энергии.

Цель магистерской работы: повышения эффективности технологий подготовки природного газа абсорбцией на газовых месторождениях и обоснование эффективности технологии адсорбционной осушки.

Задачи:

1. Изучить литературные работы по технологии осушки природного газа в полевых условиях;
2. Смоделировать и проанализировать оптимальные технологические параметры работы установок осушки по абсорбции.
3. Провести анализ теоретического расчета процесса адсорбционной осушки газа;

Объект исследования: технология абсорбционной и адсорбционной осушки газа на газовых месторождениях.

Предмет исследования: параметры и схемы работы установок осушки природного газа.

Предполагаемая научная новизна работы:

1. Установлены оптимальные параметры работы абсорбера.
2. Определены достоинства и недостатки существующих технологий подготовки природного газа.
3. Проведено сравнение способов регенерации ТЭГа и сделан выбор наиболее эффективного при подготовке газа.

Практическая значимость работы: определение оптимальных технологических параметров работы установки осушки и рекомендации по выбору эффективного процесса очистки и

регенерации гликоля позволят усовершенствовать систему промышленной подготовки газа, что приведет к получению более качественного сырья при меньших затратах осушителя.

Реализация и апробация работы: результаты по теме ВКР были представлены в 2020 и 2021 годах на XXIV и XXIV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

Глава 1 Литературный обзор

1.1 Природный газ

Природный газ представляет собой смесь, состоящую в основном из углеводородов парафиновой природы с преобладающим содержанием метана и в меньших количествах этана, пропана, бутана и других более тяжелых соединений [1]. Обычно он также содержит «загрязнители», такие как водяной пар, меркаптаны, двуокись углерода (CO_2), азот, сероводород (H_2S), ртуть и гелий, которые снижают его теплотворную способность и могут вызвать проблемы при эксплуатации [2]. Состав природного газа варьируется в зависимости от месторождения, пласта или коллектора, из которого он добывается. Поскольку состав природного газа никогда не бывает постоянным, существуют стандартные методы испытаний, с помощью которых можно определить состав природного газа и, таким образом, подготовить его к использованию.

Природный газ - это универсальный источник энергии, который можно использовать в качестве топлива в различных областях, таких как производство тепла, холода и электроэнергии для бытовых, коммерческих и промышленных целей, или в качестве сырья в химической промышленности.

Как и нефть, природный газ образуется в результате преобразования органических веществ животных и растений, подвергшихся действию бактерий под высоким давлением и высокими температурами в течение миллионов лет.

Природный газ, добываемый из геологических резервуаров, бывает самых разных составов. Разновидности газового состава можно разделить на три отдельные группы: несвязанный газ, который встречается на традиционных газовых месторождениях, попутный

газ, который встречается на традиционных нефтяных месторождениях, и нетрадиционный газ.

1) Традиционный газ

Традиционный газ обычно находится в коллекторах с проницаемостью больше 1 миллидарси ($>1\text{мД}$) и может быть извлечен с помощью традиционных методов извлечения.

Кроме того, существует несколько общих определений, которые были применены к природному газу:

Бедный газ - это газ, в котором метан является преобладающим основным компонентом, а другие углеводородные компоненты находятся в небольшом меньшинстве, в то время как влажный газ содержит значительные количества углеводородных производных с более высокой молекулярной массой.

Газовый конденсат (иногда называемый конденсатом) представляет собой смесь углеводородных жидкостей с низкой температурой кипения, получаемую путем конденсации паров этих углеводородных компонентов либо в скважине, либо в процессе выпуска газового потока из скважины.

❖ Попутный газ

Попутный газ производится при добыче сырой нефти и представляет собой газ, связанный с сырой нефтью. Нефть не может быть добыта без добычи попутного газа, который выходит из раствора, поскольку давление снижается на пути к поверхности и на поверхности. Правильно спроектированное заканчивание нефтяных скважин и хорошее управление резервуаром используются для минимизации добычи попутного газа, чтобы сохранить максимум энергии в резервуаре и, таким образом, увеличить конечную добычу сырой нефти.

Сырая нефть в коллекторе с минимальным или нулевым растворенным попутным газом встречается редко.

❖ Несвязанный газ

В дополнение к природному газу, содержащемуся в нефтяных резервуарах, существуют также резервуары, в которых природный газ является единственным потребителем и называется несвязанным газом. Как и в случае попутного газа, основной составляющей несвязанного газа является метан, углеводородные производные с более высокой молекулярной массой также могут присутствовать, но в меньших количествах, чем в попутном газе.

Таким образом, несвязанный газ (иногда называемый газом из газовых скважин) добывается из геологических пластов, которые обычно не содержат много сырой нефти или более высококипящих углеводородных производных (газовых жидкостей), чем метан, если вообще содержат их. Система улавливания несвязанного газа несколько проще, чем система улавливания попутного газа. Переработка несвязанного газа несколько менее сложна, чем обработка попутного газа. Как правило, несвязанный газ течет вверх по добывающей скважине под действием энергии коллектора, а затем через регулирующие клапаны на устье скважины и по выкидной линии к установке для обработки устья скважины.

На этом этапе первым вариантом обработки является снижение температуры газа до точки, зависящей от давления в трубопроводе, чтобы компоненты с более высокой молекулярной массой, которые существовали бы в виде жидкостей при температуре и давлении трубопровода, конденсировались в жидкую фазу и удалялись в сепараторе.

Вода из газового потока также должна быть удалена, чтобы уменьшить вероятность образования газовых гидратов, которые

могут блокировать трубопроводы и иметь потенциал для взрывной диссоциации.

2) Нетрадиционный газ

В настоящее время добываются несколько видов нетрадиционных ресурсов газа:

- сланцевый газ и плотный природный газ, природный газ, который встречается в сланцевых пластах с низкой проницаемостью;
- газ в зонах с повышенным давлением, естественных подземных формациях, которые находятся под необычно высоким давлением для их глубины;
- метан из угольных пластов, природный газ, образующийся в угольных пластах;
- гидраты метана, природный газ, который встречается в областях с низкой температурой и высоким давлением, таких как морское дно, и состоит из решетки замороженной воды, которая образует клетку вокруг метана.

Процесс добычи требует стимуляции горизонтальным бурением в сочетании с гидроразрывом пласта из-за чрезвычайно низкой проницаемости пород коллектора, которая препятствует естественному перемещению газа в скважину. Более того, максимизация или оптимизация продуктивности коллектора может быть достигнута только путем тщательного понимания наличия и свойств ресурсов сланцевого газа, а также добычи газа из коллектора.

1.1.1 Транспортные и коммерческие характеристики газа

Чтобы природный газ продавался, должны быть соблюдены определенные коммерческие спецификации.

Эти технические характеристики коммерческого газа включают в себя:

- **Содержание H_2S**

Как правило, содержание серы составляет от 1,5 до 4 ppm (ч/млн).

Его высокая токсичность требует специальных обработок для уменьшения его содержания в соответствии с транспортными или коммерческими спецификациями посредством процесса «размягчения».

- **Содержание CO_2**

По оценкам, максимум молярного процент составит от 2 до 3.

CO_2 снижает теплотворную способность природного газа, поскольку он не обеспечивает теплоту сгорания. Поэтому он извлекается, как правило, когда он удаляется одновременно с H_2S в различных процессах. Он должен быть удален, когда газ должен охлаждаться в определенных температурных диапазонах (главным образом в случае сжижения).

- **Точка росы**

Температура росы газа, который охлаждается при постоянном давлении, представляет собой температуру, при которой появляется первый пузырь жидкости. Для влажного газа для данного давления необходимо различать две точки росы:

- Точка росы по воде:

TTR_v представляет собой температуру, при которой начинается конденсировать паров воды.

- Точка росы по углеводороду:

TTR_y представляет собой температуру, при которой углеводородные элементы газовой смеси, богатой углеводородами, такими как природный газ, начинают конденсироваться из газовой фазы.

Очевидно, что они не происходят при одной и той же температуре, даже если в некоторых особых случаях они могут быть очень близки друг к другу (смесь бутан / вода при P_0 одна появляется при $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, а другая для C_4 около минус $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ в зависимости от его чистоты) [3].

- **Теплотворная способность**

Это количество тепла в джоулях или калориях, выделяющихся при общем сгорании одного кубического метра, одного килограмма или одного моля газа, как правило, при атмосферном давлении.

Существует два типа теплотворной способности: более высокая теплотворная способность и более низкая теплотворная способность. Эти две силы различаются в зависимости от состояния воды, выделяющейся после реакции.

Транспортные проблемы, связанные с наличием воды в газе, заключаются в следующем:

- вода в жидком состоянии ответственна за большинство форм коррозии, когда она связана с кислыми газами (H_2S и CO_2) или солями (карбонаты кальция).

- риски образования гидратов. Феномен образования гидратов является основной проблемой при добыче и транспортировке природного газа. Это приводит к закупорке труб и оборудования, поэтому к остановкам производства и риску избыточного давления для установок.

В случае транспортировки природного газа технические характеристики направлены на то, чтобы избежать образования гидрата, блокирующего трубу.

В этом случае устанавливается максимальное значение точки росы вода / углеводород.

В Европе концентрация воды и высших углеводов определяется их температурой точки росы. Температура точки росы по воде составляет минус 7 °С для природного газа при 4 МПа.

Спецификации распределения зависят от географического региона, в котором они применяются. Например, в Нигерии температурой точки росы по воде должен быть ниже 4 °С для природного газа при 4 МПа [4].

В России температурой точки росы по воде во время зимы не выше минус 20 °С, а во время лета не выше минус 10 °С [5].

1.1.2 Теоретические основы переработки газа

Целью обработки природного газа является, по меньшей мере, частичное разделение некоторых компонентов, присутствующих на выходе из скважины, таких как вода, тяжелые углеводороды и кислые газы, так, чтобы газ соответствовал транспортным спецификациям или определены коммерческие характеристики.

Некоторые компоненты природного газа должны быть извлечены в соответствии с коммерческими или нормативными требованиями.

Поэтому необходимо хотя бы частично устранить следующие компоненты:

- Сероводород H_2S , токсичный и едкий;
- Углекислый газ CO_2 , который является коррозионным;
- Ртуть, вызывающая коррозию оборудования из алюминия;
- Вода, которая приводит к образованию гидратов;
- Тяжелые углеводороды, которые конденсируются в

транспортных сетях.

Существуют различные типы процессов очистки газа.

Выбор процесса обработки газа в основном основан на следующих критериях:

- степень извлечения целевых жидких углеводородов;
- технические характеристики готовой продукции;

В случае коммерческого газа технические характеристики более строгие. Газ, связанный с нефтью, представляет собой смесь, содержащую большое количество воды, и эта вода должна быть удалена.

Объектом нашего исследования является удаление воды из природного газа.

Содержание воды представляет собой главную проблему природного газа. Содержание воды можно определить графически.

Для большинства газовых систем диаграмма Маккета и Вехе (1958), созданная на основе эмпирических данных, является стандартом для определения содержания воды.

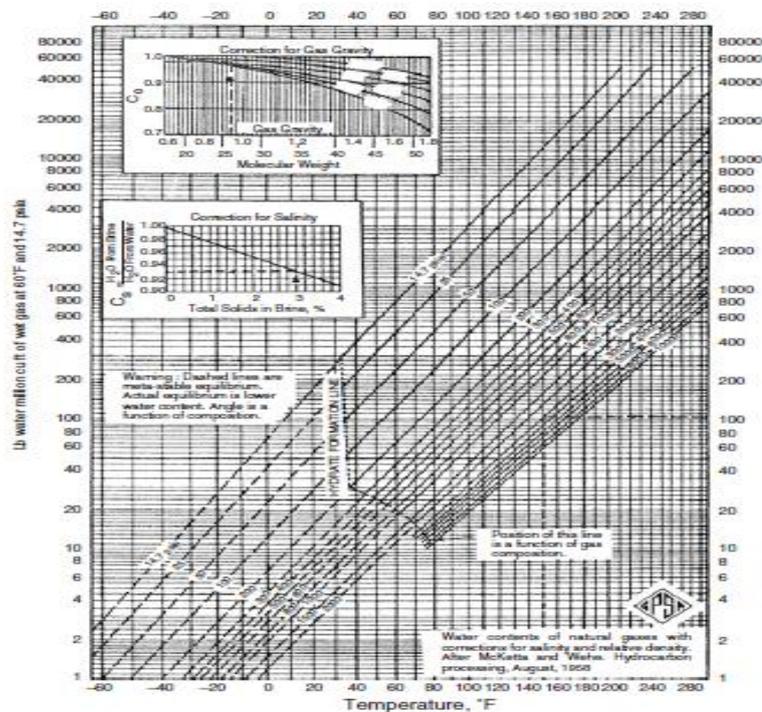


Рисунок 1– Равновесное влагосодержание природного газа при различных температурах и давлениях; [3]

1.2 Общие сведения о газовых гидратах

Газовый гидрат представляет собой твердое, ледяное кристаллическое вещество, называемое клатратом, которое происходит, когда молекулы воды образуют структуру, подобную клетке, вокруг более мелких гостевых молекул. Наиболее распространенными гостевыми молекулами являются метан, этан, пропан, изобутан, нормальный бутан, азот, диоксид углерода и сероводород, из которых метан наиболее часто встречается в природных гидратах [6,7].

Известно несколько различных структур гидратов. Двумя наиболее распространенными являются структура I и структура II. Тип I формируется с более мелкими молекулами газа, такими как метан, этан, сероводород и диоксид углерода, тогда как структура II представляет собой решетку алмаза, образованную большими молекулами, такими как пропан и изобутан. Наличие газогидратов в природе контролируется взаимосвязью между факторами температуры, давления и состава, которые чаще всего можно проиллюстрировать с помощью фазовой диаграммы [9,10]. Кроме того, в присутствии свободной воды температура и давление также могут определять тип гидратной структуры, где гидратная структура может изменяться от гидрата структуры II при низких температурах и давлениях до гидрата структуры I при высоких.

Хотя на образование гидратов влияют многие факторы, двумя основными условиями, способствующими образованию гидратов, являются: (1) наличие газа при соответствующей температуре и давлении и (2) нахождение точки росы по воде или ниже. Другие факторы, которые влияют на образование гидратов, но не являются необходимыми для этого, включают турбулентность, центры

зародышеобразования, поверхность для образования кристаллов, агломерацию и соленость системы. Точная температура и давление, при которых образуются гидраты, зависят от состава газа и воды.

1.2.1 Структура и свойства газовых гидратов

Давление и температура выше нуля изменяют расположение молекул воды и, таким образом, приводят к трехмерной геометрии, а взаимосвязь молекул воды приводит к кристаллической структуре с переплетенными полостями. Газогидратные структуры обычно делятся на три типа: структура I, структура II и структура H, в зависимости от параметров кристаллической решетки, сила Ван-дер-Ваальса для молекул газа, свободные диаметры полостей (обычно маленькие и большие) и т. д.

В зависимости от размера приглашенных молекул, молекулы могут быть размещены в различных типах гидратных структур. Молекулы диаметром менее приблизительно 3,8 Å не образуют гидраты. Молекулы диаметром более 7 Å не образуют гидратные структуры типа I и типа II.

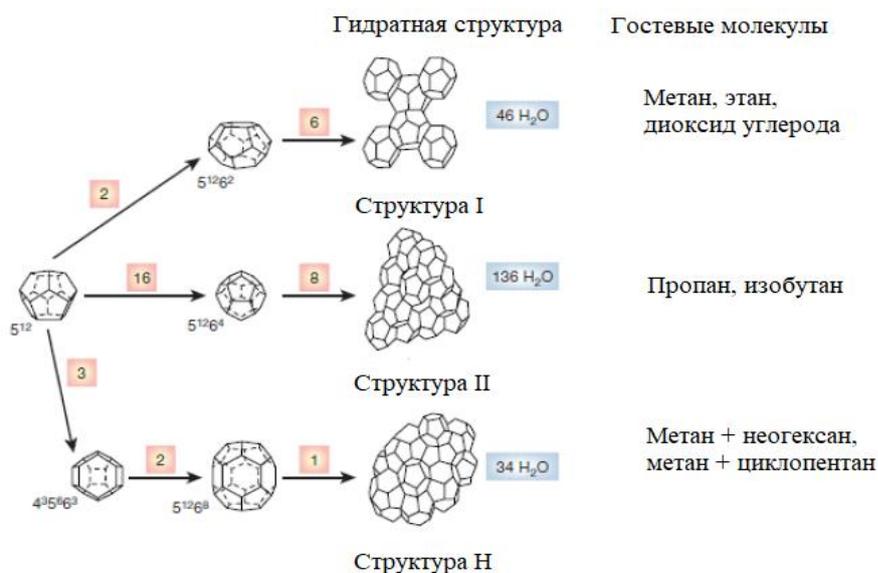


Рисунок 2 – Структуры газовых гидратов [8]

Изучение физических свойств гидратов имеет первостепенное значение. Однако изучение свойств гидратов не является простым делом, поскольку свойства зависят не только от типа гидрата, от молекулы гостя, которая находится в структуре гидрата, но также и от степени насыщения.

Среди свойств гидратов можно указать следующие свойства:

- **Степень гидратации**

Количество разрешенной гидратации определяется как отношение количества молекул воды к числу молекул газа.

Например, для структуры II углекислый газ занимает 24 полости. Структура состоит из 136 молекул воды. Таким образом, количество идеальной гидратации равно отношению $136/24 = 5,66$.

- **Энтальпия плавления**

Одним из характерных свойств гидрата (иногда называемого теплотой плавления) является энтальпия плавления.

Энтальпия плавления — это количество тепла, необходимое для плавления гидрата. Когда гидрат диссоциирует, он дает воду и газ. энтальпия образования - это количество тепла, необходимая для образования гидрата, газ связывается с водой и образует гидрат.

Метод Клапейрона используется для оценки влияния температуры на теплоту плавления.

- **Состав гидратов**

Состав гидрата, оцененный при разных давлениях и температурах, необходим для проектирования установок для разделения газовых смесей.

Гидратный состав отдельного компонента практически не изменяется в широком диапазоне давлений и температур, изменяется только молярное соотношение n воды и газа из-за разной степени заполнения пустот газообразованием [11].

Состав гидрата, образованного природным газом, представляет собой систему из нескольких компонентов. Это определяется в значительной степени в зависимости от состава исходного газа, давления, температуры и условий образования. Оценка гидратного состава имеет большое значение в том смысле, что она позволяет проанализировать возможность разделения газовых смесей на несколько компонентов путем перевода их в гидратное состояние.

Состав гидрата может быть определен экспериментальным путем.

Иногда из-за недостаточной точности экспериментального метода более критично применять аналитический метод.

1.3 Осушка природного газа

Вода, являющаяся примесью, обычно присутствующей в газовых потоках, требует удаления для предотвращения ее конденсации, которая приводит к образованию газовых гидратов. Кроме того, когда вода находится в присутствии диоксида углерода и сероводорода, присутствующих в газе, это в конечном итоге вызывает проблемы коррозии или эрозии трубопроводов и оборудования.

Есть несколько методов обезвоживания.

Самый простой метод обезвоживания - охладить газ до температуры, равной или ниже точки росы.

Большая часть жидкой и свободной воды, связанной с природным газом, удаляется простыми методами разделения на устье скважины или рядом с ним. Однако удаление водяного пара, который присутствует в растворе в природном газе, требует более сложной обработки.

В большинстве газовых месторождений обычно используется метод абсорбции или адсорбции.

1.3.1 Абсорбционная осушка природного газа

Известно, что абсорбция является наиболее распространенным методом осушки среди различных процессов осушки газа.

В процессе абсорбции водяной пар в потоке газа абсорбируется в потоке жидкого растворителя. Используемые жидкие растворители представляют собой гликоли, и наиболее часто используются ТЭГ и ДЭГ.

Основными показателями технологического режима абсорбционной осушки являются температура, давление, природа абсорбента, концентрация регенерированного абсорбента и кратность циркуляции абсорбента.

Однако, согласно нескольким исследованиям, ТЭГ оказывается наиболее используемым из-за простоты его регенерации при концентрации от 98 до 99,9 % поскольку они приближаются к свойствам, которые соответствуют критериям коммерческого применения [12,13].

В целом выбор технологического режима и абсорбента зависит от требуемой депрессии точки росы газа.

Глубина осушки газа от влаги существенно зависит от концентрации гликоля на входе в абсорбер.

Для углубления осушки газа используют вакуумную десорбцию влаги из гликоля (при давлении 0,06 - 0,08 МПа и температуре около 205 °С). Концентрация регенерированного гликоля в этом случае повышается до 99,5 %, а депрессия точки росы возрастает до 50–70 °С [14].

В настоящее время получили схемы десорбции гликоля с вводом отпарного агента в десорбер. В качестве такого агента используют обычно осушенный газ с верха абсорбера, подаваемый через маточник в низ десорбера. Ввод этого агента позволяет достичь концентрацию гликоля более 99,6 %.

1.3.1.1 Описание процесса осушки с ТЭГ

Большинство процессов осушки газа гликолем являются непрерывными. То есть газ и гликоль непрерывно протекают через сосуд, где они вступают в контакт и гликоль поглощает воду.

Процесс абсорбции как показано на рисунке, газ поступает в абсорбер (контактор), где он приводится в контакт против тока и осушается бедным ТЭГ. По мере того, как гликоль падает с тарелки на тарелку, он содержит все больше и больше воды. Наоборот, по мере того, как газ поднимается, он содержит все меньше и меньше водяного пара.

Сухой природный газ выходит через верх абсорбера. Влажный или «богатый» гликоль выходит из нижней части абсорбера, проходит через теплообменник поступает в дистилляционную колонну, установленную на концентраторе, который работает, по существу, при атмосферном давлении. Когда гликоль падает через насадку в дистилляционной колонне, он нагревается парами, которые испаряются из жидкостей в ребойлере.

Дистилляционная колонна работает так же, как стабилизатор конденсата. Падающая жидкость становится все горячее и горячее.

Газ, который выходит из этой жидкости, представляет собой в основном водяной пар с небольшим количеством гликоля. После регенерации регенерированный абсорбент охлаждается и затем направляется в блок, где будет вводиться свежий ТЭГ для компенсации

потерь, возникающих в процессе. Рециркулированный ТЭГ снова направляется в абсорбер для другого процесса абсорбции.

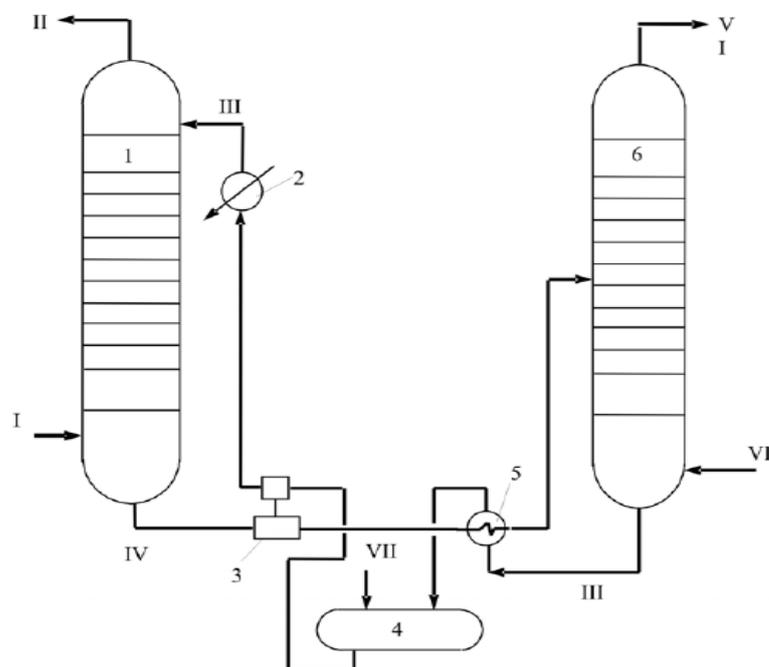


Рисунок 3 Технологическая схема установки абсорбционной осушки [15]

1 – абсорбер; 2 – холодильник; 3 – насос с гидравлической турбиной; 4 – емкость абсорбента; 5 – теплообменник; 6 – десорбер I – влажный газ; II – осушенный газ; III – регенерированный абсорбент; IV – насыщенный абсорбент; V – водяные пары; VI – отпаривающий агент; VII – свежий абсорбент

Жидкий гликоль в ребойлере нагревается до температуры 205 °С, чтобы обеспечить тепло, необходимое для работы перегонной колонны. Более высокая температура приведет к испарению большего количества воды, но может и разрушить гликоль.

Если требуется очень бедный гликоль, может потребоваться отгонный газ. Отгонный газ можно отбирать из потока топлива или

входящего потока контактора и вводить в ребойлер. Отгонный газ насыщен водой при температуре и давлении на входе, но адсорбирует воду в условиях ребойлера при атмосферном давлении и высоких температурах. Газ будет абсорбировать воду из гликоля за счет снижения парциального давления водяного пара в ребойлере.

1.3.1.2 Оптимизация системы осушки ТЭГом

Поступающий влажный газ и обедненный ТЭГ противоточно контактируют в абсорбере, чтобы снизить содержание воды в газе до требуемой точки росы [16].

При оптимизации системы осушки для обработки природного газа, несколько критических параметров в аппаратах могут варьироваться для достижения определенного снижения точки росы.

1) Абсорбер

Ключевые параметры абсорбера являются:

- расход газа;
- количество ступеней;
- температура газа;

❖ Температура газа на входе

Температура газа на входе представляет собой важный параметр, который необходимо учитывать в процессе абсорбции.

При постоянном давлении, когда температура входящего газа увеличивается, содержание воды во входящем газе увеличивается, и поэтому требуется большая мощность ТЭГ для удаления большего количества воды, и чем меньше воды содержится в абсорбенте, тем ниже точка росы [16]. Повышение температуры газа также может повлиять на конструкцию контактной башни, что приведет к увеличению требуемого диаметра контактной башни.

Поэтому для оптимальной работы необходимо выбрать минимальную температуру газа на входе, чтобы она была выше температуры образования гидратов, а также всегда выше температуры, при которой (10 °С) гликоль становится слишком вязким [17].

❖ Расход газа

Расход газа, содержание воды в поступающем газе и желаемое содержание воды в выходящем газе являются ключевыми параметрами для установки осушки газа, поскольку они позволяют рассчитать количество воды, которую необходимо удалить в системе.

Определение этого количества воды позволяет напрямую рассчитать скорость циркуляции используемого ТЭГ.

Многие исследования показали, что высокие расходы циркуляции ТЭГа обеспечивают незначительное дополнительное обезвоживание и, таким образом, увеличивают потребность ребойлера в топливе. Когда расход циркуляции ТЭГ слишком высока, это может привести к перегрузке ребойлера и, как следствие, будет препятствовать хорошей регенерации гликоля. Тепло, необходимое для ребойлера, прямо пропорционально скорости циркуляции. Таким образом, увеличение скорости циркуляции может снизить температуру ребойлера, снизить концентрацию обедненного гликоля.

На большинстве установок, использующих ТЭГ, кратность составляет 10–35 л/кг влаги [14].

Общее количество циркулирующего в системе гликоля ($V_{\text{гл}}$, м³/ч) определяется из уравнения $V_{\text{гл}} = V * \Delta W * q$,

где V – количество газа, м³/ч; ΔW – количество влаги, извлекаемое из газа, кг/м³; q - кратность циркуляции абсорбента, кг/кг.

❖ Количество ступеней

Обычно поглотитель гликоля содержит 6–10 тарелок, которые обеспечивают достаточную площадь контакта между газом и гликолем. Чем больше тарелок, тем больше депрессия точки росы для постоянной скорости циркуляции гликоля и бедной концентрации гликоля [17].

И наоборот, если указать больше тарелок с той же концентрацией ТЭГ, потребуется более низкая скорость циркуляции.

За счет задания большего количества тарелок можно добиться экономии топлива, поскольку тепловая нагрузка ребойлера напрямую связана со скоростью циркуляции гликоля.

2) Десорбер

Рекуперационная или отпарная колонна используется вместе с ребойлером для регенерации гликоля. На многих установках дистиллятор расположен вертикально сверху ребойлера, так что пар из ребойлера напрямую поступает в нижнюю часть дистилляционной колонны. Заданная концентрация обедненного ТЭГ создается в секции ребойлера и перегонной колонны (регенератора) путем регулирования температуры и давления ребойлера.

Давление в ребойлере выше атмосферного может значительно снизить концентрацию обедненного гликоля и эффективность осушки.

При давлениях ниже атмосферного, температура кипения богатой смеси гликоль/вода снижается и более высокая концентрация обедненного гликоля возможна при той же температуре ребойлера.

Температура ребойлера для ТЭГ ограничена 205° С, что ограничивает максимальную концентрацию обедненного гликоля без отпарного газа. Некоторые операторы ограничивают температуру ребойлера до 205 °С, чтобы минимизировать разложение гликоля.

Существуют усовершенствованные методы регенерации, которые имеют более высокую концентрацию гликоля и, следовательно, более низкие точки росы обработанного газа.

Самым простым способом повышения регенерации является отгонка газа.

Система регенерации DRIZO, используют углеводородные растворители в качестве азеотропных десорбирующих агентов для улучшения следовых количеств воды в ТЭГ. В процессе осуществляется третичная азеотропная перегонка, в результате чего концентрация гликоля достигает 99,99 % [4].

Типичный состав десорбирующей среды составляет около 60 мас. % ароматических углеводородов, 30 мас. % нафтенов и 10 мас. % парафинов.

1.3.2 Адсорбционная осушка природного газа

Адсорбция - это поверхностное явление, которое соответствует фиксации молекул жидкости на поверхности твердого тела. Когда молекулы газа находятся в контакте с твердой поверхностью, водяной пар, растворенный в газе, сначала конденсируется в порах, а затем поддерживаются на поверхности пор силами, которые зависят от реакций или физических взаимодействий. Как правило, существует два типа адсорбции:

❖ химическая адсорбция

Химическая адсорбция - это процесс, при котором между молекулой газа и адсорбентом образуется гораздо более прочная связь. Есть обмен и обмен электронами, как и в случае химической связи.

Химическая адсорбция не является легко обратимой. Она возникает в результате химического взаимодействия между газом и твердым телом. Газ удерживается на поверхности адсорбата за счет образования химической связи.

Адсорбция молекул воды из потока природного газа на поверхность адсорбента - это физическая адсорбция.

❖ физическая адсорбция

Физическую адсорбцию иногда называют адсорбцией Ван-дер-Ваальса - это процесс, в котором молекула газа связана с твердой поверхностью за счет слабых сил межмолекулярного сцепления.

Химическая природа адсорбированного газа остается неизменной. Физическая адсорбция - это легко обратимый процесс, в котором активные силы имеют электростатический характер.

При физической адсорбции поры классифицируются по размеру.

По данным Международного союза теоретической и прикладной химии (IUPAC) адсорбенты классифицируются следующим образом:

- микропористые с диаметром пор менее 2 нм;
- мезопористые, с порами диаметром от 2 до 50 нм;
- макропористые, диаметр пор которых превышает 50 нм;

Размер микропоры определяет доступность молекул адсорбата к адсорбционной поверхности, поэтому распределение микропор по размеру является еще одним важным свойством, характеризующим адсорбцию адсорбентов.

1.3.2.1 Адсорбенты

Адсорбенты - это твердые материалы, используемые осушители, на которых молекулы газа прикрепляются к его поверхности в процессе адсорбции. Некоторые материалы эффективно использовались в качестве адсорбентов.

При физической адсорбции рабочие характеристики адсорбентов в значительной степени связаны с их свойствами, такими как удельная поверхность и размер пор.

Наиболее важной характеристикой для различения адсорбентов является полярность их поверхности т.е. их сродство с полярными веществами, такими как вода.

Для осушки природного газа путем адсорбции, используемые адсорбенты должны иметь следующие характеристики:

- большая площадь поверхности для высокой производительности;

- высокая скорость массообмена;

- легкая регенерация;

Наиболее распространенными коммерческими осушителями, используемыми в осушителях с сухим слоем, являются силикагель, молекулярные сита и активированный оксид алюминия.

❖ Силикагели

Силикагели являются очень активными аморфными веществами, которые легко регенерируются и которые поглощают менее тяжелые углеводороды. Они чувствительны к жидкой воде. Это качество обусловлено относительно слабыми связями с водой, а также большим объемом пор и мезопористостью.

Силикагель представляет собой идеальный адсорбент для осушки газа. Он характеризуется большой емкостью по воде, благодаря чему он может адсорбировать воды до 45 % от своего веса и регенерируется легче, чем молекулярные сита, и стоит дешевле.

Можно выделить два семейства: макропористые силикагели с удельной поверхностью от 300 до 400 м²/г и микропористые гели с удельной поверхностью от 600 до 800 м²/г [18].

На рисунке 4 представлено распределение пор силикагеля по размерам с другими основными сорбентами для сравнения.

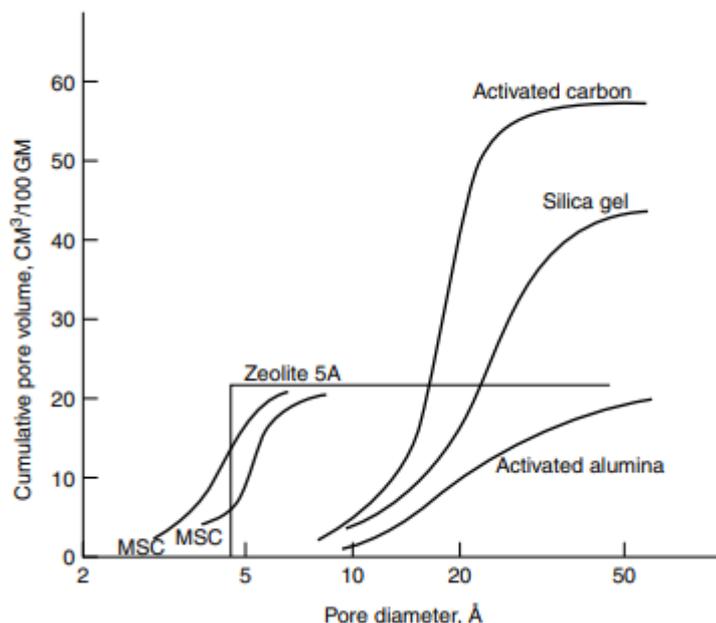


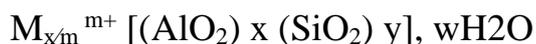
Рисунок 4 – Распределение пор по размерам [19]

Он адсорбирует большое количество воды при низкой влажности и имеет самую высокую общую водоемкость, а также простоту регенерации.

❖ Молекулярные сита

Адсорбция на молекулярных ситах является очень эффективным процессом физического разделения, который часто может заменить фракционную перегонку. Молекулярные сита используются для адсорбции молекул воды из газа. Они состоят из кристаллов цеолита (алюмосиликатов кальция и натрия), кристаллическая структура пор, размер которых хорошо определяется в соответствии с выбранным типом. Структура, определяемая кристаллической решеткой, однородна, регулярна и упорядочена.

Цеолит представлен химической формулой:



Отрицательный заряд атома алюминия должен быть компенсирован добавлением катиона. В зависимости от его природы адсорбционные свойства различаются от одного цеолита к другому.

Таким образом, можно улучшить селективность цеолита по отношению к компоненту путем модификации катиона, из которого он состоит. Цеолит, бедный алюминием, довольно гидрофобен, тогда как цеолит, богатый алюминием, довольно гидрофилен [20].

Они дороже, чем силикагель, но обеспечивают хорошую осушку газа и требуют более высоких температур для регенерации, поэтому имеет более высокие эксплуатационные расходы [17].

❖ Оксид алюминия

Активированный оксид алюминия также широко используется в качестве осушителя из-за тех же преимуществ, для которых используется силикагель.

Оксиды алюминия обладают хорошей активностью, но разлагаются при поглощении тяжелых углеводородов, которые не удаляются при нагревании. Поверхность оксида алюминия более полярна, чем поверхность силикагеля.

1.3.2.1 Изотермы адсорбции

Процесс адсорбции протекает достаточно долго. адсорбция продолжается до тех пор, пока адсорбент и окружающая жидкость не достигнут равновесия, то есть когда больше нет чистой адсорбции.

Модели, показывающие взаимосвязь между твердой фазой, концентрацией адсорбата (или количество адсорбата, адсорбированного на единицу веса адсорбента) и концентрацией фазы раствора адсорбата в условиях равновесия при определенной температуре, называется изотермой адсорбции.

Количество адсорбированного вещества на единицу веса адсорбента увеличивается с увеличением парциального давления.

Изотермы адсорбции полезны для описания адсорбционной способности, чтобы помочь в оценке осуществимости этого процесса

для данного применения, для выбора наиболее подходящего адсорбента.

Количество вещества, адсорбированного на поверхности адсорбента, определяется, как показано на рисунке 1.6.

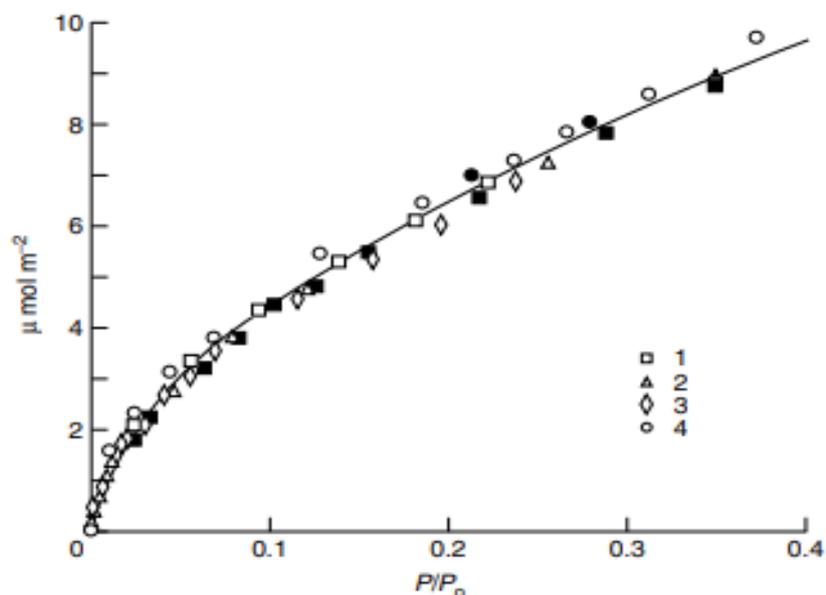


Рисунок 5 – изотермы адсорбции воды на различных широкопористых аморфных кремнеземах при комнатной температуре (после обработки кремнезёмов при 200 °С) [19].

Было разработано много различных типов изотерм, и они могут иметь различную форму в зависимости от типа адсорбента, типа адсорбата и межмолекулярных взаимодействий между газом и поверхностью.

Согласно классификации IUPAC (Международный союз теоретической и прикладной химии) изотермы адсорбции можно разделить на шесть типов [21].

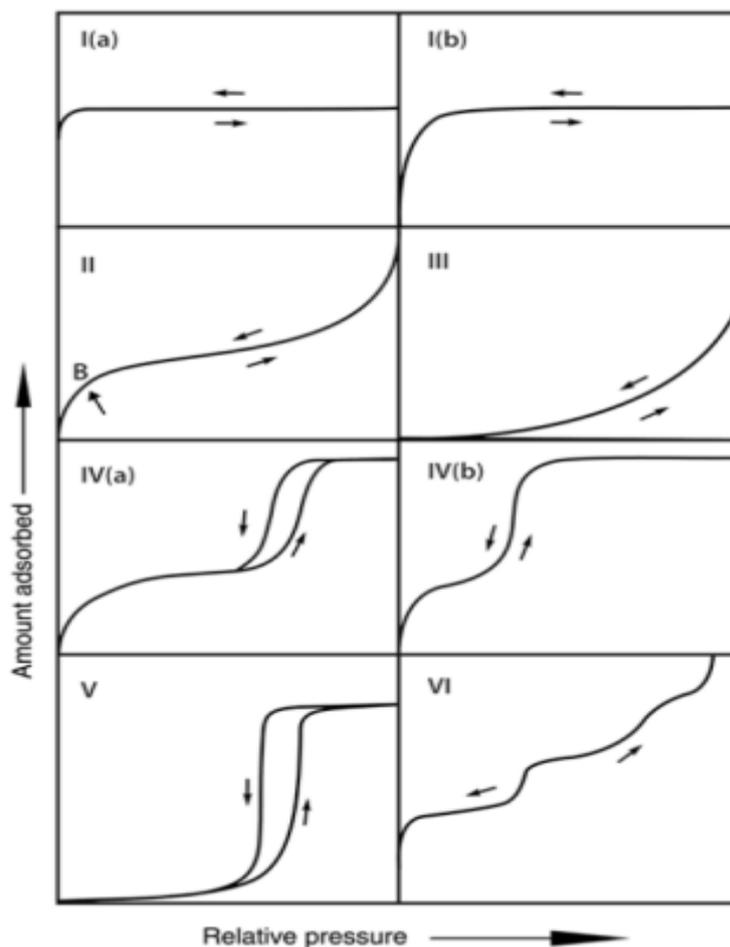


Рисунок 6 – Классификация изотерм [21]

Изотермы типа I - это изотермы, полученные для микропористых твердых тел, имеющих относительно небольшие внешние поверхности. Предел поглощения этой изотермы определяется доступным объемом микропор. Сильное поглощение при очень низком давлении происходит из-за того, что, когда взаимодействия адсорбент-адсорбат становятся очень сильными в узких микропорах, адсорбция становится очень сильной.

Изотермы типа I можно выделить на два:

Когда адсорбция осуществляется микропористыми материалами, имеющими в основном узкие микропоры (шириной <1 нм), изотерма

относится к типу I (a), с другой стороны, если размер пор в более широком диапазоне, говорим об изотерме типа I (b).

Цеолиты, силикагели и оксид алюминия дают изотермы типа I.

Адсорбция большинства газов на непористых или макропористых адсорбентах определяется обратимыми изотермами типа II. Форма является результатом неограниченной однослойной-многослойной адсорбции вплоть до высоких масс.

Точка Б обычно является завершением однослойного покрытия. $P/P_0 = 1$ соответствует неограниченному увеличению толщины слоя.

Для изотермы типа III взаимодействия, происходящие при адсорбции, слабые. Изотерма III не позволяет различить образование монослоя, а скорее позволяет количественно определить количество, адсорбированное при давлении насыщения.

Адсорбция микропористыми адсорбентами описывается изотермами типа IV благодаря взаимодействиям адсорбент-адсорбат и взаимодействиям между молекулами в конденсированном состоянии.

Эта адсорбция, идентичная изотерме типа II, сопровождается конденсацией пор и характеризуется наличием пластины конечного насыщения переменной длины.

Изотерма типа IV (a) возникает при наличии гистерезиса, то есть когда ширина пор превышает определенную критическую ширину, которая зависит от адсорбционной системы и температуры.

В случае адсорбентов, имеющих мезопоры меньшей ширины, мы говорим об изотермах типа IV (b).

Изотерма типа V, очень похожая на изотерму типа III, характеризуется низким давлением насыщения из-за относительно слабых взаимодействий адсорбент-адсорбат.

Послойная адсорбция на высокоднородной непористой поверхности описывается изотермой типа VI.

Емкость каждого адсорбированного слоя, обозначенная как высота.

1.3.2.2 Описание процесса адсорбции

Полный цикл работы адсорбционного аппарата включает четыре периода: адсорбция и регенерация. Период регенерации включает в себе нагревание адсорбента, десорбцию и охлаждение адсорбента. Процесс осуществляется поочередно и периодически, каждый слой проходит последовательные стадии адсорбции и регенерации.

схема установки осушки газа твердым адсорбентом представлена ниже.

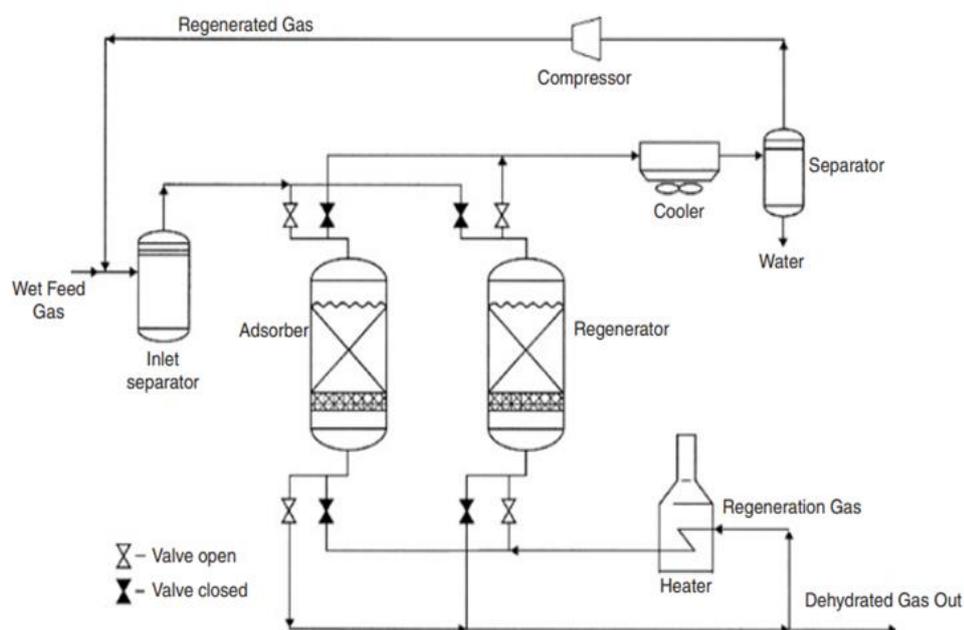


Рисунок 7 – Принципиальная схема установки осушки газа твердым адсорбентом [23]

1) Динамика адсорбционного слоя

Во время стадии адсорбции обрабатываемый газ направляется в слой адсорбента, который избирательно задерживает воду.

Адсорбция воды на неподвижном слое адсорбента – это процесс нестабильного массообмена между жидкой и твердой фазой. Концентрация вещества, адсорбированного в двух фазах, зависит как от времени, так и от местоположения в слое.

Адсорбция обычно проводится в насадочном слое, где гранулированный адсорбент остается неподвижным в колонне, и вода контактирует с адсорбентом, когда она непрерывно проходит через слой.

При длительном прохождении адсорбент насыщается загрязняющими веществами при текущей концентрации на входе. Это приводит к возникновению фронта концентрации, который разделяет слой на загрязненную и неповрежденную области. Этот фронт концентрации, также называется зоной массопереноса.

Массоперенос начинается сразу после того, как газ вводится в адсорбер, в результате чего концентрация адсорбера уменьшается по длине слоя.

По мере продолжения газового потока зона массообмена движется вниз через слой как показано на рисунке 8.

К тому времени, когда передний край концентрационного фронта достигает выходного конца слоя, считается, что прорыв был достигнут и первое появление загрязнителя обычно очень низкой концентрации только что произошло. Кривая прорыва представляет историю концентрации вытекающего потока во время операции адсорбции.

Разрушающая концентрация очень низкая, порядка 1-5% по сравнению с концентрацией во входящем потоке.

Когда нижняя часть зоны массообмена достигает конца этой точки насыщения, говорят, что слой насыщен, концентрация воды, содержащейся в сырье ($C_1/C_0 = 99\%$), и необходимо приступить к регенерации.

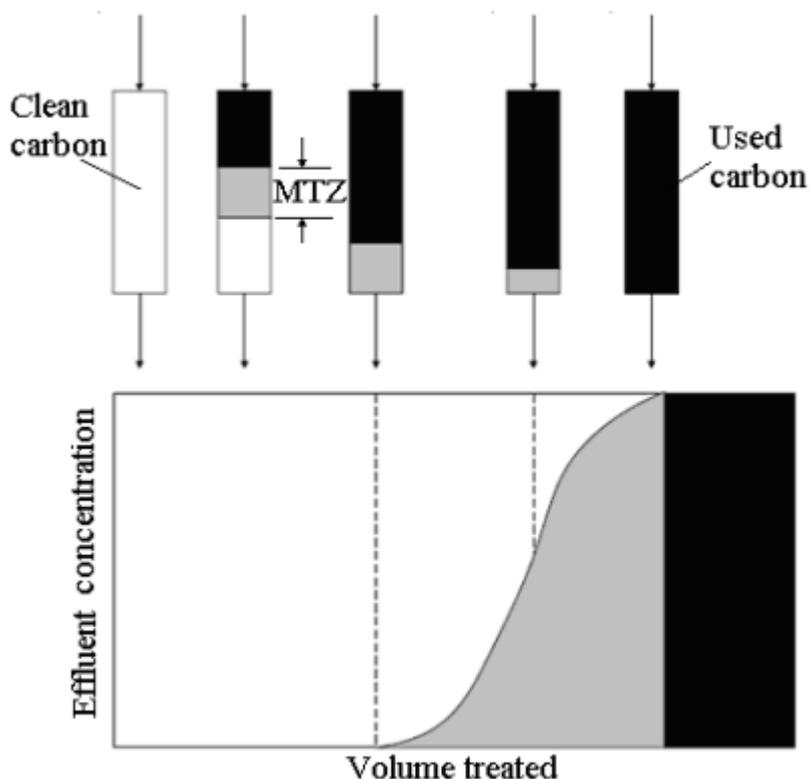


Рисунок 8 – Зона массообмена адсорбционной колонки и кривая прорыва [24]

2) Динамика регенерации

Регенерация заключается в восстановлении насыщенного влагопоглотителя. В области очистки газа четыре метода регенерации используются: регенерация путем сброса давления; регенерация тренировкой; регенерация вытеснением; регенерация путем нагрева. Однако регенерация путем нагревания и путем сброса давления широко используется и это то, что нам будет интересно в нашем исследовании.

❖ **Регенерация путем нагревания (Temperature Swing Adsorption)**

Когда слой насыщен, горячий газ направляется на регенерацию адсорбента. Прохождение этого нагретого газа через насыщенный слой адсорбента испаряет воду в башне адсорбента, оставляя ее сухой и позволяя проводить дальнейшую дегидратацию природного газа. Вода, задержанная в порах осушителя, превращается в пар и поглощается природным газом. Этот газ выходит из верхней части башни и охлаждается газоохладителем. Когда газ охлаждается, уровень насыщения водяного пара значительно снижается, и вода конденсируется. Вода отделяется в сепараторе регенерационного газа, а насыщенный и холодный регенерационный газ циркулирует для осушки.

После регенерации и перед стадией адсорбции слой необходимо охладить. Охлаждение достигается пропусканием холодного газа через колонку.

❖ **Регенерация путем сброса давления**

Регенерация адсорбента в этом процессе осуществляется за счет снижения парциального давления адсорбата.

Изменения давления могут происходить гораздо быстрее, чем изменения температуры. Таким образом, время цикла регенерации обычно составляет минуты.

1.3.2.3 Оптимизация системы осушки адсорбентом

При оптимизации системы осушки твердыми адсорбентами для обработки природного газа, надо обратить внимание на несколько критических параметров в аппаратах, которые могут оказывать влияние для достижения определенного снижения точки росы.

Ключевыми параметрами для хорошей адсорбции являются скорость газа, выбор осушителя, время цикла, температура.

❖ Скорости газа

Скорость газа играет определяющую роль в степени осушения газа. Оказывается, что, способность осушителя осушать газ все больше и больше увеличивается по мере того, как скорость газа уменьшается во время цикла осушки, поэтому для обеспечения хорошей осушки для получения более сухих газов лучше всего использовать низкие скорости. Высокие скорости приводят к уменьшению

времени контакта между адсорбатом и адсорбентом при более высоких линейных расходах.

❖ Температура

Параметры входа газа всегда являются важными факторами, которые необходимо учитывать, поскольку они могут повлиять на работу установки осушки. Температура поступающего газа и температура газа регенерации представляют собой параметры, которые влияют на работу адсорбционной установки.

Исследования показали, что при повышении температуры поступающего газа эффективность адсорбции снижается.

Температура горячего регенерирующего газа, поступающего в сушильную башню и выходящего из нее во время цикла нагрева, влияет как на эффективность установки, так и на срок службы осушителя.

Следовательно, эта температура регенерирующего газа должна быть достаточно высокой для обеспечения хорошей регенерации. Однако температура регенерирующего газа будет зависеть от типа загрязняющих веществ и осушителя.

Что касается охлаждения, температура слоя не должна превышать определенного значения 100 °С, если влажный газ используется для охлаждения осушителя, потому что, если температура превышает температуру кипения воды, это может вызвать адсорбцию воды водным осушителем. Таким образом, влагопоглотители будут перегружены задолго до начала следующего цикла адсорбции [17]

❖ Выбор осушителя

Никакой осушитель не является идеальным или лучшим для всех областей применения. В некоторых случаях выбор осушителя определяется в первую очередь экономическими соображениями.

Выбор адсорбента для конкретного применения зависит от ряда факторов, в том числе от спецификации точки росы по воде, наличия загрязняющих веществ, совместной адсорбции тяжелых углеводородов.

Пористые адсорбенты должны иметь большую внутреннюю поверхность, доступную для компонентов, удаленных из жидкости. Большая внутренняя поверхность адсорбента создает большую емкость, необходимую для успешного процесса разделения или очистки.

Для большинства применений осушки газа предпочтительным выбором будут молекулярные сита из-за очень низких точек росы воды на выходе и более высокой эффективной емкости.

Для практического применения диапазон внутренней поверхности обычно ограничивается примерно 300-1600 м²/г.

Все влагопоглотители демонстрируют уменьшение емкости с повышением температуры. Молекулярные сита, как правило, менее подвержены влиянию температуры, а оксиды алюминия - наиболее подвержены влиянию температуры.

В таблице 1 показаны параметры наиболее распространенных осушителей, для осушки газа.

Таблице 1 – Свойства наиболее распространенных осушители [25].

Адсорбент	Оксид алюминия H-151	Цеолиты	Силикагелей
Размер гранул (мм)	3,36-6,7	2,3-4,7	3,0-6,0
Насыпная плотность, кг/м ³	816	720	720
Удельная поверхность м ² /г	200-400	500-800	600-800
Температура регенерации	176-315	290	230
точка росы	-73	-100	-60

Глава 2 Исследование и оптимизация процесса абсорбционной осушки на газовые месторождения X

Целью этого экспериментального исследования является осушение природного газа и оценка влияния параметров, участвующих в процессе абсорбции, чтобы иметь возможность оптимизировать процесс абсорбции с использованием наиболее оптимальных параметров в соответствии с желаемым уровнем обезвоживания.

В настоящее время в качестве абсорбентов для подготовки газа используются ди- и три этиленгликоль [16].

Выбор растворителя зависит от области применения. Как правило, растворитель должен соответствовать следующим критериям:

- высокая растворимость растворенного вещества для уменьшения количества используемого растворителя;
- низкая волатильность для снижения потерь;
- не вызывает коррозии;
- низкая вязкость для высокой скорости массообмена;
- безопасный (нетоксичный, негорючий);
- не пенится.

Этим критериям соответствуют гликоли в случае осушки газа. Самый популярный гликоль, используемый для переработки газа на шельфе, это триэтиленгликоль (ТЭГ).

Эффективность осушки природного газа абсорбционным способом зависит от природы абсорбента, концентрации абсорбента на входе в абсорбер, кратности циркуляции абсорбента, термодинамических параметров абсорбции [17].

2.1 Процесс моделирования осушки газа в программе Unisim design

Этот процесс представляет собой «традиционный» процесс осушки на основе триэтиленгликоля (ТЭГ) и представляет собой единицу абсорбции и регенерации газа экстракционным растворителем. Цель состоит в том, чтобы уменьшить количество воды в природном газе с помощью ТЭГ, который используется в качестве экстракционного растворителя. Этот процесс необходим, чтобы избежать образования гидратов при низких температурах или проблем с коррозией из-за присутствия диоксида углерода или сероводорода (которые регулярно встречаются в природном газе).

Эффективность метода осушки газа измеряется по содержанию воды, представленному в сухом газовом продукте. В большинстве контрактов на продажу газа указывается максимальное значение количества водяного пара, допустимого в газе. Типичные значения представляют 7 lb/MMscf. Стандартные технические характеристики газа также ограничивают точку росы по воде до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ для обеспечения потока в экспортных трубопроводах на морском дне [8]. Спецификации распределения зависят от географического региона, в котором они применяются. Например, в Нигерии температурой точки росы воды должно быть ниже $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ для природного газа при 4 МПа.

В России температурой точки росы воды во время зимы равно минус $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, а во время лета равно минус $14\text{ }^{\circ}\text{C}$ [5].

Типичный состав исходного газа месторождения X и ТЕГ, температура и давление были выбраны для моделирования входа влажного газа в Unisim Design R460, как показано в Таблице 2 и 3.

Таблица 2 – Исходный состава газа

Состав	Массовый процент
N_2	0.0018
CO_2	0.065
CH_4	0.81
C_2H_6	0.054

C ₃ H ₈	0.036
n-C ₄ H ₁₀	0.0095
i-C ₄ H ₁₀	0.019
Сумма	1

Содержание влаги в газе составляет 600 мг/м³, это значение превышает спецификацию (100 мг/м³) поэтому газ должен быть обротан.

Принимаем кратность ТЭГа, равную 1,5 м³/ч массовый процент 98%.

Массовый расход влаги в газе рассчитывается по формуле:

$$G_{\text{вл.}} = (C_n * V, \quad (2.2)$$

где V – объемное количество углеводородного сырья, м³/ч.

C_n – начальное содержание влаги

$$G_{\text{вл.}} = 60 \cdot 10^{-5} \cdot 330000 = 198 \text{ кг/ч}$$

На большинстве установок кратность абсорбента ТЭГа составляет 1-10 м³/ч и зависит от степени очистки газа [26].

Таблица 3 – Параметры исходного влажного газа

Параметры	Значения	
	Влажный газ	ТЭГ 99,7 масс %
Температура	25 °С	25 °С
Давление	4 Мпа	3.8 Мпа
Производительность	330000 м ³ /ч	1,5 м ³ /ч (1700 кг/ч)
C _n – начальное содержание влаги г/м ³	0,6	

Созданное в Unisim моделирование стандартного процесса осушки газа путем абсорбции представлено на рисунке 1 и сочетает в себе процесс абсорбции газа и регенерации гликоля.

Процесс осушки газа состоит из процесса абсорбции, при котором вода удаляется с помощью жидкости, которая является

хорошим растворителем воды. Гликоль является наиболее часто используемым абсорбентом, и в нашем случае был выбран триэтиленгликоль, ТЭГ, поскольку его можно легко регенерировать до более высокой степени чистоты (98-99,9 %).

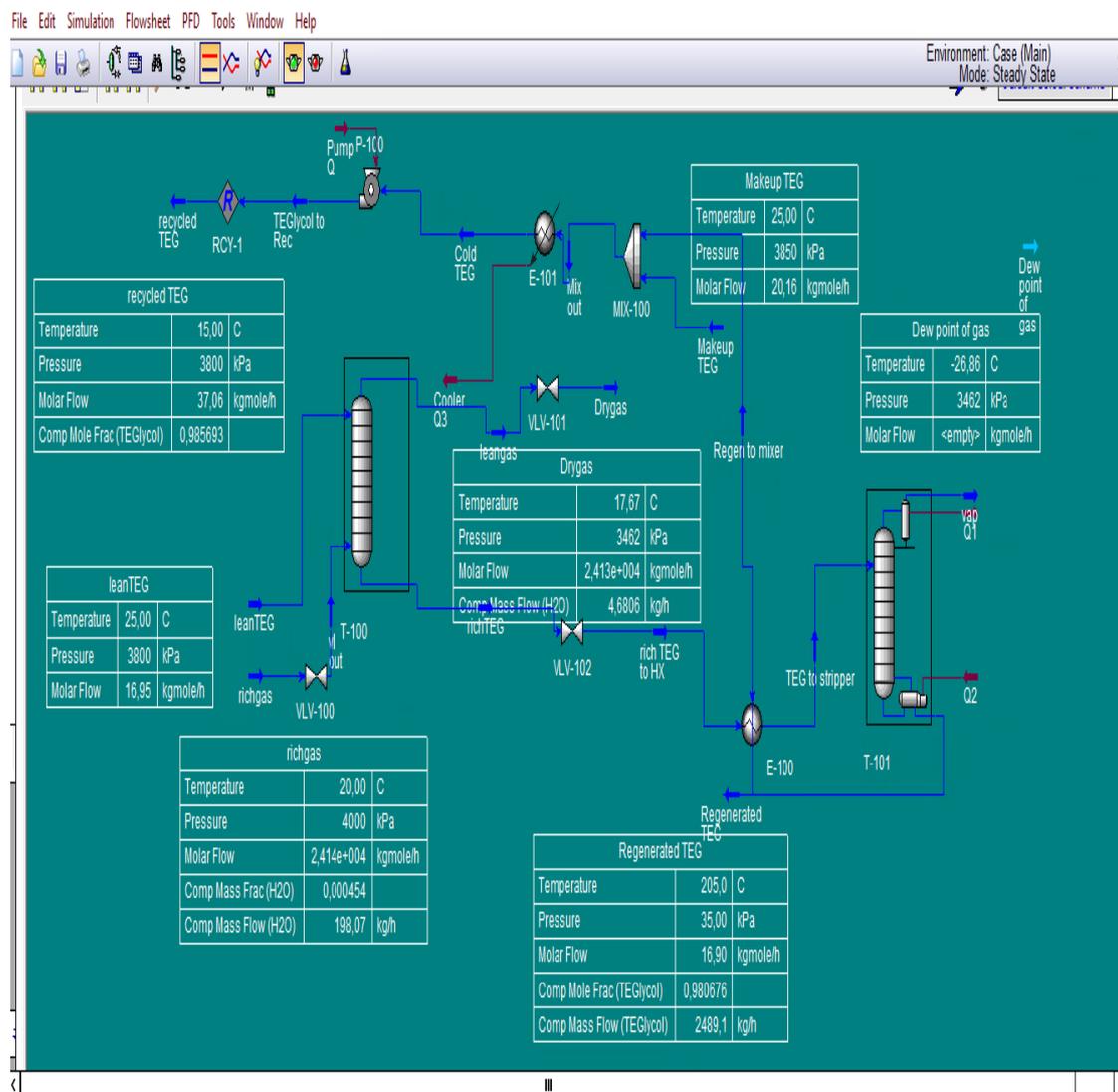


Рисунок 9 – Процесс осушка газа в Unisim

➤ **Термодинамическая модель**

Учитывая температуру и давление контактора, был выбран подход уравнения состояния, позволяющий точно рассчитать термодинамические функции (летучести, энтальпии, энтропии) в

условиях, близких к критическим. Поскольку также присутствуют полярные компоненты (в частности, вода и ТЭГ), было использовано сложное правило смешивания, чтобы использовать подход уравнения состояния для этого типа компонентов. Выбранное уравнение состояния представляет собой уравнение состояния Пенга-Робинсона [PEN76].

2.1.1 Описание процесса моделирования

Процесс осушки газа, показанный на Рисунке 1, объясняется ниже на используемом оборудовании:

✓ Клапан – V100

Богатый газ сначала направляется в клапан (V-100) который работает при давлении 137.9 кПа для снижения давления газа до 3862 кПа.

✓ Абсорбер – T100

Таблица 4 – Калибровка абсорбера

Секция	Абсорбер T100
Диаметр секции	3,5 м
Высота секции	7,28 м
ΔP	2,32

Таблица 5 – Рабочие Параметры абсорбера

Рабочие параметры	Значения
Количество ступеней	10
Нижнее давление	3600 Кпа
Верхнее давление	3700 Кпа
Нижняя температура	25 °C
Верхняя температура	25 °C

Влажный газ входит в колонну абсорбера снизу, а обедненный ТЭГ входит в верхнюю часть, опускаясь вниз в абсорбер, поскольку он вступает в контакт с влажным газом, который течет вверх.

Влажный газ поступает в контактор T100 (богатый газ) при давлении 3862 КПа. Эта колонка поглощает часть воды, содержащейся в газе, с помощью присутствующего триэтиленгликоля (ТЭГ).

✓ Клапан – V101

Осушенный газ направляется в держатель (V101), а затем выходит из него под давлением 3462 КПа.

✓ Клапан – V102

Богатый ТЭГ (richTEG) покидает нижнюю часть посредством регулирования уровня, проходит через клапан (клапан V102), где он подвергается сбросу давления и выходит из него при давлении 3080 кПа.

✓ Теплообменник E100

ТЭГ (rich TEG to НХ) необходим для нагрева потока, богатого ТЭГ, перед его поступлением в дистилляционную колонну для процесса регенерации ТЭГ. Теплообменник (E100) отправляет ТЭГ (TEG to Stripper) в отпарную колонну при давлении 118 кПа и температуре 105 °С.

Таблица 6 – Параметры теплообменника

Рабочие параметры	Значения
Давление	-68 кПа
Температура	90,60 °С
Мощность	6,5.10 ⁶ кДж/ч

✓ Колонна регенерации T101

Основная проблема регенерации — это получить регенерированный гликоль с минимально возможным количеством воды.

Для удаления воды обычно используется давление, близкое к атмосферному или вакуум, что позволяет получить 98 % регенерированного гликоля.

Для более высокой концентрации гликоля используется отгонный газ в сочетании с вакуумным давлением, и в этом случае концентрация может достигать 99 %.

В модели для регенерации газа, богатого ТЭГ, используется вакуумное и атмосферное давление.

Таблица 7 – Калибровка колонны регенерации

Секции	Колонка перегонки T101
Диаметр секции	0,3 м
Высота секции	0,6 м
ΔP	0,75

Таблица 8 – Параметры колонна регенерации

Рабочие параметры	Значения
Атмосферное давление колонны	100 кПа
Вакуумное давление колонны	35, 60, 80 кПа
Температура конденсатора	102 °С
Температура ребойлера	205 °С

ТЭГ, содержащий воду и углеводороды, направляется в отпарную колонну (T101). Дистилляционная колонна регенератора включает ребойлер, работающий при температуре 205 °С, чтобы избежать разложения ТЭГ. В верхней части идет поток пара, содержащий воду и углеводороды, а внизу жидкий поток, составляющий регенерированный осушитель, который, в свою очередь, направляется в теплообменник (E100). Выходящие газы конденсируются благодаря конденсатору, таким образом, водяной пар направляется на выход.

Регенерированный ТЭГ, направляемый в нижнюю часть колонны (Regen Bottom), проходя через теплообменник, будет отправлен в смеситель.

✓ Смеситель (MX-100)

Чтобы компенсировать потери ТЭГ, которые произошли во время процесса, смеситель (Mix100) используется для смешивания ТЭГ,

выходящего из регенератора, со свежим ТЭГ с немного более низкой скоростью потока и при той же температуре.

Выходящая смесь направляется непосредственно в охладитель (E101), который охлаждает ТЭГ.

✓ Охладитель E101

Выходящая смесь направляется непосредственно в охладитель (E101), который охлаждает ТЭГ.

✓ Насос (Pump-100)

Таким образом, исходящий холодный ТЭГ направляется в насос (P100), который перекачивает ТЭГ в рециклер (RCY-1), который отправляет ТЭГ снова в абсорбере.

Поскольку регенератор ТЭГ работает при низком давлении (101 кПа), а абсорбер работает при высоком давлении (4000 кПа), было необходимо добавить насос для повышения давления потока, обедненного ТЭГ перед входом в абсорбер, чтобы поток обогащенного ТЭГ течь.

2.1.2 Результаты моделирования

Результаты моделирования позволяют нам узнать большое количество параметров процесса, а также температуру точки росы газа после абсорбции, что позволит нам узнать, соответствует ли газ условиям транспортной спецификации.

➤ Температура точки росы и содержание воды

После осушки газ выходит с составом и давлением, отличным от исходного состава и начального давления.

С помощью программы Unisim можно определить температуру точки росы и содержание воды этого нового состава газа.

При давлении осушенного газа 3462кПа температура точки росы газа равно -26 °С.

Конечное содержание воды в газе равно 0,015 г/м³.

➤ **Профиль абсорбционной колонны**

Таблица 9 – Профиль абсорбционной колонны

Ступени	Температура °С	Давление кПа	Чистая жидкость кгмол/ч	Чистый пар кгмол/ч
1	23,53	3600	13,24	
2	23,54	3611,11	14,19	2,4128
3	23,55	3622,22	15,06	2,4129
4	23,56	3633,33	19,91	2,413
5	23,59	3644,44	16,78	2,4131
6	23,61	3655,55	17,72	2,4132
7	23,62	3666,66	18,8	2,4133
8	23,628	3677,77	20,14	2,4134
9	23,621	3688,88	21,94	2,4135
10	23,6	3700		2,4137



Рисунок 10 – Температура в зависимости от ступеней

Видим, что температура постепенно увеличивается, начиная со 2-го ступени до 9-й, а затем снижается до 10-й.

Это можно объяснить тем фактом, что, когда газ идет вверх, чтобы встретить гликоль, теплообмен становится все более и более важным.

И это позволяет гликолю поглощать больше воды из газа до насыщения.

Когда гликоль теряет способность поглощать воду, что соответствует 10-й ступени, температура падает.



Рисунок 11 – Давление в зависимости от ступеней

Как показано на графике, давление увеличивается при движении вверх по ступени, это объясняется тем, что явление поглощения происходит при высоком давлении, в отличие от явления регенерации.

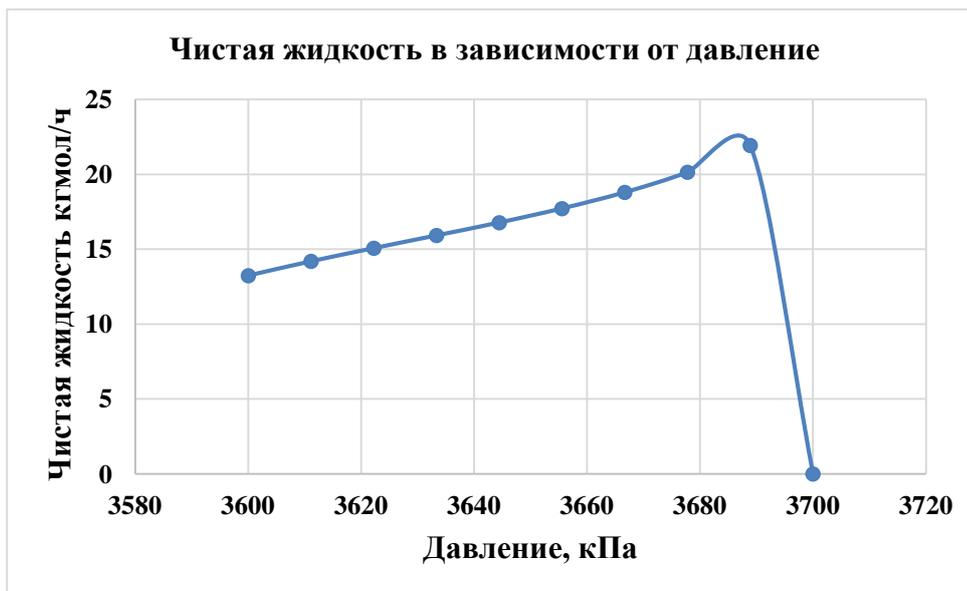


Рисунок 12– Чистая жидкость в зависимости от давления

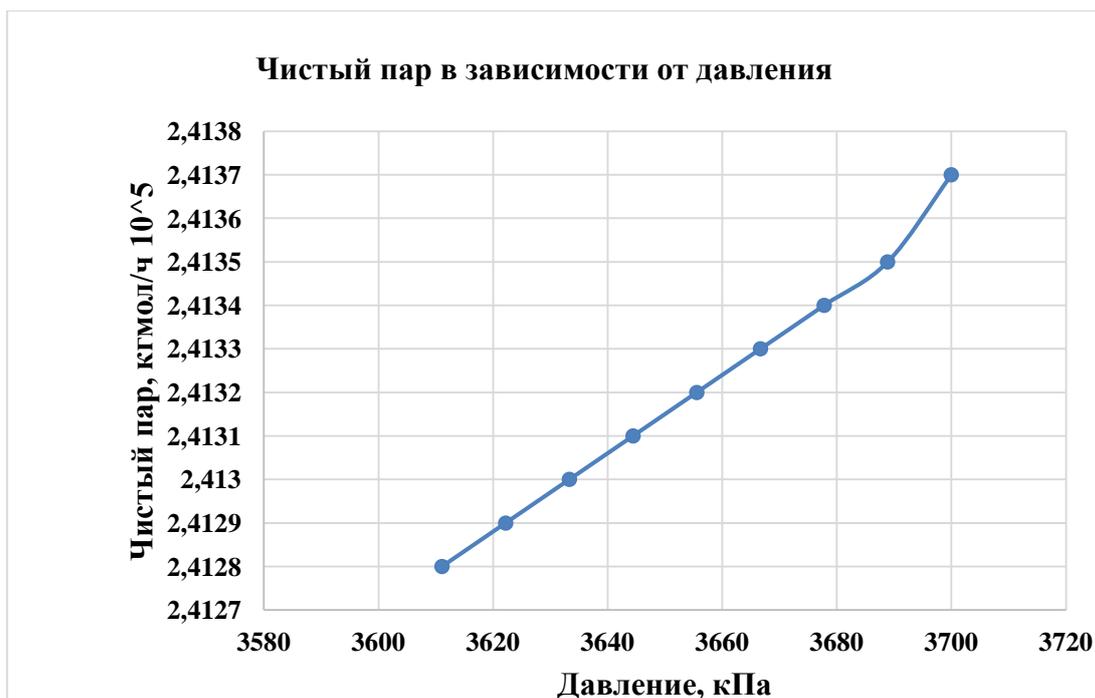


Рисунок 13 – Чистый пар в зависимости от давления

Две приведенные выше кривые дают нам информацию о возможности образования гидратов на основе максимального количества пара и жидкости, покрываемого во время процесса абсорбции, в зависимости от рабочего давления.

Анализ этих двух кривых показал, что максимальное количество водяного пара и жидкости покрывается примерно 3688 кПа, и это давление соответствует максимальному рабочему давлению.

А при 3700 кПа, что точно соответствует выходу газа, количество жидкости упало почти до 0.

Это говорит нам о том, что отходящий газ можно транспортировать, не опасаясь образования гидратов.

➤ Профиль регенерационной колонны

Таблица 10 – концентрация гликоля при регенерации

Давление перегонки кПа	Концентрация гликоля % масс	Потери гликоля (кг/ч)	Потери гликоля (г/1000м ³)
100	99,10	0,665	1,9
35	99,31	5,7	16,3
60	99,51	2,31	6,6

Триэтиленгликоль регенерируется в ректификационной колонне, содержащей ребойлер и конденсатор. Температура ребойлера составляет 205 °С, чтобы избежать разложения гликоля, и конденсатор при температуре 102 °С, поскольку температура кипения воды составляет 100 °С.

Давление в ребойлере доводится до давления ниже атмосферного, чтобы повысить чистоту гликоля.

В зависимости от давления получаются разные концентрации гликоля с относительными потерями гликоля.

Чем больше давление приближается к атмосферному, тем меньше потери гликоля, но с низкой концентрацией гликоля.

В условиях 60 кПа гликоль регенерируется до 99,51 % с потерями 2,31 кг/ч.

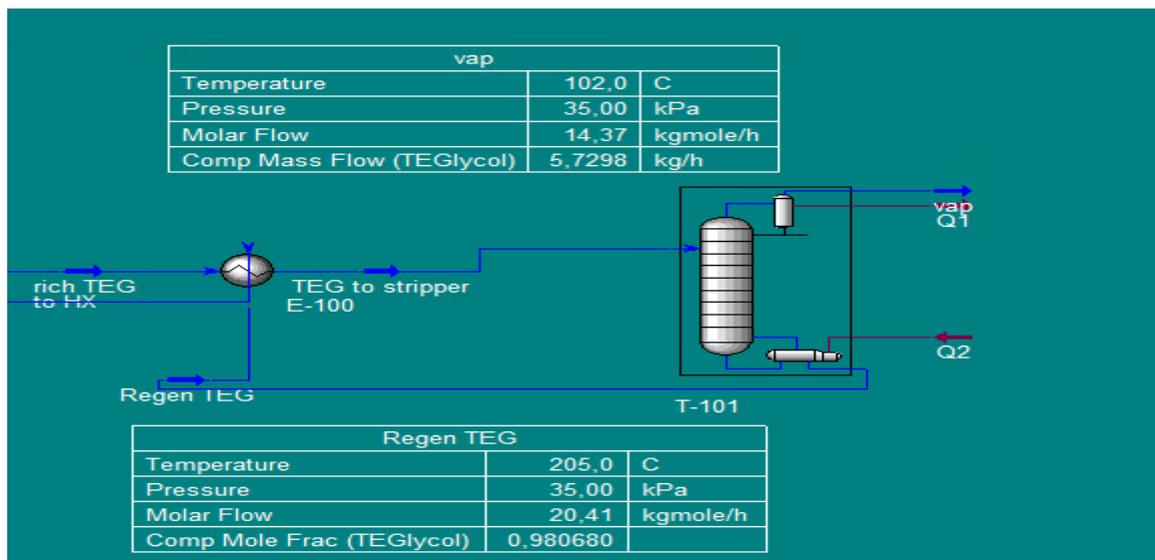


Рисунок 14 – Регенерация без отпорного газа

➤ **Баланс массы и энергии**

Таблица 11 – баланс массы энергии потоков

Название потока	Сухой газ	Богаты й ТЭГ	Регенеро ванный ТЭГ	ТЭГ Мэкоп	Перерабо танный ТЭГ
Паровая фракция	1	0	0	0	0
Температура °С	22,89	23,74	205	25	23,46
Давление кПа	3462	3700	35	3850	3800
Массовый поток кг/ч	$4,35 \cdot 10^5$	3282	3013	100	3113
Тепловой поток кДж/ч	$-2,07 \cdot 10^9$	$-2,2 \cdot 10^7$	$-1,47 \cdot 10^7$	$-5,3 \cdot 10^5$	$-1,67 \cdot 10^7$

Таблица 12 – Энергии потоков в регенерационном процессе

Поток	Тепловой поток (кДж/ч)
Конденсатор	$9459 \cdot 10^5$
Ребойлер	$1,4 \cdot 10^6$
Охладитель	$7,5 \cdot 10^5$
Сумма	$9,48 \cdot 10^8$

2.2 Анализ и оптимизация процесса абсорбции

Анализ различных параметров, участвующих в процессе абсорбции, позволит нам лучше понять влияние этих переменных на процесс.

Результат этого анализа позволяет нам выбрать переменные параметров для получения наиболее оптимального процесса.

Наиболее важными параметрами процесса являются скорость потока растворителя в абсорбере, температура контакта газа, количество ступеней равновесия в абсорбере и используемый отпарной газ (если нужно очень концентрированный ТЕГ) для регенерации.

2.2.1 Влияние расхода ТЭГ на содержание сухого газа

Для определения влияния расхода в абсорбере, учитывается исходный газ и расход ТЭГ варьируются от 1500 до 3000.

Будет рассчитано содержание воды в газе для каждого варианта.

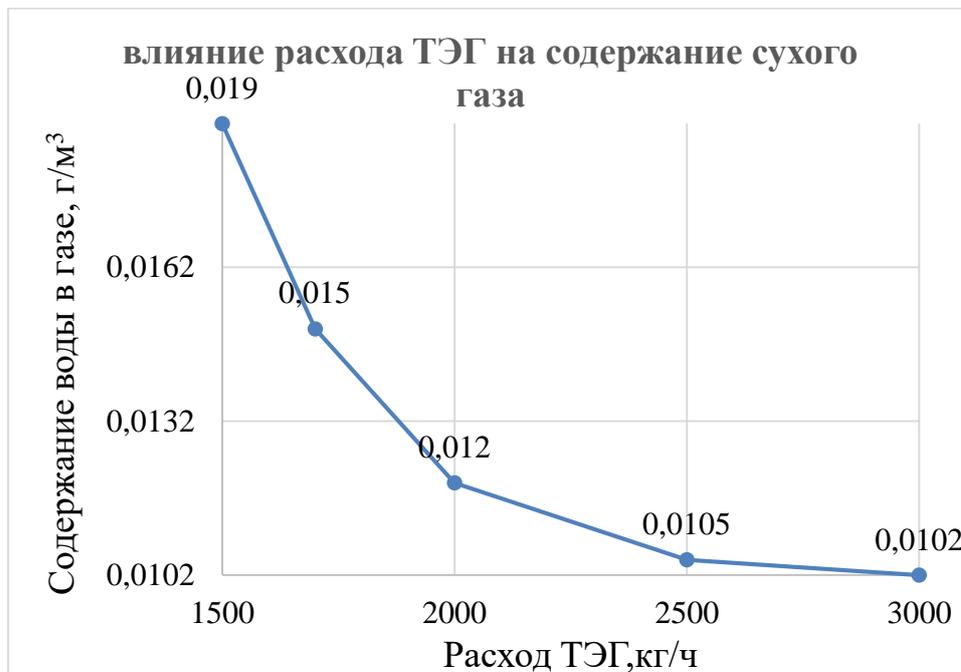


Рисунок 15 – Влияние расхода ТЭГ на содержание сухого газа

Результат анализа показывает, что содержание воды в осушенном газе уменьшается с увеличением скорости циркуляции триэтиленгликоля.

Видно, что, начиная с 1500 кг/ч, содержание воды в газе равно 0,019 г/м³, и с увеличения расход ТЭГа содержание воды уменьшается.

Что касается оптимизации циркуляции ТЭГ видно, что 1700 кг/ч позволяет достичь содержания воды 0,015 г/м³ что соответствует с спецификацией содержание воды в газе. Поэтому предпочтительно уменьшить количество с 3000 до 1700 кг/ч и будет более рентабельно с точки зрения экономики.

Кроме того, высокая скорость циркуляции может перегрузить ребойлер и помешать правильной регенерации гликоля. Тепло, необходимое для ребойлера, прямо пропорционально скорости циркуляции. Таким образом, увеличение скорости циркуляции может снизить температуру ребойлера, уменьшить концентрацию обедненного гликоля и фактически уменьшить количество воды, которая удаляется гликолем из газа.

2.2.2 Влияние температуры контакта газа на точку росы газа

Для определения влияния температуры контакта газа учитывается состав исходного газа и варьируется температура.

Будет рассчитано точка росы газа для каждого варианта.

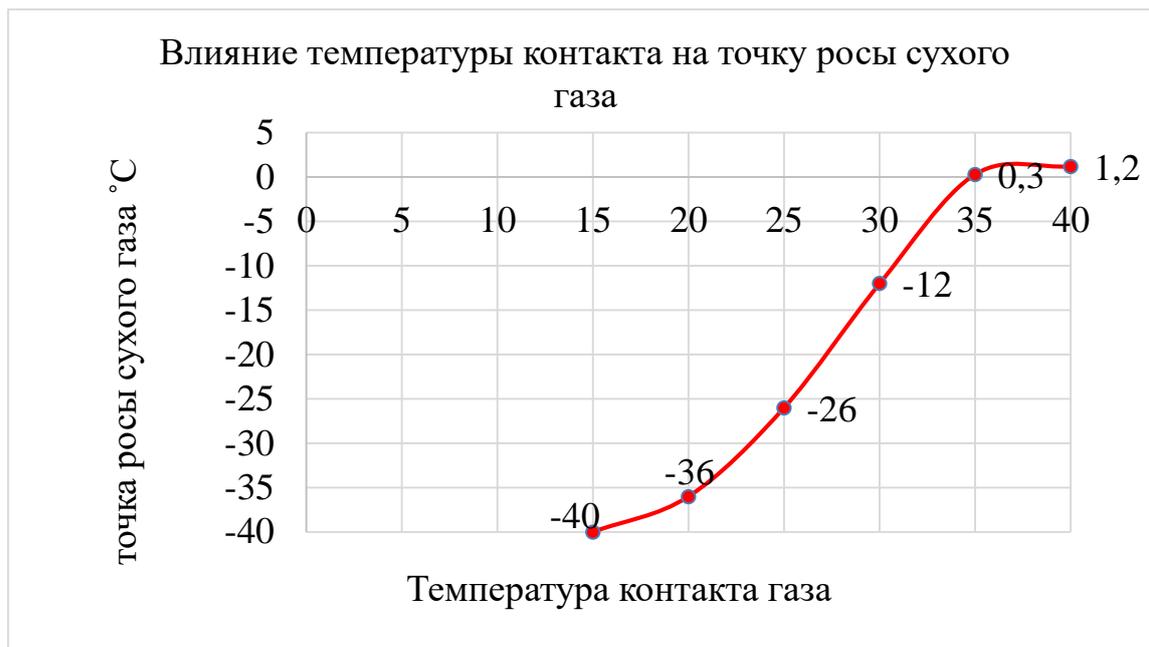


Рисунок 16 – Влияние температуры контакта на точку росы сухого газа

График показывает, что при уменьшении температуры контакта газа количество воды, содержащейся в газе после осушки, также уменьшается.

Это объясняется тем, что низкие температуры увеличивают емкость абсорбентов, позволяя им больше поглощать воду, содержащуюся в газе, следовательно, чем ниже температура газа, тем ниже температура точки росы.

Кроме того, высокие температуры увеличивают потери ТЕГ. Чем ниже температура процесса, тем меньше расчетная концентрация гликоля, используемого для получения заданной точки росы газа.

Снижение температуры приводит также к снижению затрат тепла на работу блока регенерации, так как уменьшается количество воды, извлекаемой из газа.

2.2.3 Анализ гидратообразования

Всегда следует проводить анализ термодинамических условий образования гидратов, чтобы избежать негативных воздействий, которые это может вызвать.

После осушки газа необходимо проверить потоки, чтобы определить, при какой температуре газ будет гидратироваться.

Анализ условий гидратообразования сухого газа при давлении 3462 кПа и температура 23 °С условия приведен в таблице 13.

При давлении 3462 кПа и температура 23 °С сухой газ может быть транспортировать без образования гидратов, это связано с тем, температура образования гидратов составляет значительно ниже температуры потока сухого газа.

Таблица 13 – условия образования гидратов при 3462 кПа

Температура обрзования	-22,18
Температура замерзания	-26,54
Типа гидратообразования	Типа I и II

Образование гидратов в технологических установках и в трубопроводах может происходить в течение нескольких минут без предварительного предупреждения инженера-технолога поэтому необходимо знать диапазон образования гидратов.

В таблице 14 представлены диапазон температура и давление при которых гидраты образуются.

Таблица 14 – термодинамической диапазон образования гидратов

Давление кПа	Температура С
429	-38
908	-32
1838	-26
3431	-21
4362	-19
5469	-17

6058	-16,68
6419	-16,23
6616	-16,01
6703	-15,9
6722	-15,89
6694	-15,92

Следующий рисунок позволяет лучше визуализировать образование гидратов в зависимости от температуры и давления.

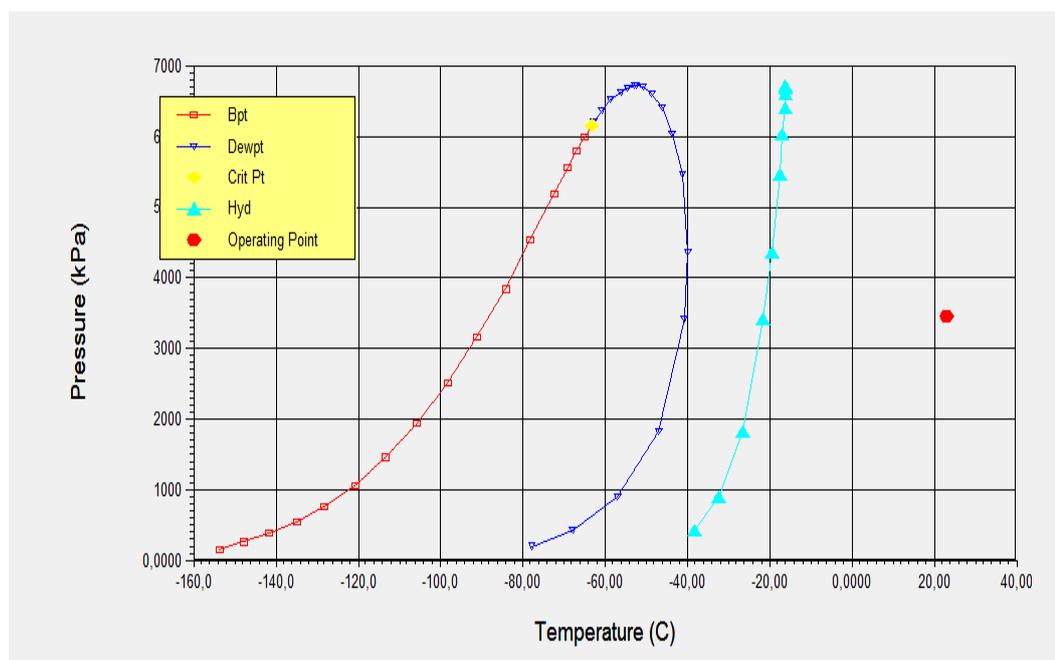


Рисунок 17 – диаграмма образования гидратов

В диаграмме можно увидеть Критические свойства потока сухого газа: критическая температура $T_{cr} = -63,12 \text{ } ^\circ \text{C}$, критическое давление $P_{cr} = 6170 \text{ кПа}$

На рисунке показаны температуры и давления, указанные в таблице 2, при которых образуется гидрат.

Таким образом, чтобы обеспечить транспортировку газа без образования гидратов, необходимо, чтобы транспортировка осуществлялась за пределами этих значений температуры и давления.

2.2.4 Регенерация гликоля с помощью отпарного газа

Отпарной газ используется для достижения очень высоких концентраций гликоля, которые не могут быть получены при нормальной регенерации.

Это обеспечивает максимальное снижение точки росы и большее обезвоживание.

Он также используется для обеспечения тесного контакта между горячим газом и обедненным гликолем после удаления большей части воды дистилляцией.

Для процесса регенерации ТЭГ используемый десорбционный газ отбирали из потока осушенного газа при температуре 25 °С.

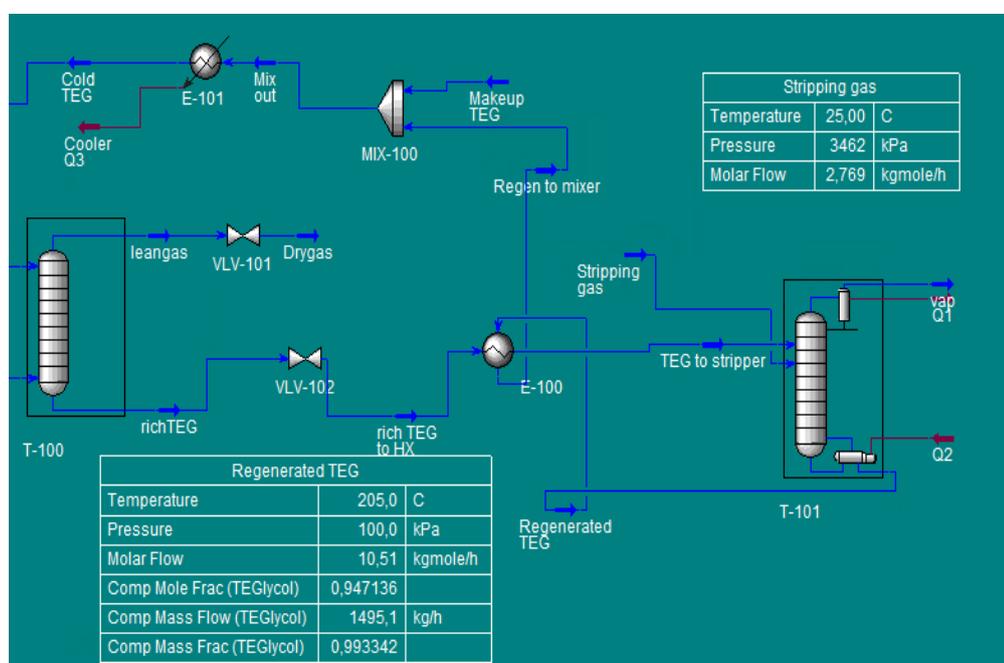


Рисунок 18 – Процесс регенерации с использованием отпарного газа

Концентрация регенерационного гликоля зависит от скорости циркуляции отпарного газа.

Мы проанализируем влияние расхода отпарного газа, который принят на сухой газ на чистоту гликоля. Скорость варьируется от 50 до 300 кг/ч при вакуумном давлении.

Таблица 15 – Результаты регенерации с использованием отпарного газа при давлении ребойлера 100 кПа и температуре 205 °С

Скорость отпарного газа (кг/ч)	Концентрация ТЭГ (%)	Потери ТЭГ(кг/ч)	Потери ТЭГ(г/1000м ³)
50	99,23	0,97	2,9
100	99,45	1,47	4,4
200	99,62	2,5	7,5
300	99,71	3,6	10,9

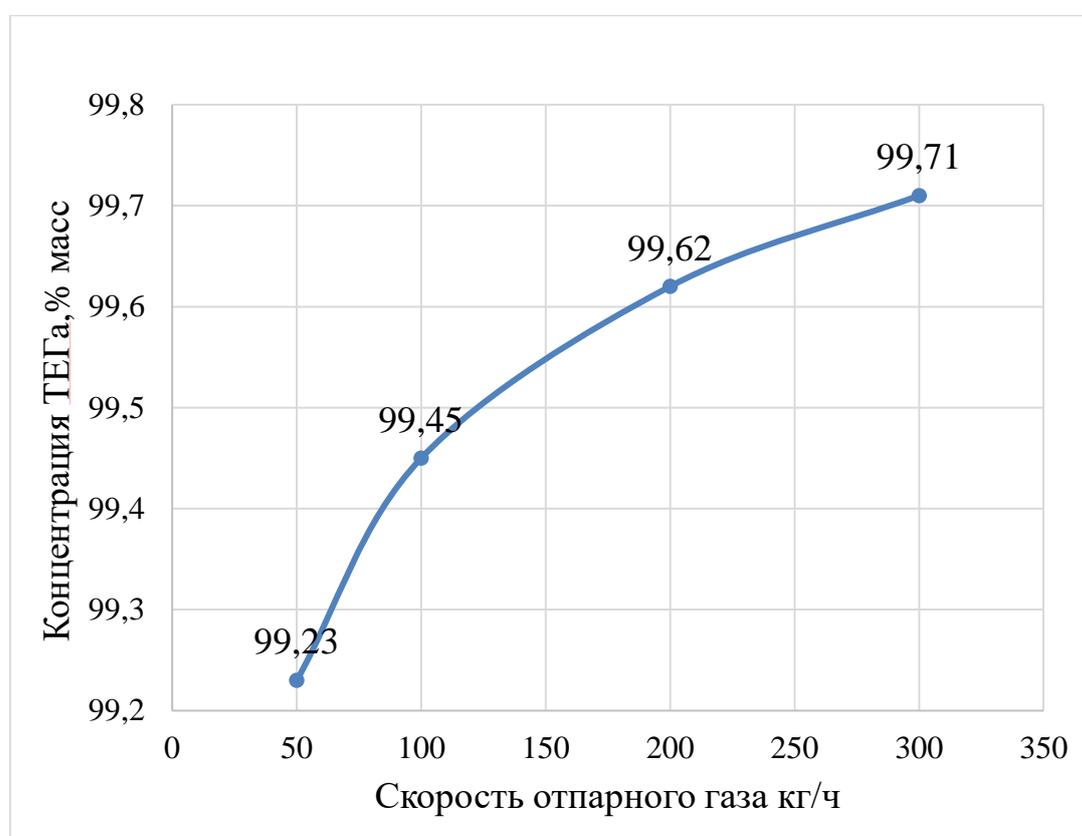


Рисунок 19 – Концентрация ТЭГ в зависимости от скорости отпарного газа

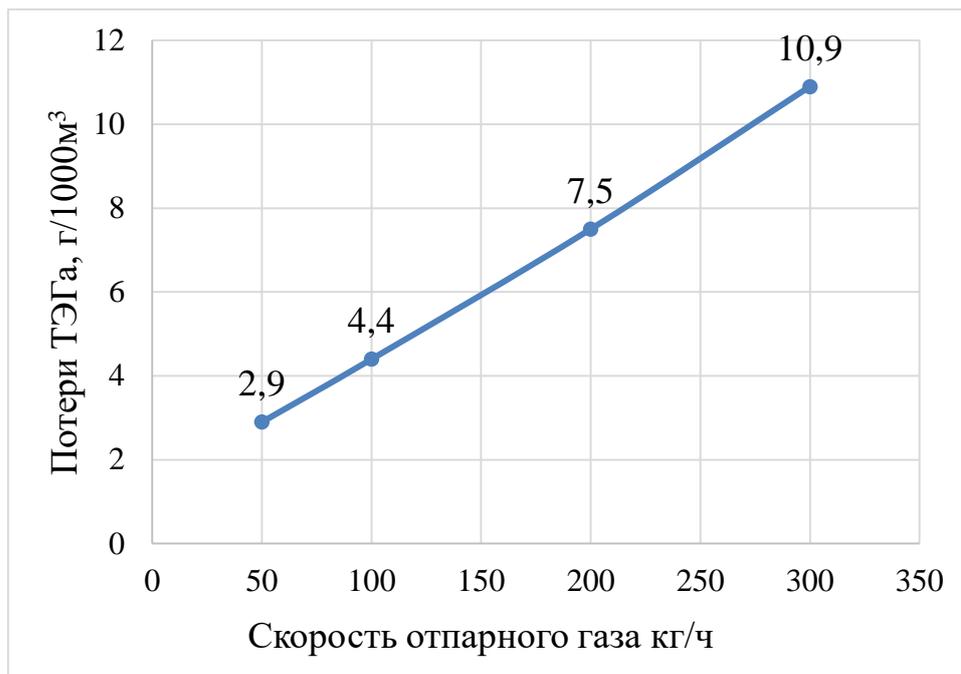


Рисунок 20 – Потери ТЭГа при давлении 100 кПа в зависимости от скорости отпарного газа.

Анализируя влияние расхода отпарного газа, можно увидеть, что при давлении в ребойлере 100 кПа, чем больше увеличивается расход отпарного газа, тем больше увеличивается концентрация гликоля, но, с другой стороны, наблюдается небольшая потеря гликоля.

Количества отпарного газа позволяет получить более чистый гликоль, но вызывает увеличение потерь гликоля.

Для оптимизации работы и с экономической точки зрения рекомендуется работать на установке, где давление ребойлера установлено на 100 кПа с расходом отпарного газа 200 кг/ч, что позволит нам регенерировать гликоль до 99,62 % с потерями 7,5 г/1000 м³.

2.2.5 Регенерация гликоля с помощью азеотропного агента

Процесс DRIZO обеспечивает обогащение гликоля с помощью собственной внутренней отпарной среды, смеси парафиновых и ароматических (ВТЕХ) углеводородов с диапазоном кипения C₅ +.

Патент работает с изооктановым растворителем, но типичный состав десорбирующей среды состоит из ароматических углеводородов, нафтенов и парафинов.

Тяжелые углеводороды и вода конденсируются из головки регенератора. После конденсации они отделяются от воды, перегретой и перетекают в колонну для экстракции обедненного гликоля, которая служит экстракционной средой, что приводит к чистоте ТЭГ более 99,99 % по весу.

Азеотропная дистилляция используется для преодоления границ дистилляций, которые не могут быть преодолены обычной дистилляцией.

Агент используется для образования тройного азеотропа со смесью.

В нашем случае применение гексана используется для разделения бинарной воды и триэтиленгликоля.

Основываясь на принципе процесса DRIZO, используется азеотропный агент, содержащий 100 % гексана, поскольку наш газ не содержит углеводородов C₅+

Таблица 16 – параметры азеотропного агента

Температура(°C)	Давление(кПа)	Массовый поток (кг/ч)
68,59	100	3000

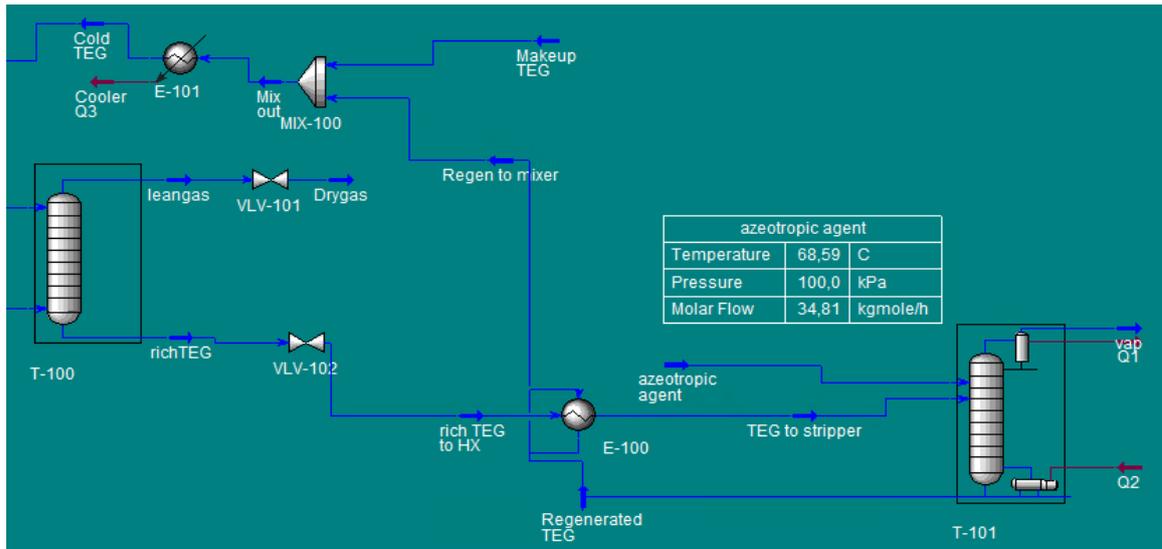


Рисунок 21 – Процесс регенерации с использованием азеотропного агента.

Азеотропную перегонку проводили при различных давлениях ребойлера. И результаты позволили нам увидеть концентрацию регенерированного гликоля и потери гликоля в соответствии с параметрами.

Таблица 17 – Результаты процесса регенерации

Температура Ребойлера (°C)	Концентрация ТЭГ (%)	Потери ТЭГ(кг/ч)	Потери ТЭГ(г/1000м ³)
200	99,85	2,43	7,3
180	99,80	2,31	7
140	99,78	2,19	6,6

Анализируя результаты, видим, что при атмосферном давлении и температуре ребойлера 200 °C мы можем достичь концентрации гликоля 99,85 % с потерей 2,43 кг/ч.

Понижение температуры ребойлера не сильно уменьшает концентрация ТЭГа поэтому для снижения затраты тепла можно установить температуру ребойлера на 140 °C.

Глава 3 Исследование и анализ процесса адсорбционной осушки на газовом месторождении X

Целью этого экспериментального исследования является осушка природного газа с помощью адсорбента.

Задача состоит в том, чтобы определить количество воды, которое необходимо удалить и выполнить предварительный проект системы осушки молекулярным ситом и силикагелем, состоящей из двух колонн с дегидратацией в нисходящем потоке в одной колонне и регенерацией в восходящем потоке в другой.

Сравнить результаты, полученных в процессе, чтобы увидеть, какой адсорбент является наилучшим с точки зрения удаления воды.

3.1 Технологической расчет адсорбера

Технологический расчет адсорбера установки осушки газа включает определение необходимого количества цеолита и силикагеля, диаметра адсорбера, количества влаги и требуемого расхода регенерационного газа.

Для процесса адсорбции, состав и параметры газа приведены в таблицах ниже.

Таблица 19 – Исходный состава газа

Состав	Массовый процент
N ₂	0.0018
CO ₂	0.065
CH ₄	0.81
C ₂ H ₆	0.054
C ₃ H ₈	0.036
n-C ₄ H ₁₀	0.0095
i-C ₄ H ₁₀	0.019
Сумма	1

Таблица 20 – Параметры исходного влажного газа

Параметры: Влажный газ	
Температура	25 °С
Давление	4 Мпа
Производительность	330000 м ³ /ч

і. Адсорбция с цеолитами

Для этого процесса использовалось молекулярное сито марки 4А, регенерирующий газ при давлении 4 Мпа и температуре 25 °С.

Адсорбер должен быть нагрет до температуры регенерации.

Процесс основан на 24-часовом цикле, включающем 12 часов адсорбции и 12 часов регенерации (нагрев, охлаждение, режим ожидания и переключение клапана).

Физические свойства цеолитов приведены в следующей таблице.

Таблица 21 физические свойства цеолитов

Размер гранул (мм)	2,3-4,7
Насыпная плотность, кг/м ³	720
Удельная поверхность м ² /г	500-800
Температура регенерации °С	290
Точка росы °С	-100

Для этого расчета нам необходимо определить следующие параметры:

- диаметр адсорбера;
- количество воды, которое должно быть удалено за цикл для каждого слоя;
- необходимое количество цеолита;
- общее количество тепла, необходимое для десорбции воды

основанный на нагревании кровати.

- ✓ требуемый расход регенерационного газа

Эти параметры будут определены теоретически на основе уравнений [27].

1) Определим диаметр адсорбера

$$D = \sqrt{\frac{4q}{\pi V_{max}}} \quad (3.1)$$

Где:

q – скорость газа в адсорбере м³/мин

$$q = \text{расход газа} / \rho \quad (3.2)$$

V_{max} – максимальная приведенная скорость газа

- ✓ Определим максимальную приведенную скорость

$$V_{max} = \frac{1}{2} \left[\frac{B}{C} \right] / (\mu / \rho) \quad (3.3)$$

B – констант; B = 0.0560

C – констант; C = 0.000089

μ – вязкость μ = 0.015 сантипуаз

Δp/L – перепад давления в слое Δp/L = 0.33 psi/ft

ρ – плотность газа ρ = 28, 29 кг/м³ = 1,76 lb/ft³

$$V_{max} = \sqrt{\frac{0,33}{0,000089}} / 1,76 - \left[\frac{1}{2} (0,0560 / 0,000089) / (\mu / 1,76) \right] = 43.21 \text{ ft/min}$$

$$V_{max} = 0.219 \text{ м/с}$$

$$q = (435000 * 2,2 \text{ lb/h}) / (60 \text{ min/h}) * 1,76 \text{ lb/ft}^3 = 9053 \text{ ft}^3/\text{min}$$

- ✓ Определим диаметр

$$D_{мин} = \sqrt{\frac{4 * 9053}{\pi * 43,21}} = 16,3 \text{ ft} = 4,9 \text{ м} \quad (3.4)$$

Выбираем адсорбер диаметром 5 м (16,5 ft)

2) Оценим количество воды, которое нужно удалить, количество поглощаемой влаги рассчитывается по формуле (3.5).

Количество поглощаемой воды зависит от начального содержания влаги в газе и ожидаемого конечного содержания воды и расхода газа.

$$G_{\text{вл.п}} = (C_n - C_k) * V \quad (3.5)$$

где V – объемное количество углеводородного сырья, м³/ч.

C_n – начальное содержание влаги C_k – конечное содержание влаги.

$$G_{\text{вл.п}} = (60 - 0,5) 10^{-5} * 330000 = 196 \text{ кг/ч}$$

$G_{\text{вл.п}} = 196 * 12 = 2352 \text{ кг/ч}$ (4909 lb/hr) воды удаляется за 12-часовой период осушки.

- ✓ Определение необходимого количества цеолита

Определение количества цеолита зависит от требуемой точки росы т.е. от требуемого поглощения воды.

С молекулярными ситами можно достичь точки росы – 40 °С, который соответствует конечному содержанию воды в газе $0,5 \cdot 10^{-6}$ кг/м³.

$$\text{Кол. цео.} = G_{\text{вл. п}} / (0,13 * C_{\text{с}} * C_{\text{Т}}) \quad (3.6)$$

где:

Кол. цео – количество цеолита

$C_{\text{с}}$ – поправочный коэффициент цеолита для относительного насыщения

$C_{\text{Т}}$ – коэффициент коррекции емкости цеолита для температуры

$\text{Кол.цео.} = 4909 / (0,13 * 1 * 0,93) = 18417 \text{ кг}$ (40603 lb) цеолиты для каждого сосуда,

- ✓ Определение высоты сосуда

$$L_1 = \frac{Q_{\text{цео}} * 4}{\pi D^2 * \rho_{\text{цео}}} \quad (3.7)$$

$$L_1 = \frac{40603 * 4}{\pi * 16 * 16 * 45} = 1,4 \text{ м} (4,48 \text{ ft})$$

- ✓ Определение высоты зоны массообмена

$$L_2 = (V_a/35)^{0.3} * Z \quad (3.8)$$

V_a – поверхностная скорректированная скорость

$$V_a = \frac{v_{max}}{D_{min}/D_{sel}} \quad V_a = \frac{43,21}{16,3/16,5} = 0,225 \text{ м/с (44,27ft/min)} \quad (3.9)$$

$$L_2 = (44,27/35)^{0.3} * 1,7 = 1,82 \text{ ft}$$

✓ Определение общего количества цеолита

$$\text{Кол. общ. цео.} = \frac{L_1 + L_2}{L_1} * \text{кол. цео.} \quad (3.10)$$

$$\text{Кол. общ. цео.} = \frac{4,48 + 1,82}{4,48} * 40603 = 33519 \text{ кг (73897 lb)}$$

Для удаления 2227 кг/ч воды потребуется 33519 кг цеолита.

3) Определим общее количества тепла, необходимое для десорбции воды, исходя из нагрева слоя и емкости до 290 °С для регенерации.

Расчетное давление обычно устанавливается на уровне 110 % от максимального рабочего давления.

$$\text{Расчетное давление (Pdesign)} = 4 * 1,1 = 4,4 \text{ МПа} \quad (3.11)$$

✓ Общее количество тепла, необходимое для нагрева сосуда

$$Q_{\text{сосуд}} = (\text{вес сосуд}) (C_p) (T_{\text{рег}} - T_{\text{нач}}) \quad (3.12)$$

$$C_p - \text{тепловая емкость} = 0,12 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}$$

$$\text{Вес} = 155(t + 0,125) (L_1 + L_2 + 0,75D_{\text{мин}} + 3) * D_{\text{мин}} \quad (3.13)$$

где:

t = толщина стенки сосуда,

$$t = \frac{1,2 * D_{\text{мин}} * P_{\text{design}}}{2 * 18800 - 1,2 * P_{\text{design}}} = \frac{1,2 * 16,3 * 638}{2 * 18800 - 1,2 * 638} = 3,38 \quad (3.14)$$

$$\text{Вес сосуда} = 155(3,38 + 0,125) (1,82 + 4,48 + 0,75 * 16,3 + 3) * 16,3$$

$$\text{Вес сосуда} = 86416 \text{ кг (190515 lb)}$$

$$Q_{\text{сосуд}} = (190515 \text{ lb}) (0,12 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}) (500^\circ\text{F} - 77^\circ\text{F}) = 9,7 \cdot 10^6 \text{ Btu}$$

$$Q_{\text{сосуд}} = 1 \cdot 10^{10} \text{ Дж}$$

✓ Общее количество тепла, необходимое для нагрева цеолита

$$Q_{\text{цео}} = (\text{вес цео}) (C_p) (T_{\text{рег}} - T_{\text{нач.}}) \quad (3.15)$$

$$\text{тепловая емкость цео } C_p = 0,24 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}$$

$$Q_{\text{цео.}} = (73897 \text{ lb}) * (0.24 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}) * (500^\circ\text{F} - 77^\circ\text{F}) = 7,5 \cdot 10^6 \text{ Btu}$$

$$Q_{\text{цео.}} = 7,9 \cdot 10^9 \text{ Дж}$$

- ✓ Количество тепла, необходимое для десорбции воды

$$Q_{\text{воды}} = 1800 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{lb}}\right) * 4909 = 8,8 \cdot 10^6 \text{ Btu} \quad (3.16)$$

$$Q_{\text{воды}} = 9,3 \cdot 10^9 \text{ Дж}$$

- ✓ Количество теплотерь

Предполагается, что потеря тепла составляет 10 %.

$$Q_{\text{потери}} = 0,1 * (Q_{\text{воды}} + Q_{\text{цео.}} + Q_{\text{сосуд}}) \quad (3.17)$$

$$Q_{\text{потери}} = 0,1 * (8,8 \cdot 10^6 + 7,5 \cdot 10^6 + 9,7 \cdot 10^6) = 2,6 \cdot 10^6 \text{ Btu}$$

$$Q_{\text{потери}} = 2,7 \cdot 10^9 \text{ Дж}$$

- ✓ Общая тепловая нагрузка регенерации

$$Q_{\text{рен.негрузка}} = (2,5) * (Q_{\text{воды}} + Q_{\text{цео.}} + Q_{\text{сосуд}} + Q_{\text{пот}}) \quad (3.18)$$

$$Q_{\text{рен.негрузка}} = (2,5) * (8,8 \cdot 10^6 + 7,5 \cdot 10^6 + 9,7 \cdot 10^6 + 2,6 \cdot 10^6) = 7,1 \cdot 10^7 \text{ Btu}$$

$$Q_{\text{рен.нагрузка}} = 7,49 \cdot 10^{10} \text{ Дж}$$

Фактор 2,5 корректирует изменения разницы температур по слою во времени во время регенерации.

4) Расход газа для регенерации

$$Q = Q_{\text{рен.нагруз}} / (C_p * (T_{\text{нагр.}} - T_{\text{сос.}}) * (\text{время нагревания})) \quad (3.19)$$

где:

$T_{\text{нагр}}$ – температура нагревания

$T_{\text{сос}}$ – температура сосуда

$$C_p (\text{Btu/lb/}^\circ\text{F}) = (H_{\text{нагр}} - H_{\text{нач}}) / (T_{\text{нагр}} - T_{\text{сос.}}) \quad (3.20)$$

Температура слоя в начале регенерации такая же, как температура подачи в установку осушки.

Предполагается, что время нагрева обычно составляет от 50 % до 60 % от общего времени регенерации, которое должно включать период охлаждения.

$$\text{Время нагревания} = 60\% * 12 = 7,2 \text{ ч} \quad (3.21)$$

✓ Определим теплоемкость

$$C_p \text{ (Btu/lb/}^\circ\text{F)} = (H_{\text{нагр}} - H_{\text{нач}}) / (T_{\text{нагр}} - T_{\text{сос.}})$$

Энтальпии получаются из графиков зависимости энтальпии от температуры для различных давлений (приложение 1).

$$C_p \text{ (Btu/lb/}^\circ\text{F)} = (545-250) / (554-77) = 0,64 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}$$

$$Q = 7,1 \cdot 10^7 / (0,64 * (554 - 77) * (7,2)) = 32300 \text{ lb/hr}$$

$$Q = 14535 \text{ кг/ч.}$$

ii. Адсорбция с силикагелем

Для этого процесса как с цеолитами используются, регенерирующий газ при давлении 4 МПа и температуре 25 °С.

Адсорбер должен быть нагрет до 180 °С для регенерации который соответствует температуре регенерации силикагеля.

Процесс основан на 24-часовом цикле, включающем 12 часов адсорбции и 12 часов регенерации (нагрев, охлаждение, режим ожидания и переключение клапана).

Таблица 22 - физические свойства силикагелей

Размер гранул (мм)	3,0-6,0
Насыпная плотность, кг/м ³	720
Удельная поверхность м ² /г	600-800
Температура регенерации	160-200
точка росы	-60

Для удаления одно 2352 кг/ч влаги из газа требуется одно и тоже конструкция установки и одно и тоже вес силикагели как цеолиты т.е 35375 кг за цикл адсорбции.

б) Определим общее количество тепла, необходимое для десорбции воды, исходя из нагрева адсорбера и емкости до 180 °С.

Расчетное давление обычно устанавливается на уровне 110 % от максимального рабочего давления.

- ✓ Общее количество тепла, необходимое для нагрева сосуда

$$Q_{\text{сосуд}} = (190515 \text{ lb}) (0,12 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}) (356^\circ\text{F} - 77^\circ\text{F}) = 6,4 \cdot 10^6 \text{ Btu}$$

$$Q_{\text{сосуд}} = 6,8 \cdot 10^9 \text{ Дж}$$

- ✓ Общее количество тепла, необходимое для нагрева силикагеля

$$\text{тепловая емкость силикагеля } C_p = 0,25 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}$$

$$Q_{\text{сил.}} = (73897 \text{ lb}) * (0,24 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}) * (356^\circ\text{F} - 77^\circ\text{F}) = 4,9 \cdot 10^6 \text{ Btu}$$

$$Q_{\text{сил.}} = 5,2 \cdot 10^9 \text{ Дж}$$

- ✓ Количество тепла необходимое для десорбции воды

$$Q_{\text{воды}} = 1800 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{lb}} \right) * 4909 = 8,8 \cdot 10^6 \text{ Btu}$$

$$Q_{\text{воды}} = 9,3 \cdot 10^9 \text{ Дж}$$

- ✓ Количество теплотерь

Предполагается, что потеря тепла составляет 10 %.

$$Q_{\text{потери}} = 0,1 * (4,9 \cdot 10^6 + 6,4 \cdot 10^6 + 8,4 \cdot 10^6) = 2 \cdot 10^6 \text{ Btu}$$

$$Q_{\text{потери}} = 2,1 \cdot 10^9 \text{ Дж}$$

- ✓ Общая тепловая нагрузка регенерации

$$Q_{\text{рен.негрузка}} = (2,5) * (8,8 \cdot 10^6 + 4,9 \cdot 10^6 + 6,4 \cdot 10^6 + 2 \cdot 10^6) = 5,5 \cdot 10^7$$

Btu

$$Q_{\text{рен.негрузка}} = 5,8 \cdot 10^{10} \text{ Дж}$$

Фактор 2,5 корректирует изменения разницы температур по слою во времени во время регенерации.

- 7) Расход газа для регенерации

$$Q = Q_{\text{рен.негрузка}} / (C_p * (T_{\text{нагр.}} - T_{\text{сос.}}) * (\text{время нагревания}))$$

Где:

$T_{\text{нагр}}$ – температура нагревания

$T_{\text{сос}}$ – температура сосуда

$$C_p (\text{Btu/lb/}^\circ\text{F}) = (H_{\text{нагр}} - H_{\text{нач}}) / (T_{\text{нагр}} - T_{\text{сос.}})$$

Температура нагрева составляет на 10 °C выше температуры регенерации.

Температура слоя в начале регенерации такая же, как температура подачи в установку осушки.

Предполагается, что время нагрева обычно составляет от 50 % до 60 % от общего времени регенерации, которое должно включать период охлаждения.

$$\text{Время нагревания} = 60\% * 12 = 7,2 \text{ ч}$$

✓ Определим теплоемкость

$$C_p \text{ (Btu/lb/}^\circ\text{F)} = (H_{\text{нагр}} - H_{\text{нач}}) / (T_{\text{нагр}} - T_{\text{сос.}})$$

Энтальпии получают из графиков зависимости энтальпии от температуры для различных давлений.

$$C_p \text{ (Btu/lb/}^\circ\text{F)} = (545-250) / (356-77) = 1 \text{ Btu/lb/}^\circ\text{F}$$

$$Q = 5,5 \cdot 10^7 / (0,75 * (356 - 77) * (7,2 \text{ hr})) = 27500 \text{ lb/hr}$$

$$Q = 12375 \text{ кг/ч}$$

3.2 Результаты проектирования

В ходе исследования процесса адсорбционной установки были сделаны следующие допущения с временем цикла: 24 часа, 12 часов адсорбции, 12 часов регенерации с использованием 2 адсорберов, расчетное давление и температура в адсорбере 4,44 МПа и, температура нагревания 10 ° выше, чем температура регенерации адсорбентов.

В результате исследования были получены следующие результаты:

- адсорбция с цеолитами, потребовались весом 2х 33519 кг цеолитов для поглощения воды, Расход газа для регенерации 14535 кг /ч, общая регенеративная нагрузка = $7,5 \cdot 10^{10}$ Дж, использованная для результата процесса.

- адсорбция с силикагелием, потребовались 2х 33519 кг силикагеля для поглощения воды, расход газа для регенерации 12375 кг / ч, общая регенеративная нагрузка = $5,5 \cdot 10^{10}$ Дж.

Анализ результатов позволяет нам провести сравнение между двумя типами адсорбентов, используемых для целей спецификации.

Для удаления 196 кг/ч влаги из газа с тем же количеством цеолитов и силикагеля при тех же термодинамических условиях, общая необходимая энергия и расход регенерирующего газа, требуемые для проведения этого процесса для цеолита, больше, чем для силикагеля.

Таким образом, в нашем случае для осушки газа до точки росы по воде - 40 °С использование силикагеля по энергозатрат более экономично на 1,3 раза, чем использование цеолитов, не смотря что, помимо энергетических требований, цеолиты намного дороже, чем силикагель.

Если в соответствии со спецификацией газа нам необходимо, чтобы температура точки росы газа была выше - 60 °С, в этом случае лучшим выходом является использование цеолитов.

Глава 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоёмкость

Триэтиленгликоль используется во многих установках осушки газа из-за его высокой эффективности в осушке газа. Однако в некоторых установках очистки газа в качестве абсорбента до сих пор используется диэтиленгликоль. В некоторых областях с определенными требованиями к характеристикам обрабатываемого газа диэтиленгликоль по-прежнему остается эффективным абсорбентом. Целью этой части магистерской диссертации является сравнительная оценка экономической стоимости двух часто используемых абсорбентов, чтобы иметь возможность в некоторых случаях использовать более экономичный абсорбент.

Для оценки затрат на использование этих абсорбентов необходимо рассчитать цены на гликоли, а также стоимость транспортировки до места их использования.

4.1 Определение стоимости гликоля и стоимости на транспортировки

Гликоли производятся в разных городах России. Цена и виды гликолей зависят от каждого поставщика.

Цены на диэтиленгликоль и триэтиленгликоль от некоторых поставщиков в России указаны в следующих таблицах.

Таблица 23 – Стоимость ДЭГа и ТЭГа в России

Наименование поставщика	Цена за 10 тонн ДЭГа гликоля, тыс. руб.	Цена за 10 тонн ТЭГа гликоля, тыс. руб.
ООО «АМК-Групп», г. Новосибирск)	655	1110

ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород	695	1100
ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград	650	
ООО «ВитаХим Казань», г. Казань	675	1155
ООО «ПромСнабКомплект», г. Екатеринбург	575	
ООО «ТД ХимЛидер», г. Москва	555	1035
ООО «Виразж», г. Уфа	-	1000
ООО «АКВАХИМ», г. Санкт-Петербург	-	1190

Как видно из таблицы ниже, сравнивая цены, триэтиленгликоль намного дороже диэтиленгликоля, и цена одного и того же абсорбента может отличаться в зависимости от региона.

Цена на диэтиленгликоль, а также на триэтиленгликоль дешевле в районе Нижнего Новгорода.

Транспортные цены зависят от расстояния между поставщиком и местом, где гликоль будет транспортироваться, а также от количества гликоля.

При перевозке 10 тонн гликоля на 1 км ориентировочная стоимость зафиксирована в размере 40 рублей [27].

Для нашего экономического исследования гликоль будет транспортироваться на Ямбургское газовое месторождение.

Таким образом, цена будет полностью зависеть от расстояния между местом поставщика и местом доставки.

В следующей таблице показаны транспортные цены на гликоль от точки поставщика до места доставки.

Таблица 24 – Стоимость на транспортировки гликоля в России

Наименование поставщика	Стоимость доставки гликоля до Ямбургского месторождения, руб	Расстояние до Ямбургского месторождения, (км)
ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород	127800	3195
ООО «ВитаХим Казань», г. Казань	111520	2788
ООО «ТД ХимЛидер», г. Москва	146000	3650
ООО «АМК-Групп», г. Новосибирск)	102360	2559
ООО «ПромСнабКомплект», г. Екатеринбург	74800	1870
ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград	144800	3620

Если сравнить цены на транспортировку гликоля, то в Москве и Волгограде цена на транспортировку выше.

Таким образом, выбор поставщика будет зависеть от общей цены, включая цену гликоля и стоимость транспортировки.

4.2 Определение общей стоимости гликоля

Общая стоимость гликоля учитывает закупочную цену гликоля, а также стоимость транспортировки до доставки.

Оценка этой цены позволит выбрать покупку у поставщика, который будет наиболее выгодным.

Общая стоимость диэтиленгликоля указана в следующей таблице.

Таблица 25 – Общая стоимость ДЭГа

Наименование Поставщика	Стоимость доставки ДЭГа до ямбургского месторождения, тыс руб	Цена за 10 тонн ДЭГа гликоля, тыс. руб	Общая стоимость ДЭГа до Ямбургского месторождения, тыс. руб
ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород	127,800	695	822,8
ООО «ВитаХим Казань», г. Казань	111,520	675	786,52
ООО «ТД ХимЛидер», г. Москва	146	555	701
ООО «АМК- Групп», г. Новосибирск)	102,36	655	757,36
ООО «ПромСнабКомп лект», г. Екатеринбург	74,8	575	649,8
ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград	144,8	650	794,8

Сравнивая общую стоимость закупки диэтиленгликоля, выгоднее покупать у поставщиков, находящихся в Екатеринбурге или даже в Казани, потому что там стоимость дешевле.

Правда, закупочная цена диэтиленгликоля в Москве дешевле, но с учетом транспортных расходов общая стоимость становится для всех дороже.

Таблица 26 – Общая стоимость ТЭГа в России

Наименование поставщика	Стоимость доставки ТЕГа до ямбургского месторождения, тыс. руб.	Цена за 10 тонн ТЭГа гликоля, тыс. руб	Общая стоимость ТЕГа до ямбургского месторождения, тыс. руб.
ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород	127,8	1100	1412,8
ООО «ВитаХим Казань», г. Казань	111,520	1155	1266,52
ООО «ТД ХимЛидер», г. Москва	146	1035	1181
ООО «АМК-Групп», г. Новосибирск)	102,360	1110	1177,36
ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград	144,8	1105	1249,8
ООО «Виразж», г. Уфа	94,6	1000	1094,6
ООО «АКВАХИМ», г. Санкт-Петербург	163,4	1185	1348,4

Что касается общей стоимости триэтиленгликоля, то из расчетов видно, что цены более доступны в районе Новосибирска и еще дешевле в районе Уфы.

В Уфе общая стоимость триэтиленгликоля зафиксирована на уровне 1094 тыс. руб. За 10 т. дешевле на 82 тыс. руб. по сравнению с ценой новосибирской области.

Поэтому для нашего тематического исследования рекомендуется, чтобы Ямбургское газовое месторождение закупало триэтиленгликоль у поставщиков, расположенных в Уфе и диэтиленгликоль в Екатеринбурге.

По цене выбранных гликолей триэтиленгликоль на 44 % дороже диэтиленгликоля.

4.3 Определение количества и стоимости абсорбента

Экономический расчет процесса абсорбции напрямую связан с количеством диэтиленгликоля или триэтиленгликоля, используемых при проведении процесса.

Количество используемого гликоля рассчитывается на основе расхода газа, начальной влажности, а также конечной влажности, соответствующей заданной точке росы.

В газоперерабатывающей установке Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения расход газа через абсорбер составляет 4,8 - 8,4 млн. м³/сут.

Таким образом, количество гликоля рассчитывается на основе этих данных.

Что касается диэтиленгликоля, количество 2-4 м³/ч или приблизительно 48-96 м³/день необходимо для осушения объема газа от 200 до 350 тысяч м³/ч до требуемой точки росы [28].

Принимая во внимание плотность ДЭГ, которая составляет 1118 кг /м³, количество от 53664 до 107328 кг ДЭГ необходимо в день для проведения процесса сушки этого количества газа.

Относительно триэтиленгликоля есть только приблизительные сведения, поскольку газовое месторождение работает с ДЭГ.

Согласно теоретическим данным предполагается, что при тех же рабочих условиях, что и ДЭГ с теми же характеристиками, количество триэтиленгликоля на 10-15 % меньше, чем количество требуемого ДЭГ.

Следовательно, для осушки данного объема газа необходимо количество триэтиленгликоля 1,7 - 3,6 м³ / ч или приблизительно 40 - 86,4 м³/ день.

Этот поток триэтиленгликоля соответствует количеству от 45040 до 97286 кг в сутки.

С точки зрения экономической стоимости такое количество ТЭГ оценивается в интервале 5179 - 11 189 тыс. Руб. установив цену за тонну ТЭГ 115 тыс. руб., тогда как для ДЭГ в интервале 3484 - 6974 тыс. Руб. установив цену за тонну ДЭГ 65 тыс. рублей.

Таким образом, без учета регенерации стоимость процесса абсорбции с триэтиленгликолем намного выше по сравнению с ДЭГом.

Потеря гликоля во время регенерации является серьезной проблемой, которая возникает в очистных сооружениях.

Чем больше потери, тем больше компании придется закупать гликоля, следовательно, это приведет к увеличению экономических затрат на транспортировку газа к местам потребления.

Согласно экспериментам, потери триэтиленгликоля в 2-2,5 раза меньше потерь диэтиленгликоля [29].

Потери диэтиленгликоля варьируются от 38,4 до 67,2 кг в сутки, а потери триэтиленгликоля - от 19,2 до 33,6 кг/сутки при расходе газа от 200 тыс. до 350 тыс. м³/ч.

Для лучшего анализа экономической стоимости в следующей таблице установлены цены на количество используемого гликоля с учетом различных потерь.

Таблица 27 – Оценка общей стоимости гликоля при абсорбции

Наименование осушителя		ДЭГ	ТЭГ
Стоимость гликоля, тыс. руб.	При 200 тыс. м3 /ч газа		
	При 350 тыс. м3 /ч газа		
Потери гликоля при осушке газа, кг/сут.	При 200 тыс. м3 /ч газа		
	При 350 тыс. м3 /ч газа		
Стоимость потери гликоля	При 200 тыс. м3 /ч газа		
	При 350 тыс. м3 /ч газа		
Общее Стоимость гликоля тыс. руб.	При 200 тыс. м3 /ч газа		
	При 350 тыс. м3 /ч газа		

Сравнивая стоимость потери гликолей, мы видим, что использование триэтиленгликоля вместо диэтиленгликоля позволяет экономить до 504 рублей в день, что соответствует 183 тысячам в год, хотя триэтиленгликоль на 44 % дороже диэтиленгликоля.

Однако общая стоимость триэтиленгликоля выше, чем у диэтиленгликоля, потому что он более дорогой, но это имеет

положительное влияние в том смысле, что триэтиленгликоль более эффективен, чем диэтиленгликоль, с точки зрения осушки и приводит к меньшей потере гликоля.

4.4 Экономическая эффективность использования ДЭГ и ТЭГ

Задача установок подготовки газа - сделать газ доступным для потребителей в соответствии с техническими условиями продажи, без каких-либо явных проблем при транспортировке. Для этого в газовых установках используются абсорбенты, отвечающие этим требованиям спецификации газа.

Тем не менее, экономическая эффективность по-прежнему остается важным моментом для компании.

Эта экономическая эффективность определяется снижением затрат на переработку газа, что, как следствие, увеличивает прибыль компании.

Использование каждого абсорбента имеет свою экономическую стоимость, которая зависит от затрат энергии и регенерации.

Для оценки экономической эффективности определим экономическую стоимость каждого абсорбента.

- **Экономическая эффективность использования ТЭГ**

Самый распространенный процесс осушки - это процесс осушки триэтиленгликоля из-за его гигроскопичности и легкости регенерации.

Целью хорошей абсорбции является получение газа в соответствии со спецификациями, а также влагопоглотителя, регенерированного при высокой концентрации.

Уровень концентрации регенерированного абсорбента напрямую связан с потерей гликоля и увеличением энергии.

Чем выше желаемый уровень концентрации, тем больше будут потери.

Следующий пример иллюстрирует экономический расчет затрат на энергию и потерь гликоля для процесса абсорбции с ТЭГ.

Рассматривается процесс абсорбции, состоящий из двух абсорберов диаметром 3,5 м и высотой 7 м.

- Затраты на компенсации потери ТЭГа

Для каждой концентрации ТЭГ, регенерированной в конце процесса, есть соответствующая потеря гликоля. Данные приведены в следующей таблице.

Таблица 28 – Потери гликоля в зависимости от степени концентрации ТЭГа

Регенерации с использованием отпорного газа	
Концентрация ТЭГ (%)	Потери ТЭГ(кг/ч)
Регенерации с азеотропного агента	

Эти потери гликоля были получены после процесса для потока 5 миллиардов кубометров газа в год.

При фиксированной цене на триэтиленгликоль 102000 руб. за тонну можно рассчитать затраты на компенсацию потерь гликоля в год по следующей формуле.

$$\text{Сумма} = \text{потеря гликоля} * \text{цена ТЭГ}$$

Таблица 29 – Затраты на компенсацию потерь ТЭГа

Регенерации при атмосферном с использованием отпарного газа		
Концентрация ТЭГ (%)	Потери ТЭГ(т/г)	Затраты на компенсацию (руб./год)
	8,5	
	12,9	
	22	
	31,53	
Регенерации с использованием азеотропного агента		
99,79		
99,91	20,2	
99,98		

- Затраты на потребление энергии

Затраты на электроэнергию рассчитаны на примере годового потребления электроэнергии, фиксированного Ямбургского месторождения на уровне 1500 МВт в год.

При таком потреблении электроэнергии стоимостью 0,95 рубля за киловатт-час затраты на электроэнергию оцениваются в 1,44 миллиона рублей в год.

Общие затраты на электроэнергию и компенсацию потерь гликолей указаны в следующей таблице.

Таблица 30 – Общее Затраты с ТЭГом при абсорбции

Регенерации при атмосферного давлении с использованием отпарного газа			
Концентрация ТЭГ (%)	Потери ТЭГ (т/г)	Затраты на компенсацию (руб./год)	Общие затраты (руб/г)
Регенерации с использованием азеотропного агента			
99,79			3396360

99,91	20,2		3500400
99,98			3582000

Общая стоимость варьируется в зависимости от количества потерянного гликоля. Большая потеря гликоля, соответствующая большей концентрации регенерированного ТЭГ при регенерации с отпарного газа, потребовала 3,2 млн. рублей, а при регенерации с азеотропного агента потребовала 2,14 млн. на компенсацию этих потерь. Общая стоимость подготовки газа с использованием триэтиленгликоля составляет от 2,3 млн. до 4,6 млн. рублей в год в зависимости от чистоты регенерированного гликоля при атмосферном и вакуумом давлении.

✓ **Экономическая эффективность использования ДЭГ**

Таким же образом для расчета с триэтиленгликолем экономическая стоимость процесса с диэтиленгликолем рассчитывается таким же образом с учетом затрат на электроэнергию, а также затрат на компенсацию потерь гликоля.

- **Затраты на потребление энергии**

Затраты на электроэнергию рассчитаны на примере годового потребления электроэнергии, фиксированного Ямбургского месторождения на уровне 1600 МВт в год.

При таком потреблении электроэнергии стоимостью 0,95 рубля за киловатт-час затраты на электроэнергию оцениваются в 1,52 миллиона рублей в год.

Для затрат на компенсацию потерь ДЭГ соблюдается тот же принцип расчета с ТЭГ в соответствии с ценой ДЭГ, которая составляет порядка 71000 за тонну.

Общая стоимость подготовки газа с учетом затрат на компенсацию потерь гликоля установлена в следующей таблице.

Таблица 31 – Общие затраты с ДЭГом при абсорбции

Регенерация при вакуумном давлении(60,35,80 кПа)			
Концентрация ТЭГ (%)	Потери ТЭГ (т/г)	Затраты на компенсацию (руб./год)	Общие затраты (руб./г)

Общая стоимость варьируется в зависимости от количества потерянного гликоля. Большая потеря гликоля, соответствующая большей концентрации регенерированного ДЭГ, потребовала 9 млн. рублей на компенсацию этих потерь. Общая стоимость подготовки газа с использованием диэтиленгликоля составляет от 3 млн. до 10 млн. рублей в год в зависимости от чистоты регенерированного гликоля при вакуумном давлении.

Сравнивая затраты на подготовку газа, видно, что использование диэтиленгликоля требует больших затрат, чем использование ТЭГ.

Выводы по разделу

Проведена оценка экономической эффективности подготовки газа дитиленгликолем и триэтиленгликолем а также эффективности регенерации. Анализ этой оценки показал, что стоимость подготовки газа сильно зависит от потерь гликоля в процессе подготовки газа.

Поскольку потери ДЭГ намного больше, чем потери ТЭГ, независимо от используемого процесса регенерации, и в дополнение к этому ТЭГ дает самую высокую концентрацию после регенерации, тогда более эффективно и выгоднее использовать ТЭГ в качестве абсорбента для подготовки газа. Кроме того, регенерация с помощью азеотропного газа позволяет снижать затраты на потери гликоля на 1,2 млн в год

Глава 5 Социальная ответственность

В квалификационной магистерской работы рассматриваются методов переработки природного газа на газоперерабатывающих заводах на газовых месторождениях.

В исследовании более подробно рассматривается осушку природного газа путем абсорбции и адсорбции.

На всех газовых месторождениях установки подготовки газа состоят из очень сложного оборудования, которое собирает и обрабатывает природный газ.

Таким образом, цель этого раздела - проанализировать опасные и вредные факторы, которые могут иметь место во время этой производственной деятельности на газоперерабатывающих установках, чтобы обеспечить безопасность рабочего персонала.

Для решения этих задач от указанных факторов необходимо соблюдение требований нормативных и технических документов.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Охрана труда

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности [30].

Компания обеспечивает здоровые и безопасные условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных и иных мероприятий в соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и промышленной безопасности.

Она также обязуется принимать меры по устранению выявленных отклонений от норм гигиены и требований охраны труда.

Кроме того, согласно коллективному договору работодатель обеспечивает добровольное страхование работников от несчастных случаев на производстве и проводить обязательные первичные и периодические медицинские осмотры.

5.1.2 Рабочее время и время отдыха

Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю.

Продолжительность ежедневной работы (смены) определяется с учетом характера и специфики производства, а также условий труда

Для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

На вахте продолжительность рабочего времени составляет 12 часов в сутки.

На каждый рабочий день сотрудники имеют право на прием пищи.

В течение рабочего дня (смены) работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания.

5.1.3 Рабочая зона

Оператор выполняет свои обязанности в цеху или на рабочем месте с дисплеем [31,32].

Поэтому соблюдены благоприятные условия, чтобы работа продолжалась хорошо.

Для тех, кто работает с экраном, все размещено в правильном положении, чтобы оператор мог работать в удобном сидячем положении.

Когда рабочий находится в неудобном положении для работы, это может повлиять на качество его работы.

Для работающих в цеху их рабочие элементы расположены таким образом, чтобы гарантировать возможность выполнения всех движений и движущихся частей для эксплуатации и обслуживания оборудования.

На рабочем месте оператора установлен предел уровня шума, который нельзя превышать.

На рабочем месте оператора установлен предел уровня шума, который нельзя превышать.

Шум может вызвать раздражение у работающего человека и помешать ему сконцентрироваться [33, 34,35].

5.1.4 Заработная плата

Минимальная заработная плата работника определяется из расчета прожиточного минимума трудоспособного населения.

На этом основании сотрудники получают заработную плату не ниже минимального жизненного уровня действующего населения.

В некоторых регионах оплата труда производится с использованием региональных коэффициентов и процентов надбавок к заработной плате.

5.2 Производственная безопасность

В нефтегазовой отрасли сотрудники сталкиваются с факторами окружающей среды или факторами рабочего процесса, которые могут быть опасными, а иногда и вредными для их здоровья.

Эти факторы бывают физическими, химическими, биологическими.

К химическими относятся:

- попадание химических реагентов на тело,
- раздражающее воздействие используемых в производстве веществ (гликоль и другие)

Факторы при абсорбции осушки газа перечислены в таблице 1 согласно ГОСТ 12.0.003.

Таблица 32 – Опасные и вредные производственные факторы [36]

Наименование вида работы	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Абсорбционная осушка газа с помощью триэтиленгликоля	1. токсические химические реагенты; 2.повышения уровня вибрации, шума; 3.Отклонения показателей микроклимата; 4.недостаточная освещенность;	1.тепловые излучения 2.пожаропасность 3.электрические поля 4. аппараты с высокими давлениями	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.566–96 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ

5.2.1 Анализ вредных факторов

По степени опасности можно разделить вредные производственные факторы на несколько классов:

- Высоко опасные (хлор)
- Малоопасные вещества (этиловый спирт)
- Умеренно опасные (метиловый спирт)
- чрезвычайно опасные

Анализ показателей шума

В газовой промышленности применяется рабочее водяное оборудование с высоким давлением. Таким образом, оборудование газоперерабатывающего завода является источником шума, и поэтому на нескольких рабочих местах шум одновременно воздействует на персонал.

Воздействие шума может вызвать невнимательность, утомляемость и эти последствия напрямую повлияют на качество работы.

Чтобы избежать воздействия шума необходимо:

- использовать звукоизоляционные материалы в рабочей зоне;
- снизить шум по пути его распространения за счет установки ограждений, кессонов, экранов.

Необходимо также регулировать уровень шума так, чтобы он не превышал допустимый предел [37].

Таблица 33 – Предельно допустимые уровни звукового давления [30]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий										

Анализ показателей микроклимата

Микроклимат - фактор, который может повлиять на условия труда. Аномальный микроклимат может сказаться на производительности и качестве работы.

Когда очень жарко или очень холодно, рабочему будет трудно сконцентрироваться, и его окончание скажется на качестве работы.

Оптимальные микроклиматические условия, обеспечивают хорошую производительность труда, должны быть.

Оптимальные микроклиматические условия классифицированы в таблице.

Таблица 34 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений [38]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность,	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (До 139)				
	IIa (175-232)				
	IIб (233-290)				
Теплый	Ia (До 139)				
	IIa (175-232)				
	IIб (233-290)				

Рабочие газоочистных установок относятся к группе II(a). Таким образом, для этих рабочих оптимальные рабочие значения температуры воздуха находятся в диапазоне 19-21 °С, в то время как значения, которые разрешено не превышать, находятся в диапазоне 17-23 °С.

✓ **Токсические химические реагенты**

Опасность веществ зависит от их классов [39].

Классификация веществ позволяет узнать допустимую концентрацию, которую нельзя превышать на рабочем месте, а также

узнать концентрацию, от которой попадание вещества на тело приводит к летальному исходу.

В очистных сооружениях рабочие контактируют с такими веществами, как метанол, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль и др. Эти используемые вещества относятся к третьему классу опасности. Поэтому при контакте с этими веществами рабочие должны соблюдать установленные стандарты для обеспечения своей безопасности.

Анализ освещенности рабочей зоны

Освещение также является важным фактором на рабочем месте. Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 слепота, быстрая утомляемость и снижение работоспособности вызваны недостаточным освещением рабочей зоны.

Множество несчастных случаев происходит из-за нехватки освещения или ошибок, сделанных по причине Неудовлетворительная освещенность.

На рабочем месте используется общее освещение помещения и местное освещение с помощью ламп и норма освещенности в соответствии в цеху равна не менее 300лк.

5.2.2 Анализ опасных факторов

Анализ электробезопасности

В рабочих помещениях, использующих электрический ток, всегда существует риск поражения. Поражение может происходить несколькими способами. Нарушения изоляции, неисправность установки могут привести к поражению электрическим током.

Технические методы и средства защиты для обеспечения

Электробезопасность [41,42]:

- защитное заземление;
- средства индивидуальной защиты рабочего персонала от поражения

- и предохранительные устройства;
- ограждающие устройства, предупредительная сигнализация:

✓ **Пожарная безопасность**

В газоочистных установках пожары связаны с используемыми газами и горючими веществами.

На промышленных объектах, работающих на газе, эти пожары возникают из-за следующих условий:

- природный газ и конденсат в трубопроводах и в технологическом оборудовании находятся под высоким давлением и при высоких температурах;

- плотно расположенное технологическое оборудование;

- необходимость проведения газоопасных работ;

Поэтому для защиты собственности и населения от этих пожаров необходимо ввести требования безопасности.

Для безопасности пожара необходимо соблюдать определенный ряд правил:

- Первичные средства пожаротушения и противопожарные средства должны находиться в отведенных для них местах в необходимом количестве и с соблюдением правил их хранения;

- В качестве средств пожаротушения необходимо использовать пар, воду, углекислый газ, песок в соответствии с требованиями;

- Запрещается использование оборудования, не связанного с пожаротушением;

- дороги, проходы, лестницы, коридоры, ведущие к основным средствам пожаротушения, доступны;

- курение разрешено только в специально отведенных местах.

- Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

5.2.3 Средства индивидуальной и коллективной защиты

Для обеспечения безопасности работников, подвергающихся воздействию опасных веществ, необходимо соблюдать определенные меры.

На всех рабочих местах персонал обеспечивается спецодеждой, спецобувью и индивидуальными защитными приспособлениями средствами защиты, состоящие из противогазов, очков, перчаток и шапок. согласно типовым и отраслевым нормам.

Все технологическое оборудование герметично закрыто.

В зданиях и сооружениях установки предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция для предотвращения образования взрывоопасных смесей.

После аварии система блокировки прекращает подачу сырья на установку.

Сигнализаторы довзрывоопасной концентрации устанавливаются в воздухе производственных помещений для постоянного определения взрывоопасных концентраций углеводородов.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ воздействия объектов на атмосферу

Деятельность промышленных предприятий, хотя и имеет положительный рейтинг в обществе, также оказывает влияние на окружающую среду. Основным видом воздействия промышленных установок на атмосферу является загрязнение воздуха. И их

воздействие имеет последствия для климата и качества воздуха. воздействие атмосферного воздуха результаты выхлопные газы автомобильного, воздушного, речного и железнодорожного транспорта; пары из резервуаров для хранения химикатов и топлива; газовые выбросы от полигонов промышленных отходов; Однако выхлопные газы - один из самых больших загрязнителей в атмосфере. Газы, которые оказывают значительное влияние на атмосферу - это метан и CO_2 . увеличение их выбросов в атмосферу является причиной глобального потепления. По данным ООН, нефть и уголь являются источниками выбросов CO_2 больше, чем газ, но при сжигании газа, в основном метана, выделяется больше CO_2 . Газовая промышленность при плохом техническом обслуживании может быть источником утечек метана.

Для защиты природы необходимо на уровне газовых установок предусмотрен комплекс мероприятий общего технологического характера. Во избежание утечки газа все оборудование хорошо герметизировано. Необходимо проводить измерения по контролю концентрации выхлопных газов и некоторых веществ в рабочей зоне [42]. Также необходимо внедрить технологию улавливания и хранения выхлопных газов.

5.3.2 Анализ воздействия объектов на литосферу

Промышленные объекты негативно влияют на литосферу. Земляная кора подвергается нарушениям при строительстве газовых и нефтяных скважин, эксплуатации, а также при физико-химических технологиях для улучшения добычи ресурсов. Учитывая количество ресурсов, добываемых человеком, воздействие на литосферу

приближается к пределу. Среди последствий воздействия человека на литосферу можно назвать:

- землетрясения;
- вызванные введением определенных химических веществ;
- вырубка земель при строительстве газовых месторождений;
- загрязнение почвы химическими веществами, которые могут нанести вред здоровью;

Осознавая не все последствия воздействия человека на литосферу, необходимо принять меры для ее защиты как:

- создавать проекты утилизации производственных отходов
- использовать большие площади, способные соединять несколько скважин.

5.3.3 Анализ воздействия объектов на гидросферу

Негативное влияние на гидросферу оказывает загрязнение воды. При бурении скважин оказывается значительное влияние на водную среду рабочей зоны, что проявляется в потреблении и утилизации воды для промышленных и бытовых целей. Сточные воды образуются из:

- буровых жидкости;
- промывка сточных вод и бурового шлама;
- котлованы и поверхностные водоемы;
- сточные воды, образующиеся при промывке водоемов;
- пресная вода и сточные воды, содержащие химические вещества.

Чтобы избежать негативного воздействия деятельности человека на литосферу, меры по защите воды от загрязнения основываются на

данных технико-геологических исследований, расчетах фильтрации и прогнозах миграции загрязняющих веществ в водотоки, подземные воды с учетом характеристик загрязняющих веществ [43,44].

5.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

В компаниях могут происходить чрезвычайные ситуации.

По причинам возникновения ЧС бывает:

- техногенного (антропогенного) характера;
- природного характера;

Чрезвычайные ситуации природного характера - это чрезвычайные ситуации, связанные с природой. В зависимости от расположения рабочего места могут действовать географические и климатические факторы и создавать чрезвычайные ситуации, такие как ураганы или лесные пожары в летнее время.

Чрезвычайные ситуации техногенного характера, связанные с поражающими факторами [45].

В газовой промышленности чаще всего бывают техногенные ЧС. В газоочистных установках ЧС могут быть вызваны:

- возгорание легковоспламеняющейся жидкости в парковых емкостях;
- утечки токсичных и взрывоопасных веществ, таких как метан и гликоли;
- трубы сброса давления и конденсата;

Во время работы фонтана скважины из-за утечки газа могут возникнуть возгорания.

Предотвращение и сокращение чрезвычайных ситуаций помогает обеспечить безопасность людей и имущества за счет уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций и источников,

которые могут создать эти аварийные ситуации, насколько это возможно.

Согласно федеральный закон российской федерации [46] заблаговременно принимаются меры по предотвращению ЧС, а также по минимизации ущерба в их случае.

Чтобы обеспечить безопасность людей и товаров в случае возникновения чрезвычайной ситуации, необходимо определить местонахождение, устранить и сократить продолжительность аварийной ситуации, а также снизить риск травмирования людей и уменьшить материальный ущерб.

Это возможно с помощью специального подразделения, предназначенного для аварийных ситуаций.

Следовательно, любая компания создает подразделение, которое будет отвечать за обнаружение ЧС путем установки сигналов тревоги, чтобы оно могло уведомлять персонал, обеспечивать аварийные выходы и системы эвакуации, анализировать и разрешать ситуацию.

Для эффективного аварийного подразделения, меры по подготовке к действиям по защите населения в случае ЧС должны быть спланированы и реализованы в зависимости от степеней опасности, чтобы иметь возможность знать, какие методы подходят в любом случае ситуация.

В случае возникновения ЧС на газовой установке после обнаружения, служба должна принять следующие меры:

- отключили подачу газа в здание;
- эвакуация населения из районов чрезвычайных ситуаций и оказание им необходимой первой помощи;
- использование средств индивидуальной защиты
- применять меры медицинской защиты;

- проводить аварийно-спасательные и другие неотложные работы в аварийных зонах.

Как только ситуация будет восстановлена, сервис проанализирует причины ситуации и приступит к ее разрешению, чтобы это не повторилось.

Если, например, произошла утечка газа, компания герметично закрывает газовые баллоны, проанализировать уровень загрязнения помещения конкретными приборами, если необходимо перейти к дезактивации.

Выводы по разделу

Нефтегазовой отрасли работники сталкиваются с трудной работой, и контактируют с веществами, оборудованием и устройствами, которые могут отрицательно сказаться на их здоровье.

В данном разделе были анализированы вредные и опасные факторы, которые могут возникать при подготовке газа и разработаны решения, обеспечивающие снижение влияния выявленных опасных и вредных факторов на работающих.

Были рассмотрен характер воздействия промышленные объекты на окружающую среду, а также анализированы возможные чрезвычайные ситуация которые могут происходит в компаниях.

Для обеспечения безопасности работников, создаются нормативные и правовые рамки, обеспечивающие безопасность.

Для повышения безопасности рекомендуется внедрение современных систем контроля за опасными процессами, а также совершенствование подготовки производственного работников.

В компании создается специальная служба, отвечающая за обнаружение и обеспечение защиты людей в случае возникновения ЧС.

Закключение

Осушкой газа является необходимый процесс для соответствия техническим условиям продажи газа.

В ходе этой магистерской диссертации были изучены наиболее распространенные процессы осушки природного газа в нефтегазовой промышленности, а именно абсорбция и адсорбция.

Были изучены различные параметры, которые могут влиять на эффективность этих процессов.

В программе Unisim введены расход газа 330000 м³/ч при давлении 4 МПа и температуре 25 °С и триэтиленглиола с расходом 1700 м³/ч. И массовый процент 98%. Полученные результаты показывают, что для расхода ТЭГ 1700 м³/ч начальное содержание воды 37 фунтов/mmscf было снижено до 1,2 фунта/mmscf. В термодинамических условиях сухого газа (температура 23 °С, давление 3462 кПа) температура гидратообразования потока сухого газа в этих условиях составляет -22 °С.

Результаты моделирования показали, что параметрами, оказывающими наибольшее влияние на эффективность процесса, являются температура контакта газа, скорость циркуляции триэтиленгликоля, а также газ для отгонки, если требуется регенерация гликоля с большой концентрацией.

Уменьшение температуры контакта газа до 25 °С привело к уменьшению количества воды в осушенном газе.

Высокая скорость циркуляции ТЭГ приводит к получению сухого газа с меньшим количеством воды, но может перегрузить ребойлер и снизить хорошую регенерацию гликоля.

Для повышения степени регенерации ТЭГ, отпорный газ и азеотропный агент использовались при атмосферном давлении.

Анализ различных процессов регенерации, которые были выполнены, показал, что, регенерация гликоля с помощью азеотропного агента является наиболее эффективным методом регенерации гликоля в том, что он обеспечивает регенерацию ТЭГа на до 99,80 % масс с уменьшения температуры ребойлера на 25 °С меньше и 99,85 % масс с уменьшения температуры ребойлера на 5 °С меньше чем регенерации с отпорного газа, который обеспечивает концентрация ТЕГа до 99,71 % масс при температуре ребойлера 205 °С.

Анализ результатов по адсорбции позволил нам провести сравнение между двумя типами адсорбентов, используемых для целей спецификации.

Для удаления 196 кг/ч влаги, результаты показали, что общие затраты энергии на регенерацию с использованием цеолитов составляют $7,5 \cdot 10^{10}$ Дж, а для силикагеля $5,8 \cdot 10^{10}$ Дж.

Таким образом, в этом случае использование силикагеля более экономично, чем использование цеолитов, учитывая, что цеолиты намного дороже силикагеля.

При одинаковых термодинамических условиях влажного газа, сравнивая температуру точки росы двух методов, адсорбция в 2 раза эффективнее абсорбции с точки зрения осушения.

Выбор метода будет зависеть от спецификации газа.

Если в соответствии со спецификацией газа требуется температура точки росы газа выше - 60 °С, то лучшим способом будет использование цеолитов.

Список публикаций студента

1. Анализ технологии осушки природного газа от примесей воды с помощью триэтиленгликоля / Талл Фатимата; науч. рук. В. И. Ерофеев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том II / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020. – 739 с. – Т.2– [С.255-256].

Список используемых источников

1. Тараканов Г.В основные технологии переработки газа природного газа и конденсата учеб. пособие / Г.В.Тараканов, А. К. Мановян под ред Г.В.Тараканов Астрахан гос. техню ун-Изд.2-е, перераб.и доп-Астрахань Изд-во АГТУ 2010- 192 с.
2. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. / Бекиров Т.М. – М.: Химия, 1987. - 256 с.
3. Total. Exploration et Production, Le Process, La Deshydratation du Gaz : Support de Formation : EXP-PR-PR130-FR / Total. – 2007. – P.58 DOI : <https://fr.scribd.com/document/384928688/La-deshydratation-du-gaz-pdf>.
4. Ditl P. Natural Gas Dehydration [Text] / P. Ditl. –2012. –P.21 DOI: https://www.researchgate.net/publication/279063450_Natural_Gas_Dehydration
5. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. –19 с.
6. Sanjeev R. Exploration of Gas Hydrates / R. Sanjeev, K. T. Naresh. – N-Y., Geophysical Techniques, 2011. – 293 p.
7. Мельников, В.Б. Техногенные газогидраты: Сбор и переработка газа и газового конденсата: Учебное пособие / В.Б. Мельников, Н.П. Макарова, А.И. Исмаилов. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. –77 с.
8. Demirbas A. Methane Gas Hydrate / A. Demirbas. – L., Green Energy and Technology, 2010. – p.192.
9. Sloan E. D. Clathrate Hydrates of Natural Gases third edition / E. D. Sloan, A. K. Carolyn – N-Y., Chemical industries series /119, 2008. – 758 p.

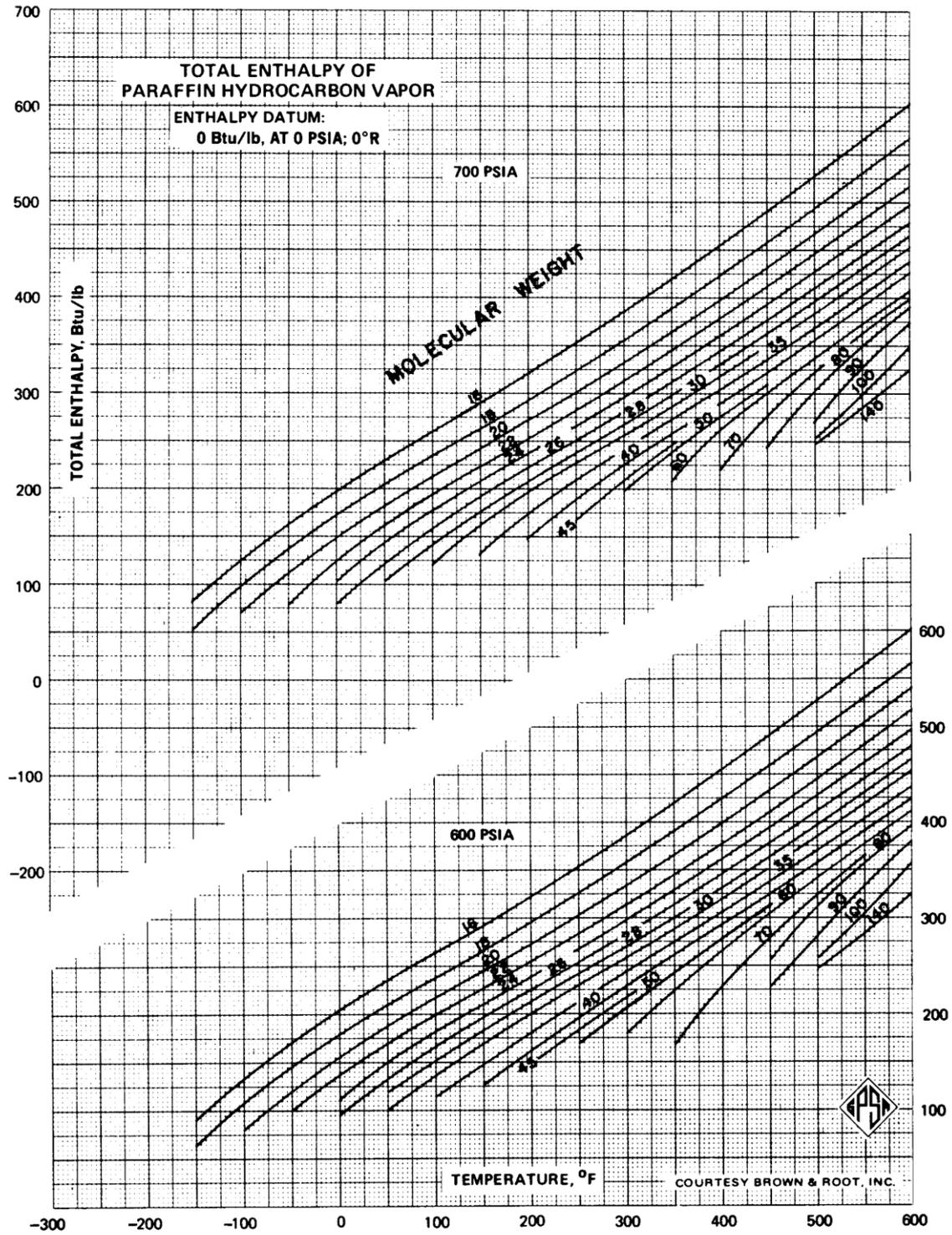
10. Taylor C. E. *Advances studies of Gas Hydrates* / C. E. Taylor, T. K. Jonathan. – N-Y., Kluwer Academic/Plenum Publishers, 2004. – 267 p.
11. Carroll J. *Natural Gas Hydrates a Guide for Engineers* / J. Carroll. – Oxford, U-K., Elsevier Science & Technology 2009. – 277 p.
12. Макогон, Ю.Ф. *Гидраты природных газов* / Ю.Ф Макогон. – М.: «Недра», 1974. – 208 с.
13. Fausto G. *Natural Gas Dehydration: A triethylene Glycol-Water System Analysis*[Text] / G. Fausto, M. Marco, P. Vincenzo. –2010. – P.10. – DOI: 10.1080/15567030902804756
14. Eirini G. P. *Sensitivity analysis and process optimization of a natural gas dehydration unit using triethylene glycol*[Text] / G. P. Eirini, C. Cristina, D. P. Georgia, C. Giuseppe, C. V. Epaminondas. // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2019. – № 71. P. 1875-5100.
15. Кемпбел Д.М. *Очистка и переработка природных газов*. М.: Недра, 1977. – 349 с.
16. Николаев, В.В. *Основные процессов физической и физико химической переработки газа*. / В.В. Николаев, Н.В. Бусыгина, И.Г. Бусыгин. –М.: ОАО Издательство «Недра», 1998. –184 с.
17. Shahata W. *Natural gas processing course* [Text] / W. Shahata. – 2020. – P. 384 DOI:<https://www.researchgate.net/publication/340417842>
18. Jacimovic B.M. *Estimation of the number of trays of natural gas triethylene glycol dehydration column*[Text] / B.M Jacimovic, S.B Genic, D.R Djordjevic, N.J Budimir, M.S Jaric. // *Journal of Chemical Engineering Research and Design*. – 2011. – vol.89, №6, P. 561-572
19. R. Chauveau, “Modélisation multiparamètre du phénomène d’adsorption pour la détermination des temps de percée des cartouches de masques à gaz,” Thèse, Université de Lorraine, 2014.

20. Lesley Smart E. Solid state chemistry: an introduction 3rd edition / E. S. Lesley, A. M. Elaine. - Boca Raton, Taylor and Francis. – 2005. – P. 407.
21. Sircar S. and A. L. Myers Gas separation by zeolites [text] / S. Sircar. – 2003. – P. 43
DOI:<https://www.researchgate.net/publication/267699896>
22. M. Thommes et al., “Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical Report),” Pure Appl. Chem., vol. 87, no. 9–10, pp. 1051–1069, 2015.
23. <https://www.sciencedirect.com/book/9780122208515/bioprocess-engineering-principles>.
24. Saeid M. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing / M. Saeid, J. G. Speight, A.P. William. – Oxford, U.K, Gulf professional publishing, 2006. – 672 p.
25. Yang, R. T. Adsorbents: fundamentals and applications / R. T. Yang. – Hoboken, John Wiley & Sons, Inc, 2003. – 425 p
26. Ерих В.Н. Химия и технология нефти и газа. / Ерих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г – Л.: Химия, 1972. - 464 с.
27. Ланчаков Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. / Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. – М.: Недра, 2006. – 279 с.
28. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. - 596 с.
29. Лapidус А.Л. Газохимия. Первичная переработка углеводородных газов. / Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Учебное пособие. 2004. - 242 с.
30. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

31. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
32. ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения.
33. ГОСТ Р ИСО 14738-2007. Безопасность машин.
Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.
34. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
35. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
36. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
37. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
38. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
39. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
40. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
41. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
42. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
43. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

44. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
45. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
46. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями и дополнениями).

Приложение 1



Приложение 2

RESEARCH AND OPTIMISATION OF THE ABSORPTION DRYING PROCESS FOR GAS FIELDS

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Талл Фатимата		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Миронова Вероника Евгеньевна	к.ф.н		

Research and analysis of the absorption drying process

The aim of this pilot study is to dehydrate natural gas and evaluate the influence of the parameters involved in the absorption process in order to be able to optimize the absorption process using the most optimal parameters in accordance with the desired level of dehydration.

Currently, diethyleneglycol and triethyleneglycol are used as absorbents for gas preparation [1].

The most popular glycol used for offshore gas processing is triethylene glycol (TEG).

The efficiency of natural gas dehydration by the absorption method depends on the nature of the absorbent, the concentration of the absorbent at the inlet to the absorber, the circulation rate of the absorbent, and the thermodynamic parameters of absorption [2].

Gas dehydration simulation process

The effectiveness of the gas dehydration method is measured by the water content in the dry product gas. Most gas sales contracts specify the maximum amount of water vapor allowed in the gas. Typical values are 7 lb/MMscf (147 ppm). Standard gas specifications also limit the water dew point to $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ to ensure flow in export pipelines on the seabed [3]. Distribution specifications depend on the geographic region in which they are applied. For example, in Nigeria, the dew point temperature of water must be below $4\text{ }^{\circ}\text{C}$ for natural gas at 4 MPa.

In Russia, the dew point temperature of water during winter is minus $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, and during summer it is minus $14\text{ }^{\circ}\text{C}$ [4].

Typical field X and TEG feed gas composition, temperature and pressure were chosen to simulate wet gas inlet to Unisim Design R460 as shown in Table 1 and Table 2.

Table 1 – Initial composition of gas

Composition	Mass fraction
N ₂	0.0012
CO ₂	0.0275
CH ₄	0.93
C ₂ H ₆	0.033
C ₃ H ₈	0.015
n-C ₄ H ₁₀	0.0030
i-C ₄ H ₁₀	0.0060
Sum	1

The amount of fresh solution (kg/hr) supplied to the absorption column is calculated by the formula:

$$Q_{\text{TEG}} = W * q;$$

Where W – the amount of absorbed moisture, kg/hr; q is the rate of circulation of the absorbent kg/m³. In most installations, the rate of TEG absorbent is 10-35 l/kg of moisture and depends on the degree of gas purification.

The amount moisture is calculated by the formula [5]:

$$W = W_i * V,$$

where V is the volumetric amount of hydrocarbon raw materials, m³/hr.

W_i - initial moisture content W_f - final moisture content

$$W = 60.10^{-5} * 330000 = 198 \text{ kg/hr}$$

The amount of fresh triethylene glycol solution is usually between 2-4 m³/hr:

We accept the ratio of the absorbent equal to 10 kg/kg of moisture.

Table 2 – Parameters of the initial wet gas and TEG

Parameters	Values	
	Wet gas	TEG
Temperature	25 °C	25 °C
Pressure	4 MPa	3.8 MPa
Flow rate	33000m ³ /hr	1700 kg/hr(1,5 m ³ /hr)

Description of the simulation process

The gas dehydration process consists of an absorption process in which water is removed with a liquid that is a good solvent for the water. Glycol is the most commonly used absorbent and in our case triethylene glycol was chosen as it can be easily regenerated to a higher purity (98-99.9%).

Unisim's simulation of a typical absorption gas dehydration process is shown in Figure 1 and combines gas absorption and glycol recovery.

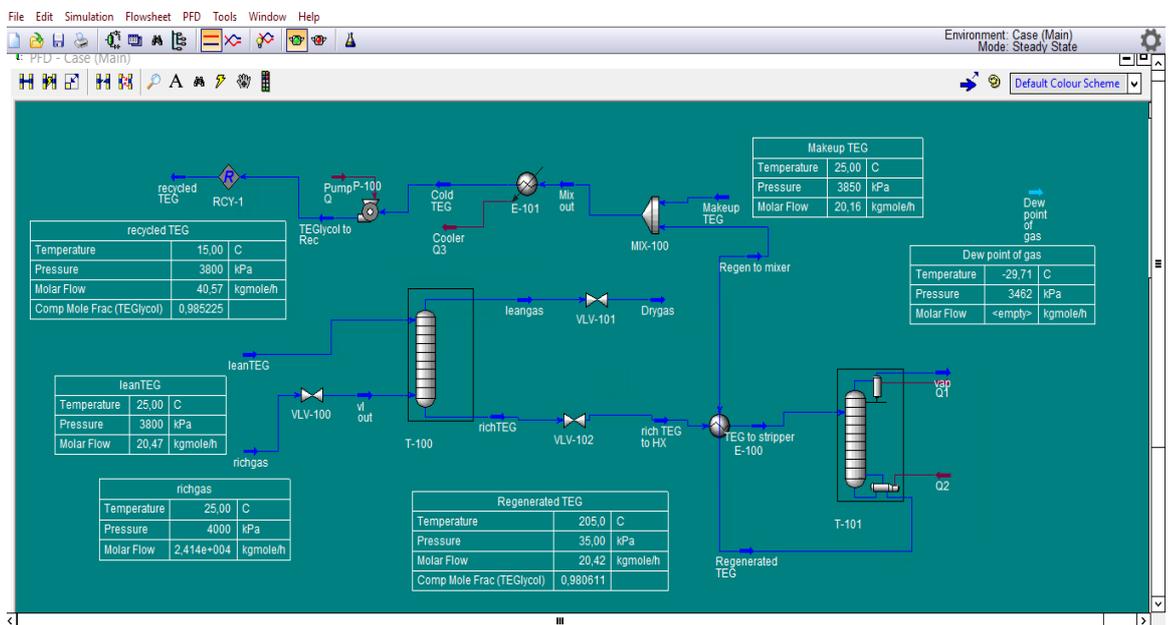


Figure 1 - Gas dehydration process in Unisim

The drying process illustrated in Figure 1 is explained below.

The wet gas is first directed to a valve which operates to reduce the gas pressure.

The wet gas enters the absorber column from below and the lean TEG enters from the top, falling into the absorber when it comes into contact with the wet gas flowing upwards. Wet gas enters the T100 contactor at a pressure of 3862 kPa. This column absorbs part of the water contained in the gas thanks to the presence of triethylene glycol.

The dried gas is directed to the valve and then leaves it at a pressure of 3462 kPa.

The rich TEG leaves the bottom through the level control, passes through a valve where it is depressurized and exits at a pressure of 3080 kPa.

The TEG containing water and hydrocarbons is sent to a stripping column (T101). The regenerator distillation column includes a reboiler operating at 205 °C to prevent degradation of the TEG. The outgoing gases are condensed by the condenser, so the water vapor is directed to the outlet. The regenerated TEG sent to the bottom of the column (Regen Bottom), passing through the heat exchanger, will be sent to the mixer and mixed with a quantity of glycol to compensate for the losses of glycol.

Simulation results

The simulation results allow us to know a large number of process parameters, as well as the dew point temperature of the gas after absorption, which will allow us to know if the gas meets the conditions of the transport specification.

- Temperature dew point

After drying, the gas comes out with a composition and pressure different from the original composition and initial pressure. The dew point temperature of this new gas composition can be determined using the Unisim software.

Table 3 - Composition of dry gas

Composition	Molar fraction
N ₂	0.001181
CO ₂	0.027063
CH ₄	0.915635
C ₂ H ₆	0.032489
C ₃ H ₈	0.014767
n-C ₄ H ₁₀	0.002954
i-C ₄ H ₁₀	0.005907

H ₂ O	0.000025
TEG	0.000000

At a dry gas pressure of 3462 kPa, the gas dew point temperature is -26 °C.

✓ **Absorption tower profile**

Table 4 - Profile of the absorption column

Stages	Temperature °C	Pressure kPa	Pure liquid kgmol/hr	Pure vapour kgmol/hr
1	23,53	3600	13,24	
2	23,54	3611,11	14,19	2,4128
3	23,55	3622,22	15,06	2,4129
4	23,56	3633,33	19,91	2,413
5	23,59	3644,44	16,78	2,4131
6	23,61	3655,55	17,72	2,4132
7	23,62	3666,66	18,8	2,4133
8	23,628	3677,77	20,14	2,4134
9	23,621	3688,88	21,94	2,4135
10	23,6	3700		2,4137

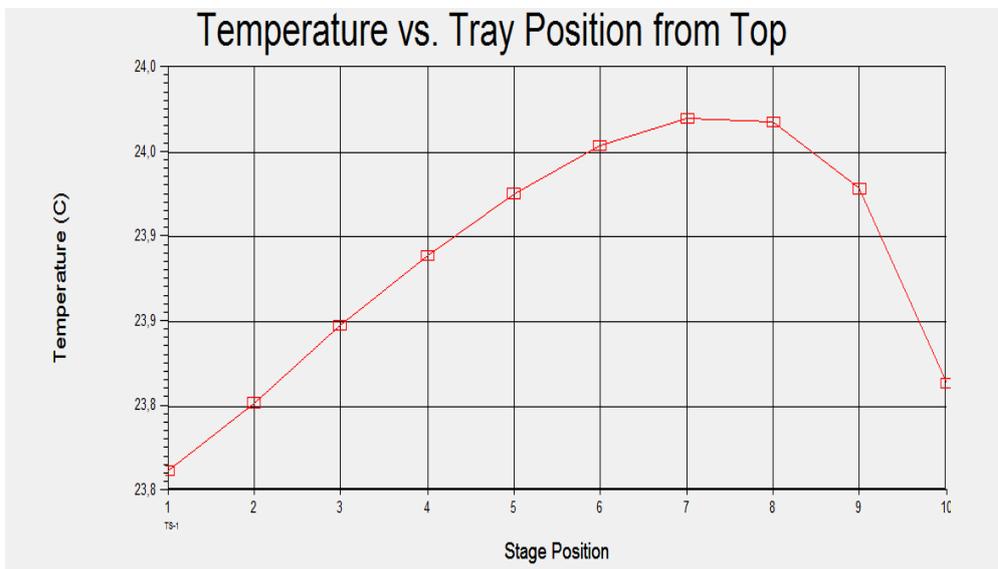


Figure 2 - Temperature depending on the trays

We see that the temperature gradually increases, starting from the 2nd stage to the 9th, and then decreases to the 10th. This can be explained by the

fact that as the gas goes up to meet the glycol, heat transfer becomes more and more important. And this allows the glycol to absorb more water from the gas before saturation. When the glycol loses its ability to absorb water, which corresponds to the 10th step, the temperature drops.

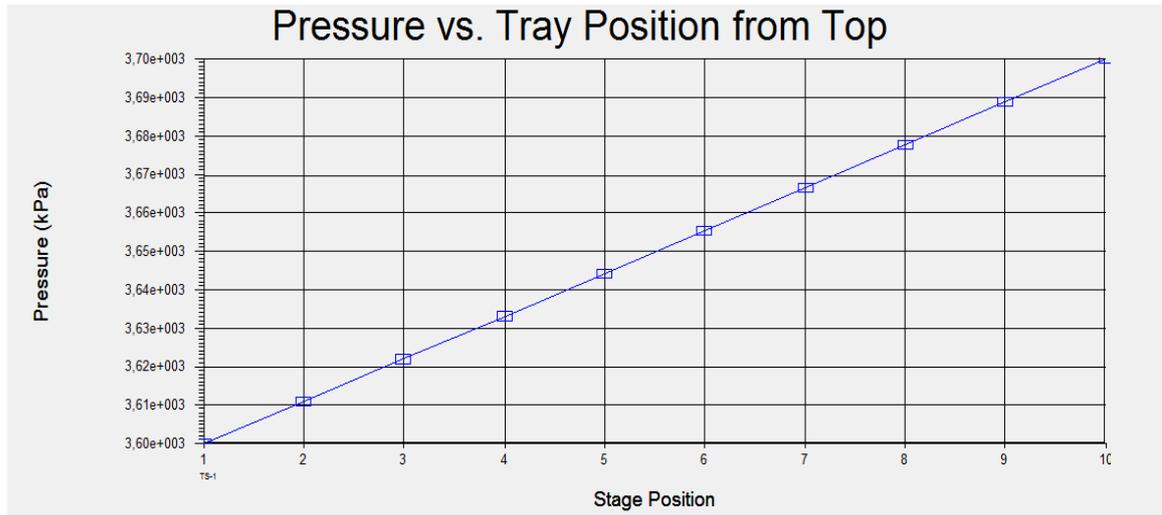


Figure 3 - Pressure depending on trays

As shown, the pressure increases when moving up the stage, this is because the absorption phenomenon occurs at high pressure, in contrast to the regeneration phenomenon.

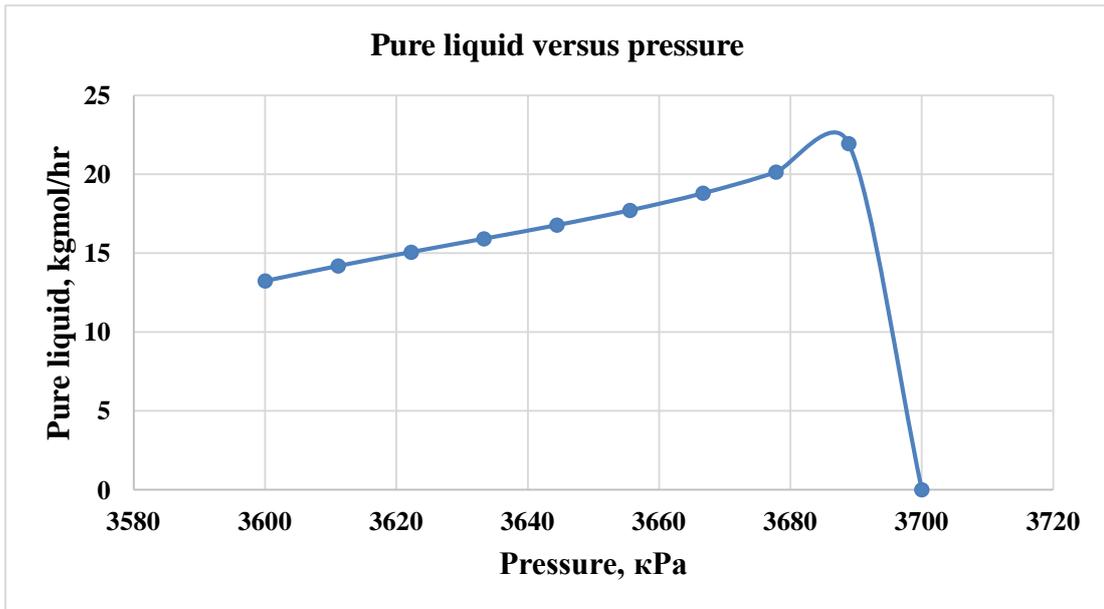


Figure 4 - Pure liquid depending on pressure

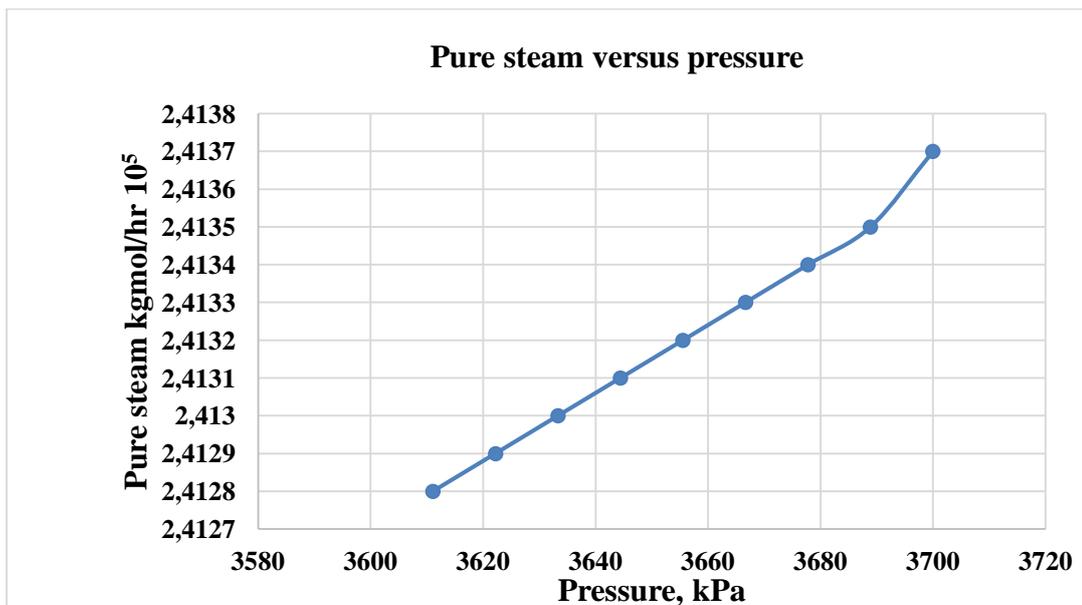


Figure 5 – Pure steam versus pressure

The two curves above give us information about the possibility of hydrate formation based on the maximum amount of vapor and liquid absorbed during the absorption process, depending on the operating pressure. Analysis of these two curves showed that the maximum amount of water vapor and liquid is covered by about 3688 kPa, and this pressure

corresponds to the maximum working pressure. At 3700 kPa, which exactly corresponds to the gas outlet, the amount of liquid dropped from almost 0. This tells us that the waste gas can be transported without the fear of hydrate formation.

✓ **Regeneration column profile**

Table 5 – Concentration of glycol after regeneration

Distillation type		Glycol concentration (%)	Glycol loss (kg /hr)
Atmospheric pressure (kPa)	100	93,42	0,665
Vaccum pressure (kPa)	80	94,42	1 ,24
	60	96,5	2,31
	35	98,06	5,7

Triethylene glycol is recovered in a distillation column containing a reboiler and a condenser. The reboiler temperature is 205 °C to avoid decomposition of the glycol, and the condenser is at 102 °C because the boiling point of water is 100 °C. The reboiler is pressurized to below atmospheric pressure to increase the glycol purity. Under these conditions, glycol is recovered by 98.06 % molar or 99.10 % macc.

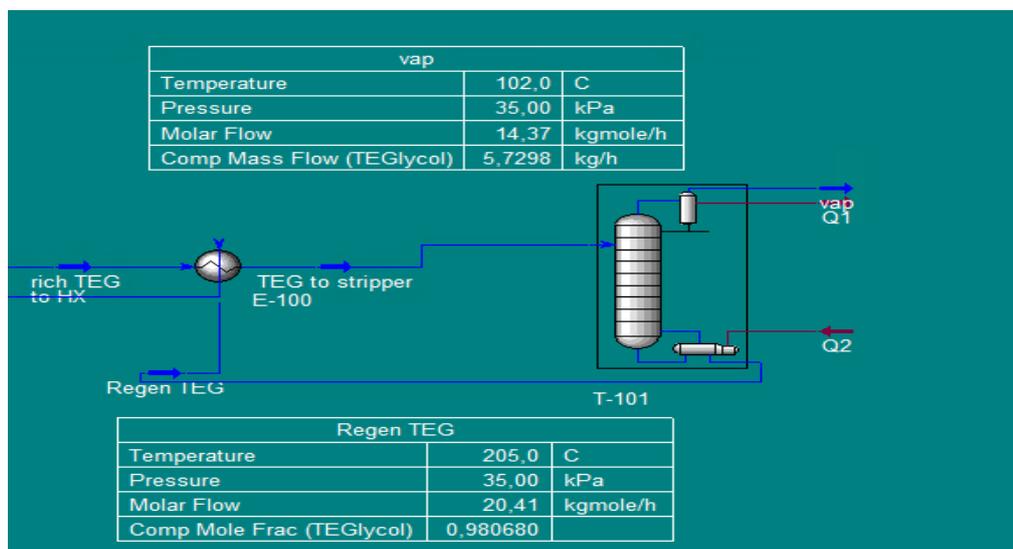


Figure 6 - Regeneration without stripping gas

- Balance of mass and energy

Table 6 - mass balance energy flows

Stream names	Dry gas	Rich TEG	Regenerated TEG	TEG makeup	Recycled TEG
Vapour fraction	1	0	0	0	0
Temperature °C	22,89	23,74	205	25	23,46
Pressure kPa	3462	3700	35	3850	3800
Mass flow kg/hr	$4,35 \cdot 10^5$	3282	3013	100	3113
Heat flow (kJ/hr)	$-2,07 \cdot 10^9$	$-2,2 \cdot 10^7$	$-1,47 \cdot 10^7$	$-5,3 \cdot 10^5$	$-1,67 \cdot 10^7$

Table 7 - Energy flows in the regeneration process

Name	Heat flow (kJ/hr)
Condenser	$9459 \cdot 10^5$
Reboiler	$1,4 \cdot 10^6$
Cooler	$7,5 \cdot 10^5$

Analysis and optimization of the absorption process

An analysis of the various parameters involved in the absorption process will allow us to better understand the effect of these variables on the process. The result of this analysis will allow us to select variable parameters to obtain the most optimal process. The most important process parameters are the solvent flow rate in the absorber, the gas contact temperature, the number of equilibrium stages in the absorber and the stripping gas used (if a very concentrated TEG is required).

✓ Influence TEG flow rate on dry gas content

To determine the influence of the number of equilibrium stages in the absorber, as well as the TEG flow, the feed gas is taken into account and the

TEG flow rate and the number of stages are varied. The water content of the gas will be calculated for each option.

Table 8 – Parameters in the absorber

TEG flow rate, kg/hr	1500-3000
-------------------------	-----------

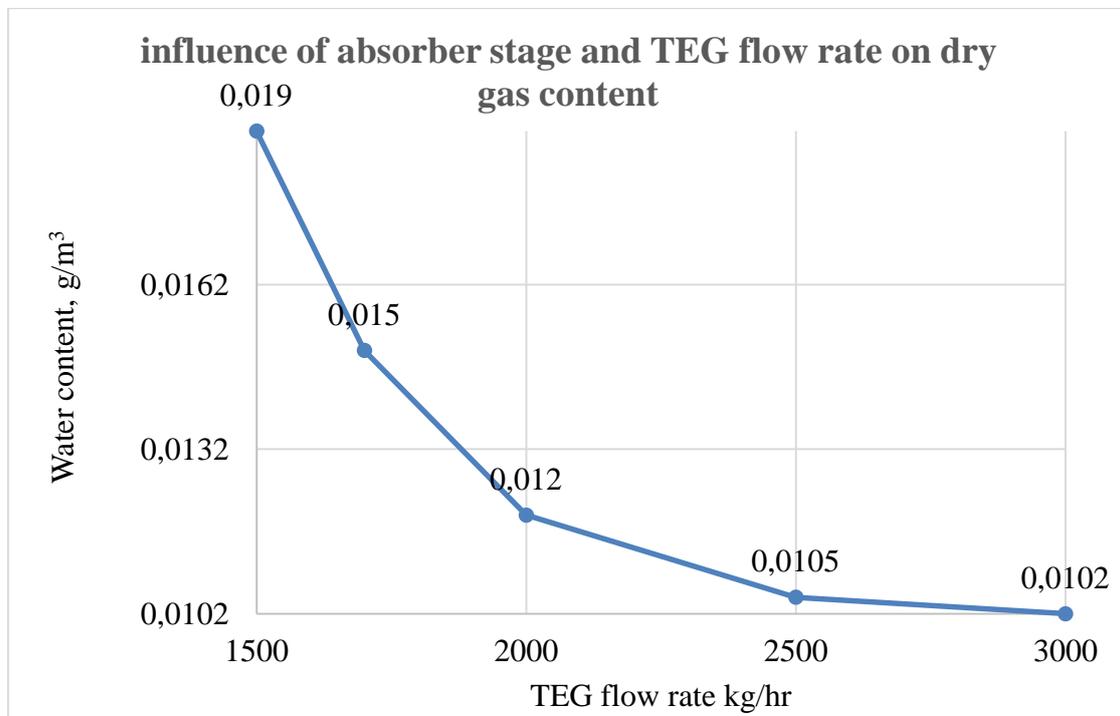


Figure 7 - Influence of absorber stage and TEG flow rate on dry gas content

The result of the analysis shows that the water content in the dry gas decreases with an increase in the circulation rate of the triethylene glycol.

It can be seen that, starting from 1500 kg / h, the water content in the gas is 0.019 g/m³, and with an increase in the TEG consumption, the water content decreases.

With regard to the optimization of the TEG circulation, it can be seen that 1700 kg/h allows a water content of 0.015 g/m³ to be achieved, which corresponds to the specification for the water content in the gas. Therefore, it is preferable to reduce the amount from 2500 to 1700 kg/h and it will be more cost-effective from an economic point of view.

In addition, high circulation rates can overload the reboiler and prevent proper glycol regeneration. The heat required for the reboiler is directly proportional to the circulation rate. Thus, increasing the circulation rate can lower the reboiler temperature, reduce the lean glycol concentration, and actually reduce the amount of water that the glycol removes from the gas.

✓ **Influences of gas contact temperature on water dew point**

To determine the effect of the gas contact temperature, the given feed gas is taken into account and the temperature is varied. The water dew point of the gas will be calculated for each option.

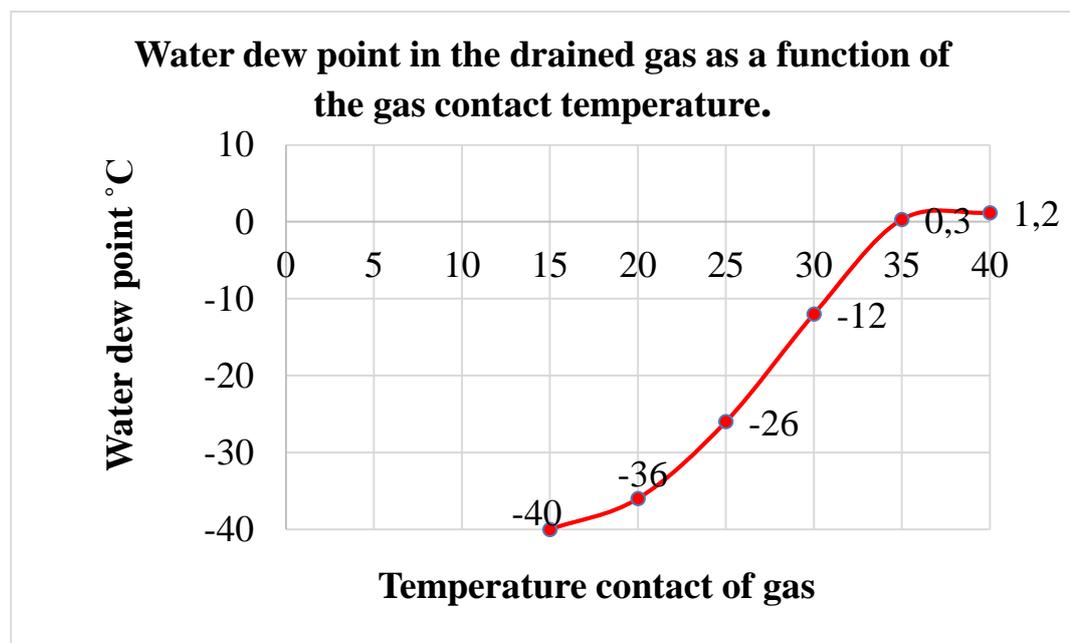


Figure 8 - Influence of contact temperature on water dew point of gas

The graph shows that as the gas contact temperature decreases, the amount of water contained in the gas after drying also decreases. This is due to the fact that low temperatures increase the capacity of absorbents, allowing them to absorb more water contained in the gas, therefore, the lower the gas temperature, the lower its equilibrium moisture capacity and then low water dew point. In addition, high temperatures increase TEG losses. The lower the process temperature, the lower the calculated concentration of glycol used to obtain the target gas dew point. A decrease in temperature also leads to the destruction of the heat consumption for the operation of the regeneration unit, since the amount of water extracted from the gas decreases.

✓ **Effects of the stripping gas on TEG regeneration**

Stripping gas is an optional element used to achieve very high glycol concentrations that cannot be obtained with normal regeneration. This will ensure maximum dew point reduction and greater dehydration. It is also used to ensure intimate contact between hot gas and lean glycol after most of the water has been removed by distillation.

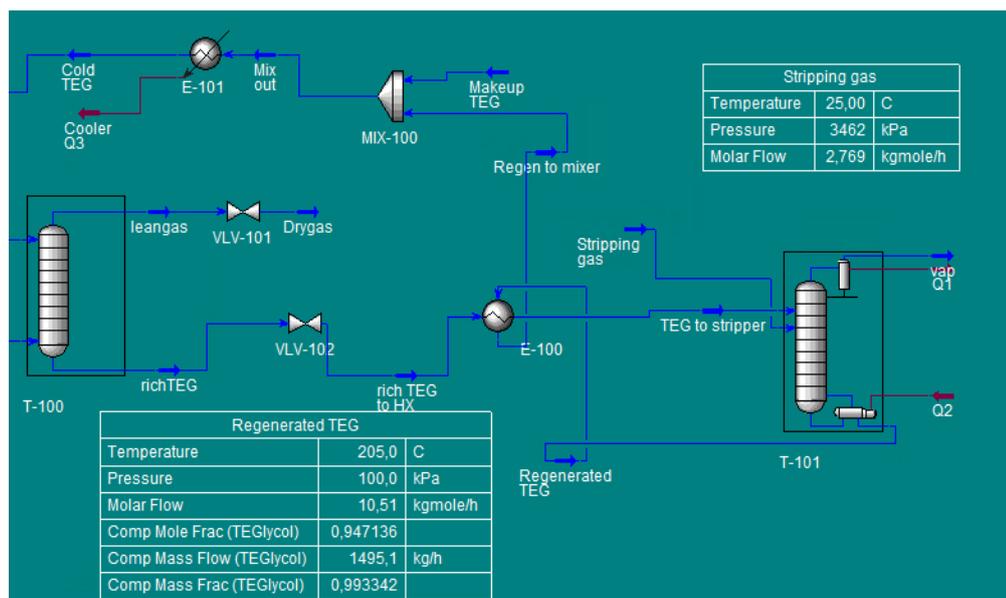


Figure 9 – Gas dehydration process using stripping gas for regeneration

The concentration of the regeneration glycol depends on the rate of circulation of the stripping gas. We will analyze the effect of the boil-off gas flow rate adopted for dry gas on the glycol purity. The speed varies from 50 to 300 kg/hr.

Table 9 – Results of regeneration using stripping gas

Gas stripping speed (kg/hr)	Glycol concentration (%)	Glycol losses (kg/hr)
50	99.33	0.97
100	99.50	1.47
200	99.71	2.5
300	99,83	3.6

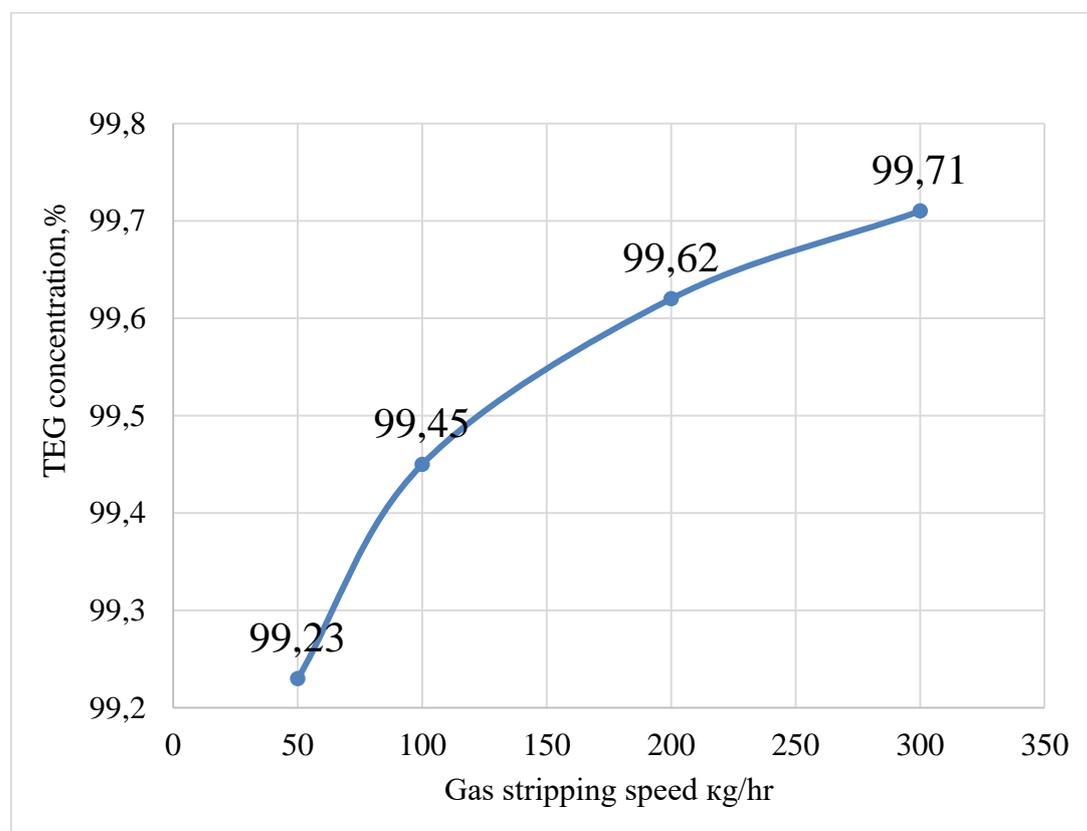


Figure 10 - TEG concentration versus stripping gas velocity and reboiler pressure

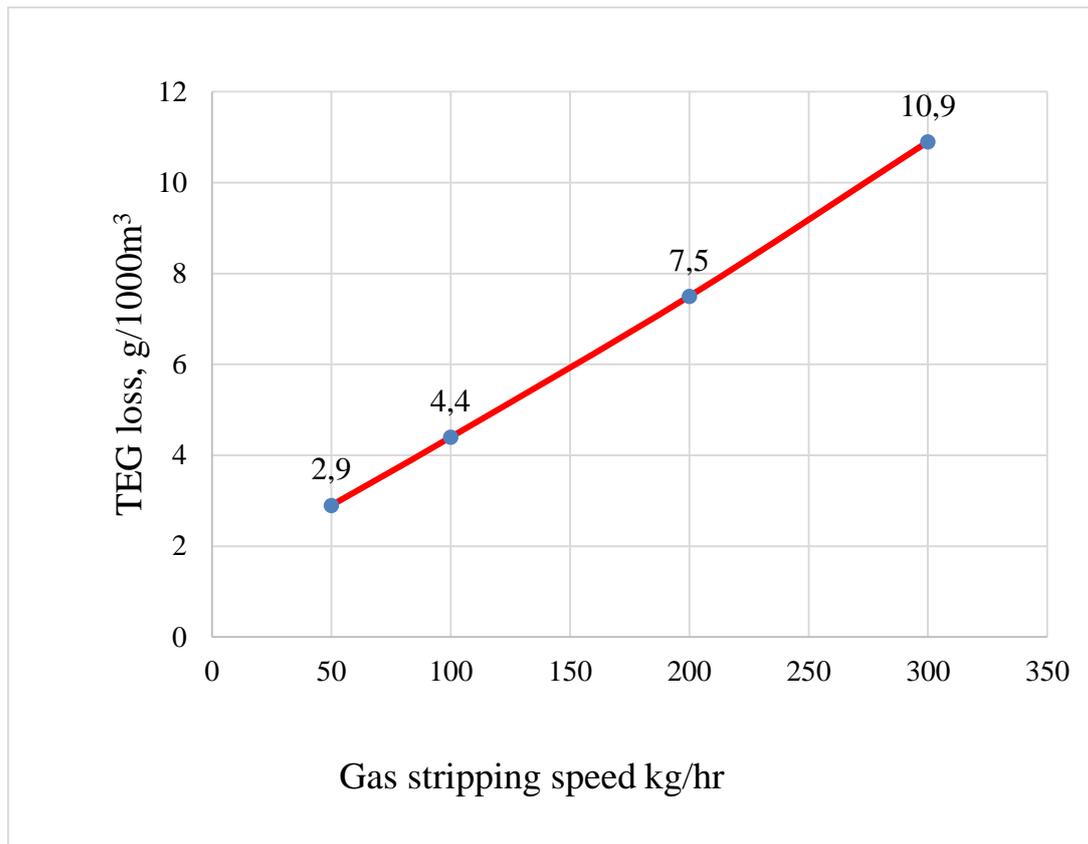


Figure 11 – TEG losses versus stripping gas velocity and reboiler pressure

By analyzing the effect of the stripping gas flow rate, it can be seen that at a reboiler pressure of 100 kPa, the more the stripping gas flow rate increases, the more the glycol concentration increases, but on the other hand there is little glycol loss.

The amount of stripping gas produces a cleaner glycol, but causes an increase in glycol loss.

To optimize the operation and from an economic point of view, it is recommended to work on a plant where the reboiler pressure is set at 100 kPa with a boil-off gas flow rate of 200 kg / h, which will allow us to recover glycol up to 99.62 % with a loss of 7.5 g / 1000 m³.

Regeneration of glycol with an azeotropic agent

The agent is used to form a ternary azeotrope with the mixture.

The DRIZO process provides glycol enrichment using its own internal stripping medium, a mixture of paraffinic and aromatic hydrocarbons with a boiling range of C₅ +.

The patent works with an isooctane solvent, but the typical composition of the stripping medium is aromatic hydrocarbons, naphthene and paraffin.

In our study case, hexane is used to separate binary water and triethylene glycol.

Based on the DRIZO process principle, a 100% hexane hetero-azeotrope is used as our gas does not contain C₅+ hydrocarbons.

Table 10 – parameters of the azeotropic agent

Temperature (°C)	Pressure (kPa)	Flow rate (kg/hr)
68,59	100	3000

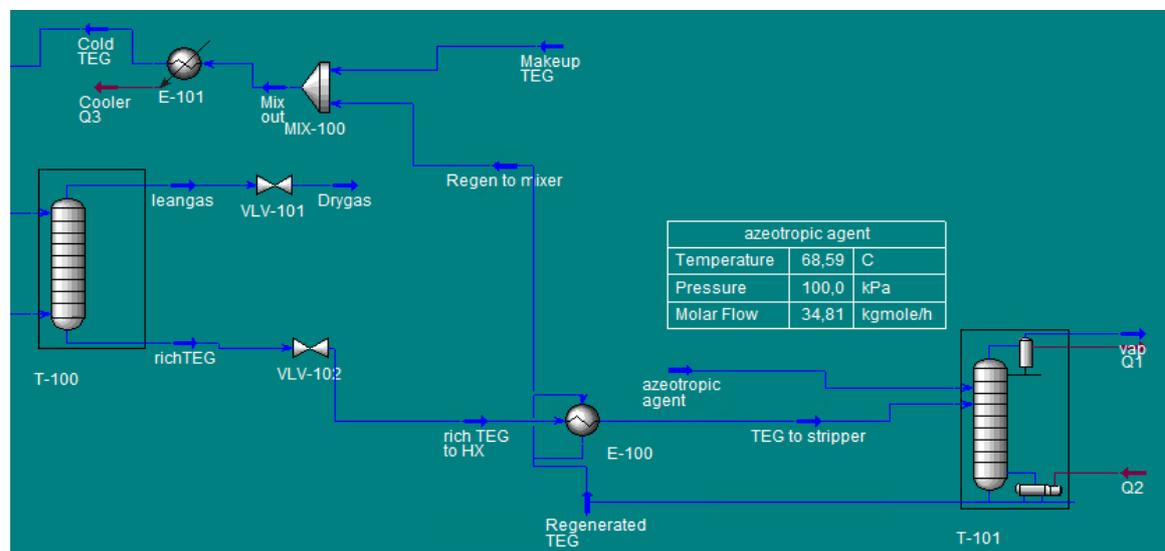


Figure 12 – The process of regeneration using an azeotropic agent.

Azeotropic distillation was carried out at various reboiler pressure and the results allowed us to see the concentration of regenerated glycol and the loss of glycol according to the parameters.

Table 11 – Results of the regeneration process

Temperature Reboiler C	Glycol concentration (%)	TEG glycol (kg/hr)
200	99,98	2.43
180	99,91	2,31
140	99,79	2.19

Analyzing the results, we see that at atmospheric pressure and a reboiler temperature of 200 ° C, we can achieve a glycol concentration of 99.98% with a loss of 2.43 kg / h.

Lowering the teperature of the reboiler does not significantly reduce the TEG concentration, therefore, to reduce the heat consumption, the temperature of the reboiler can be set to 140 ° C.

Conclusion

Modeling of the absorption process was carried out using the unisim program. Study of the various parameters allowed identifying their influence on the whole process in particular on the gas dew point and also on the glycol concentration after regeneration. The analysis of the influence of all the parameters involved in the gas absorption process with triethylene glycol allowed us to arrive at the results which help us choose the parameters which should lead to the most optimal mode of this process.

List of references:

1. Nikolaev, V.V. The main processes of physical and physicochemical gas processing. / V.V. Nikolaev, N.V. Busygina, I.G. Busygin. –M.: Nedra Publishing House, 1998. –184 p.
2. Shahata W. Natural gas processing course [Text] / W. Shahata. – 2020. –P. 384
DOI:<https://www.researchgate.net/publication/340417842>
3. Demirbas A. Methane Gas Hydrate / A. Demirbas. – L., Green Energy and Technology, 2010. – p.192
4. STO Gazprom 089-2010 “Natural combustible gas supplied and transported through main gas pipelines. Technical conditions ”. – M.: JSC "Gazprom", 2010. – 19 p.
5. Erikh V.N. Chemistry and technology of oil and gas. / Erich V.N., Rasina M.G., Rudin M.G - L.: Chemistry, 1972. – 464 p.