

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
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ
 АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОГО
 НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНАО)**

УДК 622.279.8(571.121)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Ананин Павел Викторович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н.		

Томск – 2023г.

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

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
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
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи 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
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли

ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
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
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

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
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) И.А. Мельник
(ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Ананин Павел Викторович

Тема работы:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНАО)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>62-83/с от 03.03.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Теоретические основы низкотемпературной технологии подготовки природного газа; Анализ факторов, влияющих на процесс низкотемпературной сепарации; Оборудование, применяемое для понижения температуры газа на УКПГ; Особенности схем подготовки продукции ачимовских залежей; Особенности газа ачимовских залежей; газовые гидраты и борьба с ними; Условия образования гидратов; Методы предупреждения и борьбы; Ингибиторы для борьбы с гидратами; Методы регенерации водных растворов метанола: регенерация метанола методом ректификации; регенерация метанола методом отдувки Характеристика Восточно-

	Уренгойского месторождения: геологическая характеристика месторождения; характеристика пластового флюида; проблема гидратообразования; характеристика программного комплекса UniSim Design Модернизация существующей технологии подготовки газа на Восточно-Уренгойском месторождении
Перечень графического материала	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Natural gas hydrates and their control	

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

Задание выдал руководитель

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Ананин Павел Викторович		

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
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Ананин Павел Викторович

Тема работы:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ВОСТОЧНО-УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЯНАО)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2023	<i>Теоретические основы технологии низкотемпературной сепарации природного газа</i>	20
14.04.2023	<i>Газовые гидраты и борьба с ними</i>	20
30.04.2023	<i>Характеристика Восточно-Уренгойского месторождения</i>	10
15.05.2023	<i>Модернизация существующей технологии подготовки газа на Восточно-Уренгойском месторождении</i>	10
21.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
08.06.2023	<i>Natural gas hydrates and their control</i>	10
23.06.2023	<i>Оформление работы, подготовка доклада и презентации</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н.		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Ананин Павел Викторович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 130 с., 22 рис., 25 табл., 29 источников, 1 прил.

Ключевые слова: газ, низкотемпературная сепарация, углеводороды, гидраты, метанол, расход, рециркуляция, конденсат, вода, десорбер, разделитель фаз, точка росы.

Объектом исследования является установка подготовки газа на Восточно-Уренгойском газоконденсатном месторождении.

Целью работы является повышение эффективности системы подготовки газа на Восточно-Уренгойском месторождении.

В процессе исследования изучен процесс гидратообразования, применение метанола в качестве ингибитора, технология рециркуляции и регенерации метанола методом «отдувки», технологический процесс подготовки газа на УКПГ Восточно-Уренгойского месторождения.

С помощью моделирования технологии низкотемпературной сепарации с регенерацией метанола в среде программы UniSim Design проведена оценка технологической эффективности реализации рециркуляционной технологии использования метанола при подготовке газа по технологии НТС.

Показано, что технология рециркуляции метанола позволяет снизить расход свежего концентрированного метанола за счёт перехода метанола из жидкой фазы (ВМР) в газовую (сырой газ) на XX кг/ч (35 %), при этом происходит сокращение уноса метанола с нестабильным конденсатом и водой на XX кг/ч и XX кг/ч соответственно.

Рассчитан экономический эффект от предлагаемых изменений технологического процесса, экономия средств в год составляет XX млн. руб.

Степень внедрения: работа имеет поисковый характер.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
1 Теоретические основы технологии низкотемпературной сепарации природного газа	12
1.1 Анализ факторов, влияющих на процесс низкотемпературной сепарации	12
1.2 Оборудование, применяемое на УКПГ для понижения температуры газа	22
1.3 Особенности схем подготовки продукции ачимовских залежей	25
1.4 Особенности газа ачимовских залежей	26
2 Газовые гидраты и борьба с ними	34
2.1 Условия образования гидратов	36
2.2 Методы предупреждения и борьбы с гидратами	38
2.3 Ингибиторы для борьбы с гидратами	41
2.4 Методы регенерации водных растворов метанола	44
2.4.1 Регенерация метанола методом ректификации	44
2.4.2 Регенерация метанола методом отдувки	48
3 Характеристика Восточно-Уренгойского месторождения	50
3.1 Геологическая характеристика Восточно-Уренгойского месторождения	50
3.2 Характеристика пластового флюида	52
3.3 Проблема гидратообразования	53
3.4 Характеристика программного комплекса UniSim Design	55
4 Модернизация существующей технологии подготовки газа на Восточно-Уренгойском месторождении	58
4.1 Анализ существующей технологии подготовки газа	58
4.2 Установка регенерации метанола	64
4.3 Моделирование действующей схемы подготовки газа	67
4.3.1 Расчёт влагосодержания газа на входе в УКПГ	67
4.3.2 Моделирование установки НТС в Unisim Design	68
4.3.3 Результаты моделирования	73
4.4 Моделирование модернизированной схемы подготовки газа и обсуждение результатов	74
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	81
6 Социальная ответственность	92
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
6.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	92
6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	93
6.2 Производственная безопасность	94
6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов	95
6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов	99
6.2.3 Расчёт опасного или вредного производственного фактора	102
6.3 Экологическая безопасность	104
6.3.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха	104
6.3.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения	104

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	105
Заключение	109
Список публикаций обучающегося	111
Список использованных источников	112
Приложение А	115

Введение

Проблема вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) в настоящее время является одной из наиболее важных в нефтегазовой отрасли Российской Федерации, так как большинство месторождений вошло в стадию падающей добычи.

Эта проблема решается не только введением в эксплуатацию новых площадей, но и освоением более глубоких, чем традиционные сеноманские и валанжинские, ачимовских пластов, которые становятся своего рода «третьим дыханием» месторождений.

Сложность и особенность геологического строения ачимовской толщи определяются тектоническими нарушениями, выклиниванием пластов и их литологической неоднородностью, линзовидностью природных резервуаров, негоризонтальностью газожидкостных контактов, крайне низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Актуальность и значимость освоения запасов ачимовских отложений определяются необходимостью компенсировать снижение объемов добычи природного газа и газового конденсата из базовых продуктивных горизонтов

Продуктивность ачимовских отложений была подтверждена на обширной территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в том числе и на Восточно-Уренгойском месторождении, где сосредоточены колоссальные запасы газа. Ряд факторов (глубина более 3,5 км, аномально высокие пластовое давление (АВПД) и температура, сложное геологическое строение, многофазное состояние залежей, высокое содержание парафинов и т.д.) предопределяют трудности освоения ачимовских залежей.

Со временем любая схема подготовки подвержена снижению продуктивности вследствие изменения параметров добычи, таких как температура, давления и объемы добычи. Следовательно, на определенном этапе разработки, необходимо пересматривать существующие схемы систем подготовки с целью увеличения их эффективности.

Целью работы является повышение эффективности системы подготовки газа на Восточно-Уренгойском месторождении.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- изучить технологию подготовки газа на Восточно-Уренгойском месторождении;
- создать модель действующей технологии подготовки газа в программном комплексе UniSim Design;
- предложить более эффективную технологию использования метанола.

1 Теоретические основы технологии низкотемпературной сепарации природного газа

Технологические низкотемпературные процессы в основном применяются с целью обработки природных газов газоконденсатных месторождений для одновременной осушки и извлечения целевых компонентов, таких как тяжелые углеводороды и инертные газы при их наличии в заметных количествах.

Главным вектором развития в проектировании низкотемпературных установок для промышленной обработки газов, содержащих конденсат, на период после 2010 г., является разработка низкотемпературных процессов с более низкими температурными показателями и высокой технологической гибкостью. Под гибкостью понимается возможность использования технологии при работе в различном диапазоне входных параметров (давление, температура, состав газа) обрабатываемого сырого газа, а также выделения определенных целевых продуктов в объемах, необходимых для удовлетворения текущего спроса.

Необходим дифференцированный подход к технологическим процессам как на вновь обустриваемых месторождениях, так и на уже действующих установках, учитывающий специфику эксплуатационных объектов и долговременные тенденции по направлениям сбыта продукции газовой промышленности.

1.1 Анализ факторов, влияющих на процесс низкотемпературной сепарации

В настоящее время самым распространенным процессом низкотемпературной подготовки газа на промыслах газоконденсатных месторождений России является процесс низкотемпературной сепарации газа с его охлаждением за счет расширения газа. Расширение газа возможно осуществлять двумя способами: без совершения внешней работы – расширение в дросселе (дросселирование); с совершением внешней работы – расширение газа в детандерах (детандирование) [1]. При дросселировании энтальпия газа не изменяется.

Зависимость изменения температуры реального газа при его дросселировании получила название дроссельного эффекта, или эффекта Джоуля-Томсона. Дроссельный эффект считается положительным, если при снижении давления газ охлаждается, если газ нагревается, то дроссельный эффект считается отрицательным.

Температура, при которой дроссельный эффект газа обращается в нуль, называется инверсионной ($T_{инв}$). Большое количество газов имеют высокую инверсионную температуру и при дросселировании охлаждаются. Дроссельным эффектом с отрицательным значением обладают водород и гелий, которые при дросселировании нагреваются, в отличие от других газов [2]. Однако при температурах ниже инверсионной водород ($T_{инв} = -73^{\circ}\text{C}$) и гелий ($T_{инв} = -243^{\circ}\text{C}$) также охлаждаются в случае расширения при $i = \text{const}$, следовательно, имеют положительный дроссельный эффект.

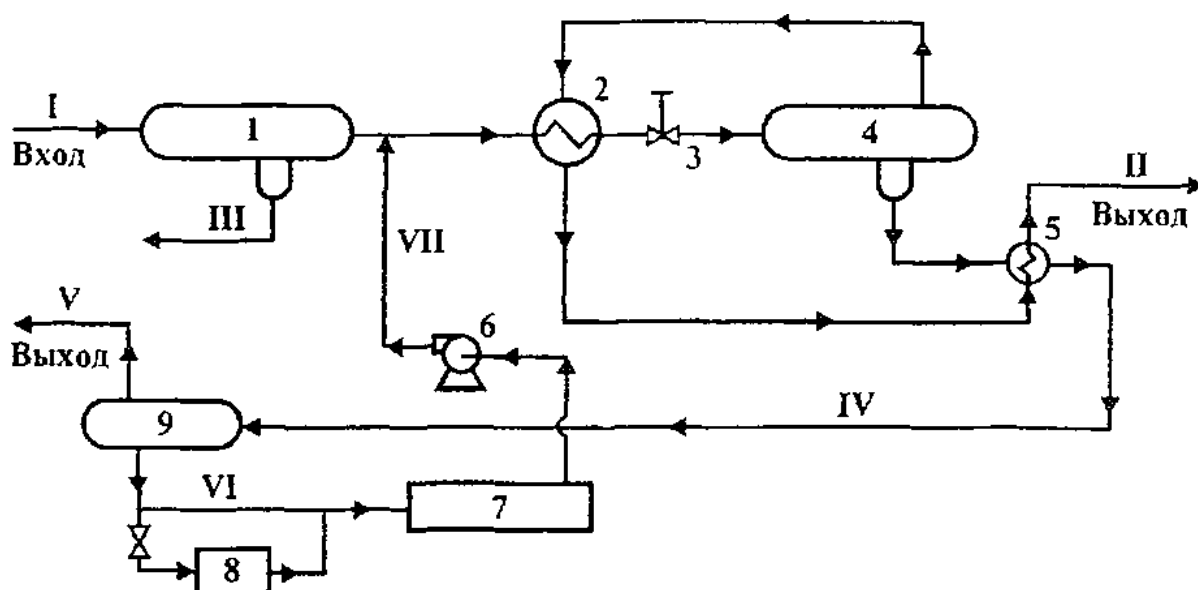
Отношение бесконечно малого изменения температуры к вызывающему его бесконечно малому снижению давления газа называют дифференциальным дроссельным эффектом. В практических расчетах за дифференциальный дроссельный эффект считают изменение температуры реального газа, которое обусловлено изменением давления газа на одну единицу.

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{P_1 - P_2}$$

где T_1 и T_2 – температура газа перед дросселем и после соответственно, P_1 и P_2 – давление газа перед дросселем и после соответственно.

Дросселирование является изоэнтальпийным процессом и при определенных термобарических условиях работы промысловых установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному понижению температуры обрабатываемого газа (в диапазоне 3–5 градусов на 1 МПа давления, при этом величина дифференциального дроссельного эффекта возрастает с понижением температуры газа до дросселя и зависит от состава газоконденсатной смеси). Следовательно, метод низкотемпературной сепарации основан на конденсировании гомологов метана из природного газа, чаще при

температуре от -10 до -30°C , и с последующим разделением газовой и жидкой фаз, которые находятся в состоянии близком к термодинамическому равновесию.



1,4 – сепараторы; 2, 5 – теплообменники; 3 – штуцер (дроссель); 6 – насос; 7 – установка регенерации гликоля; 8 – фильтр; 9 – трехфазный разделитель; I – сырой газ; II – сухой газ; III – конденсат газовый и вода; IV – конденсат газовый и насыщенный гликоль; V – конденсат газовый; VI – гликоль насыщенный; VII – гликоль регенерированный

Рисунок 1 – Схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин [2]

Сырой газ с газовых скважин направляется на 1 ступень сепарации во входной сепаратор 1, где происходит отделение жидкости (водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат) от газа, выпавших в стволах скважин и газосборных коллекторах. После этого частично отсепарированный газовый поток поступает в теплообменник 2 типа "газ – газ" для охлаждения прямого потока и нагревания уже сдросселированного газа (охлаждается на $10-15^{\circ}\text{C}$). Далее охлажденный газ поступает на расширительное устройство 3, где происходит его расширение, после которого его температура вследствие эффекта Джоуля-Томсона понижается от -10 до -30°C . После дроссельного клапана 3 газ вместе с образовавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4, в котором происходит отделение жидкой фазы (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов ($\text{C}_{5+\text{B}}$) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с "сырым" газом из первого сепаратора и поступает в газопровод в качестве

товарного продукта. Эффективность охлаждения газа посредством использования дроссель эффекта с рекуперацией холода может достигать 10-12°C на 1 МПа свободного перепада.

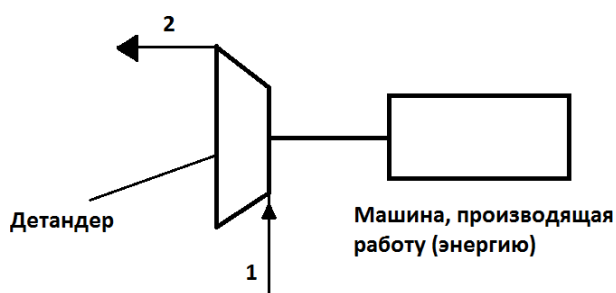
В низкотемпературном сепараторе, теплообменнике и дросселе термобарические параметры газа находятся в области стабильности газовых гидратов кубической структуры II. В случае образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования. Подача ингибитора гидратообразования предусматривается перед теплообменником 2 и перед дросселирующим устройством в различном объеме, который необходим для предупреждения гидратов, чтобы обеспечить нормальный режим протекания технологического процесса.

Водная фаза и углеводородный конденсат, которые выделяются в сепараторе 4, неверна цифра поступают в разделитель жидкости 9, где конденсат частично дегазируется. После чего конденсат подается на установку стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриватель газа с подогревом), дебутанизированный конденсат поступает на отдельную газофракционирующую установку для получения дизельного топлива, газоконденсатного бензина, хладагентов, пропеллентов и др. производимых продуктов.

Схему, представленную на рисунке 1, следует назвать принципиальной схемой технологии низкотемпературной сепарации с двухступенчатой сепарацией газа. Количество ступеней сепарации газа может меняться и быть более двух. Например, если после теплообменника 2 перед дросселем 3 включить в технологическую схему дополнительный сепаратор, то сепарация будет уже трехступенчатой. Схемы низкотемпературной сепарации с числом ступеней сепарации больше трех в промышленных условиях используются очень редко.

Работа турбодетандерных агрегатов, которые предназначены для получения холода в установках низкотемпературной сепарации газа, основана на принципе изоэнтропийного расширения газа с совершением внешней работы.

Внешнюю работу в таком случае используют для вращения вала компрессора, который предназначен для компримирования газа до необходимого давления, равного давлению в газопроводе. Хладопроизводительность турбодетандера зависит в основном от степени расширения газа и обеспечивает поддержание низкотемпературного режима сепарации газа на установке НТС на завершающих стадиях эксплуатации месторождений. В газовой промышленности используют турбодетандерные агрегаты (детандер-компрессор).



1 – газ высоконапорный; 2 – газ низконапорный
Рисунок 2 – Схема охлаждения газа в детандере [3]

Использование турбодетандерных агрегатов в установках НТС газа было предложено А. И. Арутюновым и В. И. Ивановым в 1962 г., тогда и была разработана конструкция первого опытного образца турбодетандер-компрессора (турбокомпрессора). Охлаждение газа при его изоэнтропийном расширении газа происходит более глубокое охлаждение газа [4]. Чем ниже давление, тем более высокая разница температур газа достигается при разных способах расширения.

В настоящее время, одна из самых эффективных модернизаций современных установок комплексной подготовки газа является установка турбодетандер-компрессорных агрегатов.

Достоинства технологии НТС [2]:

- низкие капитальные расходы и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период эксплуатации при наличии свободного перепада давления;
- осушка газа до требуемых отраслевым стандартом кондиций;
- простота в эксплуатации и техническом обслуживании, тем самым

возможно использование технического персонала средней квалификации;

- легкость автоматизации и регулирования технологического процесса в условиях газопромысла;
- возможное постепенное дополнение и модернизация технологии при снижении пластового давления.

Все эти достоинства процесса НТС и его последующих модификаций обеспечили огромную распространенность в отечественной практике установок низкотемпературной сепарации для промышленной обработки природных газов газоконденсатных месторождений.

Недостатки технологии НТС [2]:

- несовершенство термодинамического процесса однократной конденсации, при этом извлечение из природного газа целевых компонентов при заданных температуре и давлении в конечном низкотемпературном сепараторе зависят только от состава исходной смеси;
- падение пластового давления в процессе эксплуатации (при этом содержание углеводородного конденсата в пластовом газе уменьшается), так что "свободный перепад" давления на дросселе уменьшается (происходит, как иногда образно говорят, "исчерпание" дроссель-эффекта) и, следовательно, повышается температура сепарации, в результате не только удельное количество, но и степень извлечения целевых компонентов уменьшается;
- термодинамическое несовершенство изоэнтальпийного расширения газа как холодопроизводящего процесса (потенциальная работа, которую мог бы совершить расширяющийся газ, "усваивается" потоком в форме теплоты, тем самым эффективность охлаждения снижается).

Эффективность работы установок низкотемпературной сепарации в большой степени зависит от температуры, изменения состава сырьевого газа, числа ступеней сепарации и эффективности оборудования, давления [5].

Исходное давление сепарации на установках НТС определяется давлением транспорта газа в магистральном трубопроводе. Как правило, технологическое давление на установках НТС находится в пределах 5,0–7,5 МПа

и оно не оказывает значительного влияния на степень извлечения компонентов C_{5+} . Для технологии отбензинивания методом НТС более важным показателем является наличие необходимого перепада давления, который обеспечивает низкие температуры сепарации.

Поддержание эффективности работы установок НТС на прежнем уровне при снижении пластового давления обеспечивается за счет ввода в эксплуатацию дожимного компрессорного оборудования и снижения температуры перед дросселем.

Для достижения максимального извлечения из природного газа целевых компонентов C_{3+B} , необходимо выбрать такие давление и температуру в низкотемпературном сепараторе, которые обеспечат максимальную конденсацию тяжелых углеводородов.

Для всех углеводородов давление максимальной конденсации с повышением температуры имеет максимум и затем уменьшается до критического давления чистого углеводорода (рисунок 3) [6].

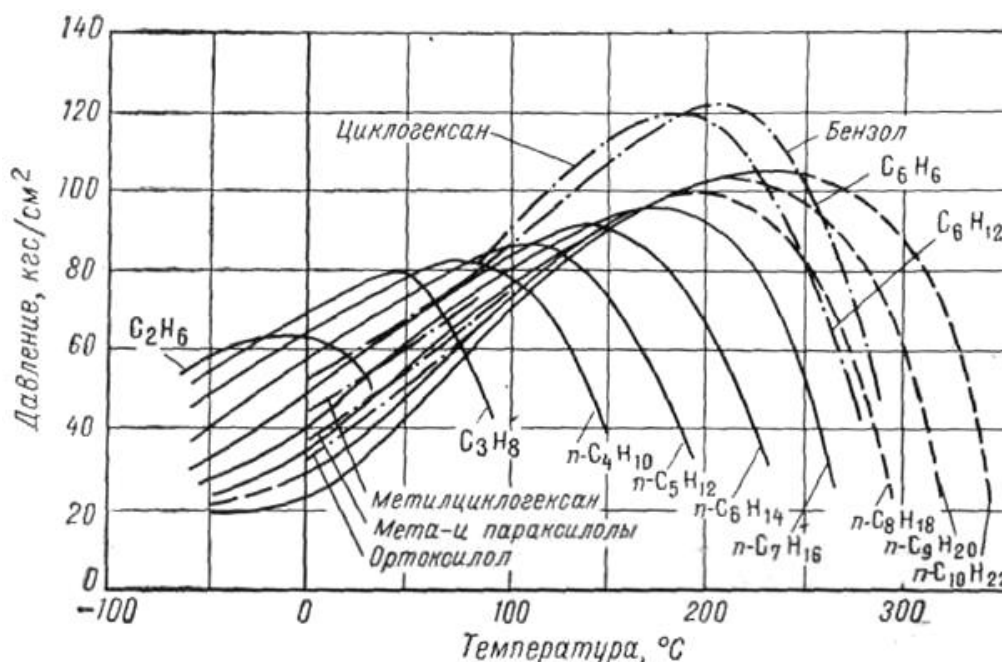


Рисунок 3 – Зависимость давления максимальной конденсации углеводородов различного строения от температуры (бинарные смеси метан – углеводород) [6]

Если рассматривать температуры, которые имеют место в промышленных сепараторах (минус 30 – плюс 20°C), то для бинарных смесей, начиная со смеси метан – *n*-пентан до бинарной смеси метан – *n*-декан, давление максимальной

конденсации изменяется в пределах от 20 до 60 кгс/см².

По мнению Степановой Г.С. газоконденсатные системы также можно рассматривать как бинарные, состоящие из смеси стабильного конденсата и газа. Анализ фазовых диаграмм таких смесей говорит о наличии давления максимальной конденсации углеводородов при заданной температуре сепарации. Зависимость давления максимальной конденсации от состава смеси и температуры представляет практический интерес.

Давление необходимое для максимальной конденсации газоконденсатных смесей при температурах от -20 до +20 °С также находится в пределах 20-60 кгс/см² [29].

- Кривая зависимости количества выделившегося конденсата из газа от давления при постоянной температуре называется изотермой конденсации.

- Давление, при котором выпадает наибольшее количество конденсата, называется давлением максимальной конденсации.

Температура газа на входе имеет важную роль в технологии низкотемпературной сепарации газа. Чем ниже температура входящего газа, тем ниже температура газа будет на выходе из дросселя или детандера.

Значение температуры на установках низкотемпературной сепарации выбирается с учетом достижения необходимой точки росы для дальнейшей транспортировки газа по трубопроводу. Для легких газов средней молекулярной массой не более 22 и средней молекулярной температурой кипения от минус 156 до минус 133 °С снижение температуры сепарации от 0 до минус 40 °С обеспечивает существенный рост степени извлечения жидких компонентов [29].

Увеличение числа ступеней сепарации на установках НТС повышает четкость разделения газовой и жидкой фаз. При одноступенчатой сепарации, из-за резкого снижения давления, значительны потери компонентов углеводородного конденсата с газом. Двух- и трехступенчатые схемы НТС используются на газоконденсатных месторождениях, чтобы минимизировать унос углеводородной жидкости вместе с осушенным газом.

Один из основных факторов, характеризующих газоконденсатное

месторождение является конденсатный фактор. Количество компонентов, пентана и высших (C_{5+}) принято называть конденсатным фактором [4]. Синонимом термина «конденсатный фактор» является термин «конденсатогазовый фактор» – выход сырого конденсата, замеренный при исследовании скважины, $см^3/м^3$.

Таблица 1 – Степень извлечения тяжелых углеводородов в технологии НТС [2]

Извлекаемые углеводороды	Степень извлечения при текущем конденсатном факторе, $г/м^3$		
	40–80	80–160	160–320
C_2H_5	3-6	6-13	13-24
C_3-C_4	17-25	25-40	40-57
C_{5+}	85-92	92-96	96-98

Как видно из этой таблицы, с понижением конденсатного фактора уменьшается степень извлечения жидких углеводородов $C_{5+в}$. Для большинства месторождений, конденсатным фактором, в среднем равным $155 г/м^3$, степень извлечения тяжелых углеводородов за весь период разработки месторождения составит около 90 %, пропан-бутана приблизительно 30%, а этана около 10%. Таким образом, мы видим, что в типовой технологии низкотемпературной сепарации, происходит недостаточно глубокая степень извлечения жидких углеводородов.

Снижение температуры сепарации приводит к увеличению количества газа концевой дегазации за счет конденсации легких углеводородов, это показано на рисунке 4. Дегазация легких углеводородов в концевом дегазаторе при снижении температуры до $-25^{\circ}C$ и ниже также резко возрастает (рисунок 5). Следовательно, в зависимости от КФ можно определить необходимую температуру в низкотемпературном сепараторе, при достижении которой количество газа дегазации начинает резко возрастать до такой степени, что технология НТС в рассматриваемом варианте становится просто нерациональной [2].

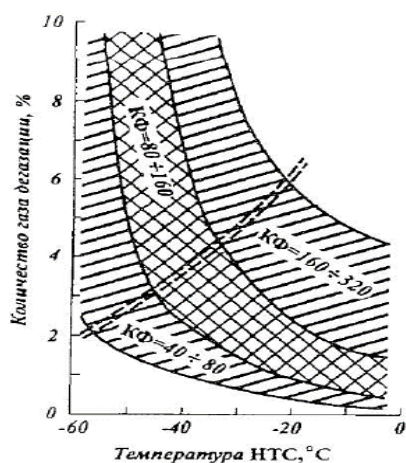


Рисунок 4 – Зависимость количества газа дегазации от температуры НТС[2]

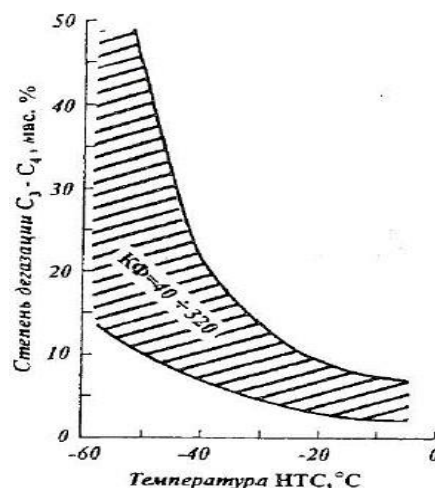


Рисунок 5 – Зависимость степени дегазации пропан-бутанов от температуры НТС [2]

При температуре сепарации ниже -40°C темп роста степени извлечения углеводородов $\text{C}_{5+\text{в}}$ снижается (рисунок 6), причем это более наглядно заметно при КФ более 150. При этом степень извлечения ПБФ при снижении температуры растет монотонно, но значение этой величины сильно зависит от КФ.

Если оставаться в рамках стандартной технологии низкотемпературной сепарации, путем снижения температуры газа в низкотемпературном сепараторе принципиально невозможно добиться даже достаточно полного извлечения тяжелых углеводородов, не говоря уже об извлечении ПБФ.

Приблизительная граница наиболее подходящих температур НТС в зависимости от КФ показана на рисунке 4 двойной пунктирной линией. Например, при конденсатном факторе выше 180 г/м^3 не имеет смысла держать температуру сепарации ниже -25°C (если учитывать, что целевым продуктом помимо газа сепарации являются только жидкие углеводороды). Область эффективной применимости технологии НТС с использованием эжектора показана на рисунке 7 (заштрихованная область).

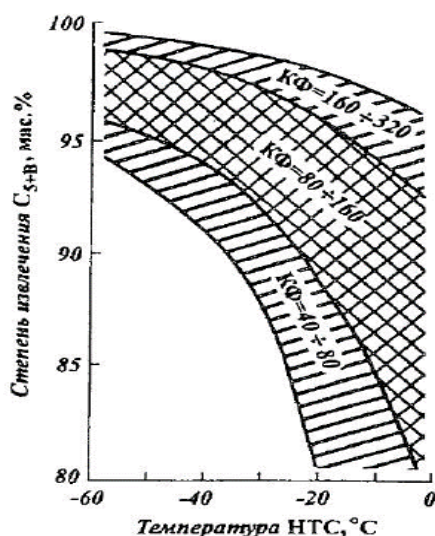


Рисунок 6 – Зависимость степени извлечения C_{5+} от температуры НТС [2]

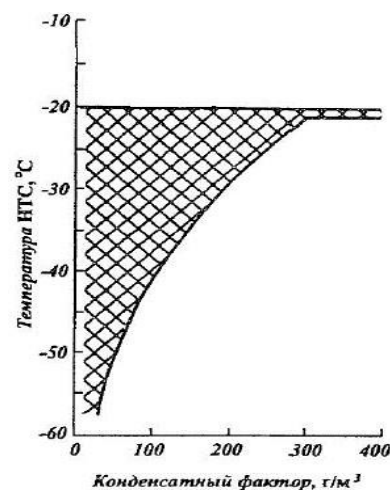


Рисунок 7 – Температурная область применения технологии НТС в зависимости от конденсатного фактора [2]

Следовательно, для глубокого извлечения углеводородов C_{3+} из конденсатосодержащего газа необходимо значительно снизить как давление, так и температуру в низкотемпературных ступенях газоразделения, включив дополнительно в технологические схемы процессы абсорбции и ректификации [2].

Исходя из выше изложенного, конденсатный фактор имеет важную роль в технологии низкотемпературной сепарации. Но на конденсатный фактор влияет состав самого сырья.

Состав сырьевого газа обуславливает степень извлечения жидких углеводородов: чем тяжелее состав исходной смеси, а значит, и больше средняя молекулярная масса газа, тем выше степень извлечения компонентов C_{5+} .

1.2 Оборудование, применяемое на УКПГ для понижения температуры газа

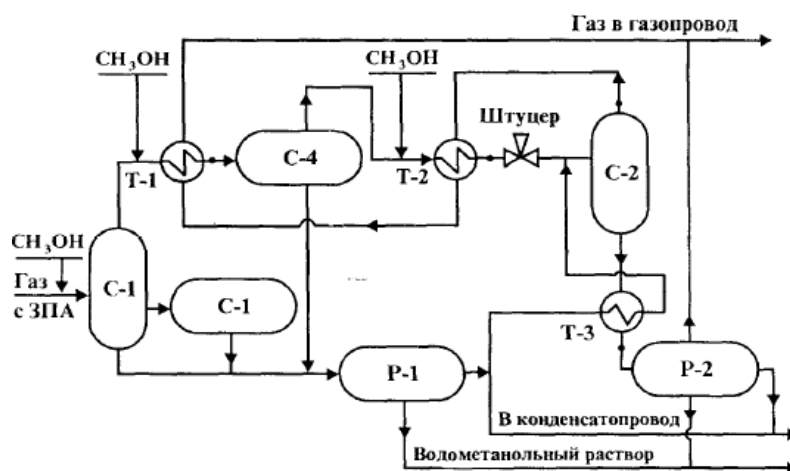
На эффективность работы установок НТС влияет используемый источник холода. В процессе длительной эксплуатации скважин и при снижении пластового давления замена изоэнтальпийного расширения (дресселирование) на изоэнтропийное (расширение в детандерах) позволяет эффективнее использовать свободный перепад давления и при одном и том же перепаде

давления при детандировании потока достигать более низких температур сепарации.

Самым простым способом получения холода на УКПГ является изоэнтальпийное расширение газа. Этот процесс осуществляется с применением дроссельных устройств. Преимущества таких схем – их меньшая металлоемкость и высокая надежность в работе.

Дросселированием газа называется необратимый процесс с реальным газом, в котором давление, при прохождении через местное сужение в канале, уменьшается без совершения внешней работы. Однако эта технология возможна при наличии большого запаса пластовой энергии, что наблюдается при больших глубинах залегания газоносных пластов. Следует учитывать, что давление газа в трубопроводах газотранспортных систем, согласно отраслевого стандарта Газпрома составляет 75 кгс/см^2 .

Изменение температуры газа при его дросселировании на 1 кгс/см^2 называется дроссель-эффектом или коэффициентом Джоуля - Томсона. Различают дроссель-эффект: дифференциальный и интегральный. Дифференциальный дроссель-эффект показывает снижение температуры газа при бесконечно малом изменении его давления. Интегральный дроссель-эффект – изменение давления на значительную величину. На рисунке 8 показана схема установки НТС на Уренгойском ГКМ [2].



С-1, С-2, С-4 – сепараторы; Т-1, Т-2, Т-3 – теплообменники; Р-1, Р-2 – разделители

Рисунок 8 – Принципиальная схема подготовки газа на установке НТС Уренгойского ГКМ

Включение в схему установок обработки газа ТДА обеспечивает значительное снижение температуры газа на единицу перепада давления. Благодаря этому при прочих равных условиях для поддержания заданного давления газа на выходе из установки требуется "срабатывать" значительно меньшее давление, чем при расширении газа с применением дроссельного устройства.

На период добычи, когда требуются дополнительные источники холода на установке НТС для обеспечения требуемой точки росы газа, в схеме вместо штуцера устанавливаются турбодетандер, использование которого дает эффект по снижению температуры в 3–4 раза больше, чем при обычном дросселировании, в этом случае в схеме предусматривается сепаратор второй ступени, предназначенный для отделения жидкости от газа, поступающего в турбодетандер. Осушенный газ из межтрубного пространства теплообменника поступает на прием компрессора, установленного на одном валу с турбодетандером, и далее в промысловый коллектор.

Включение в схему установки НТС турбодетандерного агрегата позволит получить кондиционный газ при более низких входных давлениях и уменьшить затраты на дожатие газа.

На основании рассмотренного теоретического материала по эффективным технологиям извлечения компонентов C_{3+} на установках комплексной подготовки газа, было установлено следующее.

Ключевым аспектом промышленной подготовки газа, который лежит в основе повышения эффективности процесса его осушки, является модернизация существующих производств. Пути модернизации определяют прибыльность компании. Повышение эффективности процесса подготовки газа возможно только при применении новых технологий в этой сфере. Модернизация данных производств приведет к более высокому коэффициенту полезного использования имеющихся ресурсов. Также хотелось бы заметить, что внедрение более ресурсоэффективных технологий сильно влияет на экологию данного региона, уменьшая количество вредных выбросов.

2 Газовые гидраты и борьба с ними

Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед. Они состоят из молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды.

Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются давление, температура газа, его состав и насыщение парами воды.

Возможность образования гидратов увеличивается с повышением давления, понижением температуры и увеличением влагосодержания газа.

Наиболее часто закупорки газопровода происходят в зимний период в связи значительным охлаждением движущегося в трубопроводе газового потока. Образование гидратов может иметь место на всех газопроводах, за исключением транспортирующих газ с точкой росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры [17].

Гидратообразование – это процесс, возникающий при определенных значениях перепада давления и температуры и при обязательном наличии влаги в жидкой фазе.

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения низкомолекулярных газов, таких как метан, этан, пропан, бутан и др., с водой. Внешне они напоминают снег или рыхлый лед. Они устойчивы при низких температурах и повышенном давлении; при нарушении указанных условий газогидраты легко распадаются на воду и газ.

Состав гидратов выражается формулой $C_nH_{2n} \cdot 2mH_2O$. Например, для метана - $CH_4 \cdot 6H_2O$, для этана – $C_2H_6 \cdot 7H_2O$, для пропана – $C_3H_8 \cdot 18H_2O$ и так далее.

Содержание метана в гидратах очень высоко: из одного кубометра гидратов (в стандартных условиях) можно получить более 160 м³ метана.

Гидраты входят в более крупный класс химических соединений, известных под названием «клатратов» или «соединений включения». Клатратами называют соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого

вещества. Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Образование гидратов является одной из проблем, связанных с процессами добычи, переработки и транспортировки природного газа и его производных жидкостей.

В газоносных пластах всегда присутствует вода. Поэтому добываемый природный газ всегда насыщен водой. Кроме того, в некоторых случаях из скважин вместе с газом добывается пластовая вода.

Способность воды образовывать гидраты объясняется наличием в ней водородных связей. Водородная связь побуждает молекулы воды выстраиваться в геометрически правильные структуры. В присутствии молекул некоторых веществ эта упорядоченная структура стабилизируется и образуется смесь, выделяемая в виде твердых образований.

Молекулы воды в таких соединениях называются «хозяевами», а молекулы других веществ, стабилизирующие кристаллическую решетку, – «гостями». Молекулы-гости называются «гидратообразующие вещества» или «гидратообразователи». Кристаллические решетки гидратов имеют сложное, трехмерное строение, где молекулы воды образуют каркас, в полостях которого находятся заключенные молекулы гости.

Еще одна интересная особенность газовых гидратов заключается в отсутствии связей между молекулами-гостями и хозяевами. Молекулы-гости могут свободно вращаться внутри решеток, образованных молекулами-хозяевами. Это вращение подтверждено с помощью спектроскопических измерений. Таким образом, данные соединения можно наилучшим образом описать как твердые растворы [18].

2.2 Методы предупреждения и борьбы с гидратами

Образование гидратов в стволе скважины можно предупредить следующими способами:

- ввод ингибиторов;
- теплоизоляция фонтанных или обсадных колонн;
- повышение температуры газа с помощью нагревателей.

Самый распространенный способ – подача антигидратных ингибиторов (метанола, гликоля, растворов солей и т. д.) в поток газа. Выбор ингибитора зависит от многих факторов. Иногда подача ингибитора осуществляется через затрубное пространство при отборе газа по насосно-компрессорным трубам. Метанол в таком случае стекает по стенкам скважин до башмака насосно-компрессорных труб, где захватывается газовым потоком и выносится на поверхность. Для сокращения потерь ингибитора необходимо, чтобы скорость газа была достаточной для выноса вводимого в поток метанола. Насосно-компрессорные трубы следует спускать с пакером, который устанавливают на несколько десятков метров ниже возможного места образования гидратов. В фонтанных трубах над пакером монтируют клапан, через который ингибитор попадет в насосно-компрессорные трубы, захватывается газовым потоком и поднимается вверх, предупреждая образование гидратов.

Место выпадения гидратов в скважинах определяют по точкам пересечения равновесных кривых образования гидратов и изменения температур по стволу скважин.

Если гидраты перекрывают сечение скважины не полностью, разложения их проще всего достигнуть с помощью ингибиторов. Значительно труднее бороться с отложениями гидратов, перекрывающих сечение насосно-компрессорных труб полностью и образующих сплошную пробку. При незначительной длине пробки ее можно ликвидировать продувкой скважины. При большой ее длине выбросу гидратов предшествует некоторый период, в течение которого пробка частично разлагается в результате снижения давления. Продолжительность периода разложения гидратов зависит от состава гидратов,

температуры газа и окружающих горных пород. Твердые частицы (песок, шлам, окалина, частицы глинистого раствора и т. п.) замедляют разложение пробки.

Применение ингибиторов при ликвидации пробки затруднено тем, что даже небольшое количество механических примесей, содержащихся в гидратной пробке и скапливающихся на ее поверхности, затрудняет контакт ингибитора с гидратами, а следовательно, и разложение последних. В зоне вечной мерзлоты гидратную пробку нельзя ликвидировать понижением давления в скважине. Дело в том, что вода, выделяющаяся при разложении гидратов при низкой концентрации ингибитора, замерзает и вместо гидратной образуется ледяная пробка, ликвидировать которую еще труднее.

Если гидраты образовались внутри колонны фонтанных труб, а затрубное пространство осталось свободным от них (или наоборот), разложить гидраты можно при отборе газа по затрубному пространству. При этом необходимо поддерживать режим, обеспечивающий наиболее высокую температуру газа. В результате прогрева фонтанных труб теплым газом гидраты расплавятся (хотя бы частично) и их можно будет удалить продувкой скважины по фонтанным трубам.

Если пробка образовалась по всему сечению скважины, ее можно ликвидировать, применив замкнутую циркуляцию ингибитора над пробкой. Ингибитор вводится в поток газа из такого расчета, чтобы обеспечивался безгидратный режим работы как скважины, так и шлейфа. В ряде случаев его в скважины и шлейф вводят раздельно. В настоящее время обычно применяется принудительная подача этого агента с помощью дозирующих насосов, установленных на сборных пунктах, по индивидуальным ингибиторопроводам в заданные точки системы сбора и подготовки газа.

Один из перспективных способов борьбы с образованием гидратов при – способ предотвращения их прилипания к стенкам труб. Для этого в поток газа вводятся нефтепродукты или поверхностно-активные вещества (ПАВ); на стенках труб образуется гидрофобная пленка, и рыхлые гидраты легко транспортируются потоком газа. ПАВ, покрывая поверхность жидкостей и

твердых веществ тончайшими слоями, способствуют резкому изменению условий взаимодействия гидратов со стенкой трубы. газ гидрат скважина ингибитор

Гидраты водных растворов ПАВ не прилипают к стенкам. Лучшие из водорастворимых ПАВ (ОП-7, ОП-10, ОП-20 и ИНХП-9) имеют высокую температуру замерзания (от 273 до 270 К), их можно использовать только в области положительных температур. Из нефтерастворимых ПАВ раствор ОП-4 — хорошо смачивающее вещество и хороший эмульгатор. При добавлении к 1 л нефтепродуктов (лигроину, керосину, дизельному топливу, стабильному конденсату) соответственно 10; 12; 7 и 6 г ОП-4 обеспечивается предотвращение прилипания гидратов к стенкам труб. Смесь, состоящая из 15–20 % (по объему) солярового масла и 85–80 % стабильного конденсата, обеспечивает предотвращение отложения гидратов на поверхности труб. Расход такой смеси составляет 5–6 л на 1000 м³ газа [19].

2.3 Ингибиторы для борьбы с гидратами

На практике для борьбы с образованием гидратов широко применяют метанол, диэтиленгликоль и водные растворы хлористого кальция. Иногда используются жидкие углеводороды, ПАВ, пластовая вода, смесь различных ингибиторов, например, метанола с растворами хлористого кальция и т. д. Все вышеперечисленные реагенты способствуют снижению температуры замерзания водного раствора и предотвращению образования гидратов. Следует отметить что, ПАВ, конденсаты и различные нефтепродукты не растворяются в воде и не снижают ее температуру замерзания, а лишь способствует образованию гидрофобных пленок на поверхности гидратных частиц, предотвращают прилипание последних и расширение их объема или же закупоривание сечения труб. Эти нефтепродукты, смешиваясь с образовавшимися частицами гидратов, способствуют их выносу из системы, т.е. недостаточно полно выполняют роль ингибиторов.

В настоящее время наиболее эффективным и доступным, особенно в условиях Крайнего Севера, является метанол, обладающий высокой степенью

понижения температуры гидратообразования, способностью быстро разлагать уже образовавшиеся гидратные пробки, малой вязкостью и низкой температурой замерзания.

Метанол (CH_3OH) – первый представитель низших одноатомных спиртов. Представляет собой бесцветную жидкость, иногда с резким запахом (влияет способ производства и очистка), смешивается с водой во всех отношениях без помутнения раствора и изменения окраски.

Товарный метанол, применяемый на газовых и газоконденсатных месторождениях, должен отвечать требованиям ГОСТ 2222-78Е. Некоторые физико-химические свойства метанола представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Физико-химические свойства метанолам [20]

Параметры	Величина
Молекулярная масса	32,04
Плотность, г/см ³ при 20 °С	0,792
Температура кипения	64,7
Предел взрываемости, % об.	
нижний	6,7
верхний	34,7
Температура, °С	
замерзания	–97,1
плавления	–93,9
кипения	64,65
вспышки	8
воспламенения	13
самовоспламенения	464
Вязкость, сПз, при 20 °С	0,793
Упругость паров, мм.рт. ст.	89
Теплота сгорания, кДж/кг	22331
ПДК в воздухе, мг/м ³	5

Начиная с 1995 г., при освоении морских нефтегазовых месторождений Азербайджана для предотвращения гидратообразования в системе добычи и транспорта газа вместо метанола успешно применяется ингибитор на основе изопропилового спирта, являющийся экологически чистым и дешевым ингибитором [20].

Гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) часто используют для осушки газа и в качестве ингибитора гидратов на установках

НТС. Наиболее распространен как ингибитор диэтиленгликоль, хотя применение этиленгликоля более эффективно: его водные растворы имеют более низкую температуру замерзания, меньшую вязкость, а также малую растворимость в углеводородных газах, что значительно снижает его потери. Некоторые физико-химические свойства диэтиленгликоля и этиленгликоля представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Физико-химические свойства диэтиленгликоля и этиленгликоля

Параметры	Диэтиленгликоль	Этиленгликоль
Молекулярная масса	106,12	150,7
Плотность, г/см ³ при 20С	1116-1117	1125
Температура, С		
вспышки	143,3	165,6
самовоспламенения	345	371
Область воспламенения, %	0,62 - 6,8	0,9 - 9,2
Температура кипения, °С:		
начало	не ниже 244 - 241	287,4
конец	не выше 249 - 250	
Температура замерзания, С	-8	-7,2
Температура начала разложения, С	164,5	206
Вязкость, СПз, при 20С	35,7	47,8

Гликоли с водой смешиваются в любых соотношениях. Температура замерзания и относительные плотности водных растворов гликолей зависят от концентрации. Наиболее низкие температуры замерзания этих растворов находятся при массовой доле ингибиторов, равной 60-70 % (оптимальных — при использовании гликолей в качестве ингибиторов гидратов). Гликоли не считаются летучими, так как упругость их паров при температуре образования небольшая. Поэтому этот ингибитор при вводе в трубопровод практически полностью остается в жидкой фазе, что значительно упрощает схему его улавливания для повторного использования.

Раствор хлористого кальция – эффективный широко распространенный ингибитор гидратообразования. Безводный хлористый кальций (CaCl₂, молекулярная масса 111) представляет собой белые кристаллы кубической формы, сильно гигроскопичные, расплывающиеся на воздухе.

Отечественная промышленность выпускает безводный, плавленый и жидкий хлористый кальций по ГОСТ 450-77. На промыслах, как правило, хлористый кальций применяют в качестве ингибитора гидратообразования при весовой концентрации 30-35%.

Для предотвращения парафиногидратных отложений в лаборатории поверхностно-активных веществ был разработан комплексный ингибитор в виде синергетической композиции, состоящей из специально подобранного ПАВ, совместимого с антигидратным ингибитором [7]. Наличие ПАВ в составе комплексного ингибитора оказывает положительное влияние на условия межмолекулярного взаимодействия гидратообразователей, изменяет природу поверхностей на стенке оборудования и в образующейся твердой фазе, придавая отложениям аморфный, рыхлый, хлопьевидный характер. [7]

2.4 Методы регенерации водных растворов метанола

2.4.1 Регенерация метанола методом ректификации

Основное направление совершенствования технологии обработки газа, позволяющее значительно сократить общие объемы потребления реагента и транспортные расходы, повысить экономическую эффективность процессов обработки газа, улучшить экологическую сторону работы газовых промыслов – внедрение установок регенерации насыщенных метанольных растворов, в том числе на газоконденсатных месторождениях.

Традиционно водометанольный раствор можно утилизировать на низконапорных факелах ВМР, либо повышать концентрацию раствора путём ректификации, адсорбции или химической очистки либо повторное использование ВМР высокой концентрации с последней ступеней НТС и его отдувка на предыдущих ступенях НТС [21].

Основное уравнение массопередачи, описывающее протекание массообменных процессов:

$$M = K_{\Delta} \Delta_{\text{ср}} F$$

где K_{Δ} – коэффициент массопередачи, характеризующий массу вещества, переданную из фазы в фазу через единицу поверхности dF в единицу времени при движущей силе, равной единице.

$$\Delta_{\text{ср}} = c - c_p$$

где c – рабочая (фактическая) концентрация компонента в ядре потока соответствующей фазы, c_p – концентрация компонент для данной фазы, равновесная с фактической концентрация в другой фазе.

Для тарельчатого массообменного аппарата коэффициент массопередачи может быть отнесен к контактной площади тарелки.

$$M = K_{\Delta} \Delta_{\text{ср}} F = (K_{\Delta} f_p) \Delta_{\text{ср}} S N_A = K_F \Delta_{\text{ср}} S N_A$$

где f_p – поверхность контакта фаз, на единицу площади тарелки $\text{м}^2/\text{м}^2$,

K_F – коэффициент массопередачи, отнесенный к единиц площади тарелки; S – контактная площадь тарелки, м^2 ; N_A – число тарелок в колонне

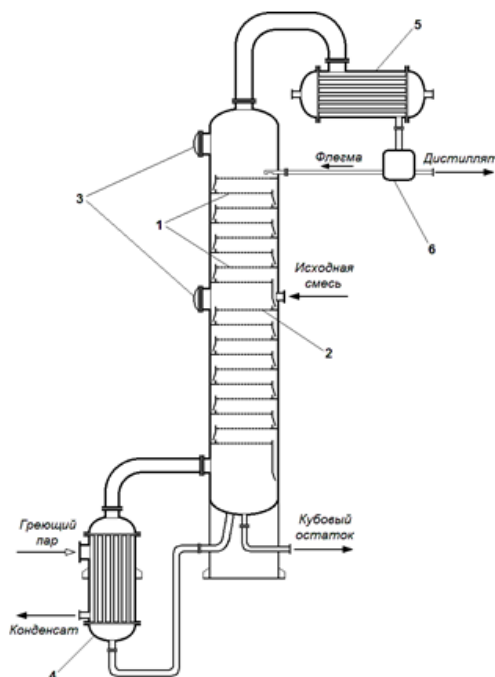
[22].

Регенерация метанола методом ректификации в аппаратах колонного типа осуществляется на Мессояхском, Вуктылском и Оренбургском месторождении, а также внедряется на других объектах газовой промышленности [21]. Так, например, после перехода установки комплексной подготовки газа 1В (УКПГ-1В) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения на однореагентную схему извлечения конденсата из газа проектное оборудование установки регенерации диэтиленгликоля было использовано для регенерации метанола. Концентрация регенерированного метанола за счёт ректификации составила 80-85%. А концентрация метанола в кубовом остатке (воде) около 1% [23]. Ректификация – вид перегонки, основанный на противоточном взаимодействии пара и жидкости в колонне, позволяет достичь наиболее полного разделения компонентов, ее применяют и для очистки метанола-сырца на установках синтеза метанола и в промышленных условиях. Указанный процесс всесторонне исследован теоретически, и его реализация принципиально не представляет особых трудностей [22]. В процессах ректификации применяются два типа колонн: тарельчатые и насадочные. Тарельчатыми называют колонные аппараты, у которых внутренними устройствами в рабочей зоне являются тарелки. Тарелки – это барботажное устройство, в котором при работе происходит массообменный процесс, т.е. переход компонента из одной фазы в другую в результате непосредственного контакта между рабочими средами. В химической и нефтеперерабатывающей промышленности применяют тарельчатые колонны различных размеров: от небольшого диаметра 300–400 мм до крупнотоннажных высокопроизводительных установок с колоннами диаметром 5–12 м. Высота колонны зависит от числа тарелок и расстояния между ними. Обычно расстояния между тарелками принимают 250–300 мм. По соображениям конструктивного порядка и возможности ремонта и очистки тарелок в колоннах большого диаметра расстояние между ними увеличивают до 500–600 мм [24].

К достоинствам тарельчатых колонн относят:

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

Принципиальная схема тарельчатой колонны представлена на рисунке 12.



1 – массообменные тарелки, 2 – тарелка питания, 3 – люки, 4 – ребойлер, 5 – конденсатор, 6 – рефлюксная ёмкость [24]

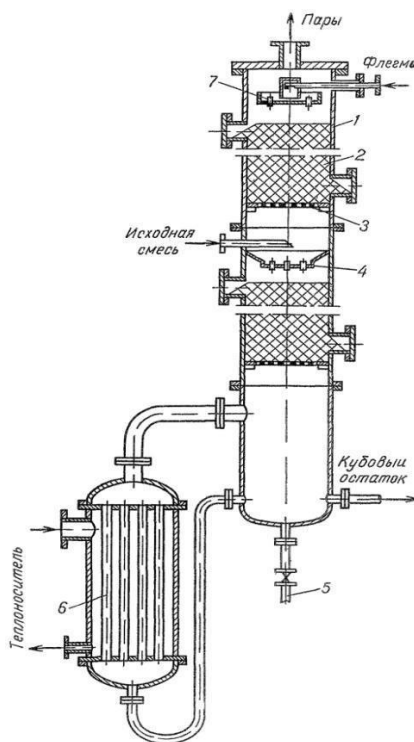
Рисунок 12 – Принципиальная схема тарельчатой ректификационной колонны

Насадочные колонны широко применяют для процессов абсорбции, очистки, охлаждения и увлажнения газов, иногда ректификации. Контакт газа и жидкости в насадочной колонне, во время которого происходит обмен веществом и теплом между фазами, происходит, в основном, на смоченной поверхности насадки. Поверхность контакта фаз в насадочной колонне, через которую осуществляется массопередача, называют «активной поверхностью насадки». Она может быть, как меньше, так и больше геометрической поверхности насадки, и величина ее зависит от расходов газа и жидкости. При малом расходе жидкости ее может не хватить для смачивания всей поверхности насадки, поэтому расход жидкости («величина орошения») должен обеспечивать полную смачиваемость всей поверхности насадки. Эффективность насадочной

колонны зависит от различных факторов: от расходных параметров, физических свойств пара и жидкости и от типа насадки. Кроме того, на эффективность колонны сильное влияние оказывает неравномерность распределения потоков по сечению колонны, которая приводит к избирательному движению пара и жидкости [24]. К достоинствам насадочных колонн относят:

- невысокий перепад давления по высоте аппарата;
- широкий диапазон устойчивой работы;
- высокий КПД.

Принципиальная схема насадочной ректификационной колонны представлена на рисунке 13.



1,2 – сегменты насадки, 3 – перераспределительная тарелка, 4 – тарелка питания, 5 – дренаж с аппарата, 6 – нагреватель, 7 – тарелка орошения
Рисунок 13 – Принципиальная схема насадочной ректификационной колонны

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

колонны при таких условиях может разрушить насадку.

3 Характеристика Восточно-Уренгойского месторождения

В настоящее время осуществляется разработка залежей пластов Уренгойского месторождения на двух лицензионных участках ЗАО "РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ" – Ново-Уренгойском (газоконденсатные залежи южной части пластов Ач₃ и Ач₄) и Восточно-Уренгойском (газоконденсатная залежь пласта Ач₅²⁻³).

Восточно-Уренгойский лицензионный участок находится в разработке с мая 1997 г. По состоянию на 01.01.2014 в эксплуатационном фонде числятся 25 скважин:

- в действующем фонде – 23 ед.,
- в бездействии – 2 ед.,
- в ожидании подключения к шлейфу – 0 ед.

Неэксплуатационный фонд скважин составляет 31 скважину:

- в консервации – 5 ед.,
- в наблюдательном фонде – 6 ед.,
- скважины с незаконченным строительством – 6 ед.,
- ликвидированных – 14 ед.

Газ от шести существующих кустов (15 скважин) и от скважины № 720 поступает по трубопроводу DN 400 от существующей УКПГ и подключается к коллектору после ЦВШ.

Кроме того, в коллектор от ЦВШ планируется подключение газопровода DN 300 с газоконденсатной смесью от скважин пласта БУ16¹⁻⁴ и попутного нефтяного газа от УПН валанжинской залежи. С 2028 года газоконденсатная смесь от УПН валанжинской залежи будет поступать по газопроводу DN 700, а трубопровод DN 300 намечено использовать для транспорта углеводородного конденсата [26].

3.4 Характеристика программного комплекса UniSim Design

UniSim Design – это удобная интерактивная программная среда для создания моделей технологических процессов, позволяющая инженерам создавать статические и динамические модели, применяемые для проектирования технологических установок, контроля производственных показателей, поиска и устранения неполадок, оптимизации производственных операций, планирования деятельности предприятия и управления активами. Целый ряд существенных компонент, которые входят в программу UniSim Design, делают ее мощным инструментом моделирования стационарных режимов работы технологических схем.

Программа содержит пять различных методов оптимизации, предназначенных для задач без ограничений и с ограничениями. Имеется специальный механизм возврата в исходную точку на случай, если алгоритм оптимизации «загоняет» схему в нереализуемую область. UniSim Design содержит набор вспомогательных программ (утилит), которые можно ставить в соответствие потокам или операциям. Эти программы взаимодействуют со схемными переменными и обеспечивают пользователя дополнительной информацией.

Важнейшим свойством программы UniSim Design является ее многосхемная архитектура. С ее помощью реализованы такие возможности системы, как применение в одном расчете разных пакетов свойств, или использование заранее подготовленных шаблонов подсхем. Однако, самым важным следствием многосхемной архитектуры является возможность эффективно организовать «модульный» расчет очень больших схем. Разбивая большую схему на малые компоненты – подсхемы, расчетчик имеет возможность детально изучить каждый компонент, и в то же время сохранить целостность всей схемы.

Хорошо организованный интерфейс является важнейшей предпосылкой успешного моделирования (разумеется, при условии адекватности применяемых вычислительных методов).

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

Процессы подготовки газоконденсатного сырья по методу НТС сопровождаются фазовыми переходами при сепарации, компримировании, детандировании и т.д.

Наиболее часто для моделирования процессов обработки природного газа и нефти используются уравнение состояния Пенга-Робинсона.

Основным назначением технологии низкотемпературной сепарации является осушка природного газа и отделение из него всех высококипящих компонентов перед подачей в магистральный газопровод. Процесс сепарации основан на явлении конденсации жидкости в токе сырья из газовой фазы в сепараторах с последующим разделением жидких и газовых потоков, и направлением на дальнейшую переработку. Процесс осаждения осуществляется в сепараторах в несколько ступеней.

Для эффективного проведения процесса сепарации необходимо изменение термобарических условий в последовательно установленных аппаратах – понижение температуры и давления.

Сконденсированная жидкость направляется в разделители жидкости. В аппаратах происходит разделение жидкости – водной и углеводородной фаз, с последующим разделением на потоки. Также происходит дополнительное осаждение жидкости из газовой фазы [11].

Для процесса сепарации необходимо определить значения констант фазового равновесия. Для этого используется уравнение состояния Пенга-Робинсона:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a\alpha}{V^2 - 2bV - b^2}$$

где:

P – давление смеси, МПа;

R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль/К);

T – температура, К;

V – молярный объём, м³/кмоль;

a, b, α – параметры, рассчитываются по формулам ниже

$$a = 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$$

$$b = 0,07780 \frac{RT_c}{P_c}$$

$$\alpha = [1 + (0,36464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - \sqrt{T_r})]^2$$

где:

T_r – относительная температура (T/T_c);

P_c – относительное давление (P/P_c);

T_c – Критическая температура, К;

ω – ацентрический фактор.

Зная компонентный состав смеси и индивидуальные свойства каждого компонента, можно по уравнению определить фазовое поведение системы природных углеводородов [27].

4 Модернизация существующей технологии подготовки газа на Восточно-Уренгойском месторождении

4.3 Моделирование действующей схемы подготовки газа

Проанализировав данные приведенные в обзоре, и применив их к условиям подготовки газа на Восточно-Уренгойском месторождении, можно сделать вывод, что метанол, как ингибитор гидратообразования, в данном случае является оптимальным выбором.

Современным способом регенерации водных растворов метанола на УКПГ газоконденсатных месторождений является технология рециркуляции через колонну отдувки. Поэтому в целях усовершенствования установки подготовки газа, предлагается вместо регенерации метанола в ректификационной колонне, организовать систему регенерации с помощью данной технологии с введением в технологическую схему колонны отдувки.

Для обоснования эффективности работы предлагаемой установки подготовки, необходимо, прежде всего смоделировать действующую схему установки низкотемпературной сепарации, в которую будет внедряться колонна отдувки.

4.3.3 Результаты моделирования

Смоделированная схема соответствует той, что указана в регламенте, добавленный в схему метанол, предотвращает образование гидратов в местах низких температур (рисунок 20). Получившийся состав и характеристики осушенного газа незначительно отличаются от значений, представленных в документе (от -12,1% для C3 до 21,8% для метанола) (таблица 9). Значения точки росы по воде соответствуют Требованиям СТО Газпром 089-2010 к качеству газа, подготовленного к магистральному транспорту: точка росы по воде равна минус 39,3°С. Следовательно, можно сделать вывод, что смоделированная схема соответствует реальной, и может быть использована для исследования эффективности работы технологии рециркуляции метанола.

Worksheet		Stream Name	Осушенный газ
Conditions		Vapour / Phase Fraction	1,0000
Properties		Temperature [C]	6,524
Composition		Pressure [kPa]	8219
K Value		Molar Flow [kgmole/h]	6,038e+004
User Variables		Mass Flow [kg/h]	1,077e+006
Notes		Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	3389
Cost Parameters		Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8,125e+004
		Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	142,2
		Heat Flow [kJ/h]	-4,906e+009
		Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	<empty>
		Fluid Package	Basis-1
		Phase Option	Multiphase

Worksheet		Stream Name	Осушенный г
Conditions		Molecular Weight	17,84
Properties		Molar Density [kgmole/m3]	4,652
Composition		Mass Density [kg/m3]	83,00
K Value		Act. Volume Flow [m3/h]	1,298e+004
User Variables		Mass Enthalpy [kJ/kg]	-4555
Notes		Mass Entropy [kJ/kg-C]	7,971
Cost Parameters		Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	55,15
		Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	3,092
		Lower Heating Value [kJ/kgmole]	8,675e+005
		Mass Lower Heating Value [kJ/kg]	4,863e+004
		Phase Fraction [Vol. Basis]	<empty>

Worksheet		Stream Name	Осушенный г
Conditions		Mass Cv (Ent. Method) [kJ/kg-C]	1,703
Properties		Cp/Cv (Ent. Method)	1,816
Composition		Reid VP at 37.8 C [kPa]	<empty>
K Value		True VP(@37.7778C) [kPa]	<empty>
User Variables		Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) [m3/h]	0,0000
Notes		Liq. Vol. Flow-Flashed@Std Cond [m3/h]	0,0000
Cost Parameters		Gas. Vol. Flow-Flashed@Std Cond [m3/h]	1,428e+006
		Act. Vol. Flow-Flashed@Std Cond [m3/h]	1,423e+006
		Glycol Free Dew Point[Gas] [C]	-39,37
		HC Dew Point[Gas] [C]	-57,63
		Water Dew Point[Gas] [C]	-39,37

Рисунок 21 – Характеристики осушенного газа

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа 2БМ15	ФИО Ананину Павлу Викторовичу
-----------------	----------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при внедрении схемы рециркуляции метанола на установке комплексной подготовки газа.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 32359-2013
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование целесообразности внедрения схемы рециркуляции метанола на установке комплексной подготовки газа.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Оценка и расчет эксплуатационных затрат на строительство схемы рециркуляции метанола
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности внедрения схемы рециркуляции метанола

Перечень графического материала:

--

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	14.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькикова М.Р.	к.г.н, доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Ананин Павел Викторович		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основной целью раздела является экономическая оценка мероприятий по установке и использованию колонны-десорбера на Восточно-Уренгойском месторождении.

Задачи:

- 1) Рассчитать капитальные вложения;
- 2) Рассчитать затраты на ежегодное обслуживание;
- 3) Рассчитать эффективность и окупаемость капиталовложений.

Внедрение в технологическую схему колонны-десорбера и перенаправление потоков сокращает расход метанола в среднем на 2700 кг/час в зависимости от состава газа. Среднерыночная стоимость 1т метанола составляет 20000 руб.

Тогда доход дополнительный предприятия за счет экономии метанола за 1 год при эффективном времени работы 355 дней за год составит:

$$P_{rt} = \frac{2700 * 20000 * 24 * 355}{1000} = 460080 \text{ тыс. руб.} \quad (1)$$

При формировании бюджета проекта необходимо обеспечить полное и достоверное описание расходов. Бюджет проекта колонны-десорбера состоит из следующих статей:

- а) капитальные вложения, состоящие из затрат на покупку необходимого оборудования и полной заработной платы монтажной бригады;
- б) затраты на ежегодное обслуживание;
- в) налог на имущество.

Капитальные вложения – это инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно- изыскательские и другие затраты.

5.1 Капитальные вложения

Конечная стоимость единицы оборудования $C_{едОБ}$ складывается из

стоимости изготовления $C_{пер}$, стоимости доставки $C_{дост}$ и стоимости монтажа $C_{м}$ формула (2).

$$C_{едОБ} = C_{пер} + C_{дост} + C_{м} \quad (2)$$

Расчет затрат на покупку оборудования приведен в таблице 15.

Таблица 14 – Расчет капитальных вложений

Наименование оборудования	Количество оборудования, п, штук.	Стоимость изготовления, $C_{пер}$, тыс. руб.	Стоимость доставки, $C_{дост}$, тыс. руб.	Стоимость монтажа $C_{м}$, 40% от ($C_{пер} + C_{дост}$), тыс. руб.	Конечная стоимость ед. оборудования, $C_{ед.об.}$, тыс. руб.	Конечная стоимость оборудования, $C_{об.}$, тыс. руб.
Колонна-десорбер	2	15518	6884	8960,8	31362,8	62725,6
Разделитель	2	19518	4884	9760,8	34162,8	68325,6
Рама	4	1221	785	802,4	2808,4	11233,6
Трубопровод	20	488	250	295,2	1033,2	20664
Блок предохранительных клапанов	2	1680	350	812	2842	5684
Манометр	8	10	5	6	21	168
Уровнемерные колонки	4	899	100	399,6	1398,6	5594,4
Запорно-регулирующая арматура	8	655	249	361,6	1265,6	10124,8
ИТОГО:					74894,4	184520

5.2 Затраты на оплату труда

В данном разделе рассчитывается оплата труда монтажной бригады при установке разделителя. Данная статья расходов является частью капитальных вложений.

Состав статьи расходов на заработную плату формируется из:

- а) основной заработной платы рабочего персонала,

занимающегося монтажом тех. оборудования;

б) дополнительной заработной платы.

Дневной должностной оклад работника формула (3):

$$З_{\text{дн}} = З_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + l_{\text{д}}) * k_{\text{р}} \quad (3)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата в день по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ - коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ - районный коэффициент, равный 1,5 (для Каргасокского района Томской области).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}} \quad (4)$$

Где $T_{\text{р}}$ — продолжительность работ, выполняемых работником, раб.

дн.; $Z_{\text{дн}}$ — среднедневная заработная плата работника, руб.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле (5):

$$Z_{\text{доп}} = 0,2 * Z_{\text{осн}} = 0,2 * 570970,62 = 114194,12 \text{ руб} \quad (5)$$

Величина страховых взносов по формуле (6):

$$\begin{aligned} Z_{\text{внеб}} &= k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (570970,62 + 114194,12) \quad (3) \\ &= 205549,39 \text{ руб.} \end{aligned}$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр).

Расчет заработной платы приведен в таблице 17

Таблица 15 – Расчет заработной платы

	Разряд	Тарифная ставка в день, руб.	Тарифный коэффициент	Премииальный коэффициент	Коэффициент доплат и надбавок	Районный коэффициент	Оклад в день, руб.	Продолжительность работ, раб.дн.	Основная зп, руб.
Прораб	10	955	3,27	0,3	0,4	1,5	7963,26	24	191118,4
Мастер	8	878	2,54	0,3	0,3	1,5	5352,28	24	128454,9
Сварщик	6	720	2,33	0,3	0,35	1,5	4152,05	24	99649,44
Слесарь КИПиА	7	650	2,27	0,3	0,2	1,5	3319,87	24	79677
Стропальщик	7	593	2,11	0,3	0,3	1,5	3002,95	24	72070,85
Всего									570970,62
Дополнительная ЗП									114194,12
Страховые взносы									205549,39
ИТОГО									890714,13

Таким образом, капитальные вложения составят:

$184520+890,71=18541,71$ тыс. руб.

5.3 Затраты на обслуживание

Затраты на ежегодное обслуживание разделителя приведены в таблице

16.

Таблица 16 – Затраты на обслуживание

Наименование операции	Количество операций, п. шт.	Стоимость проведения, Спр тыс. руб.	Конечная стоимость, Скон тыс.руб.
Продувка азотом	8	51	408
Механическая чистка разделителя	2	85	170
Механическая чистка колонны-десорбера	2	85	170
Тарировка предохранительных клапанов	2	26	52
Ультразвуковая дефектоскопия	2	28	56
Поверка манометров	8	2	16
		ИТОГО	872

5.4 Расчёт налога на имущество

Произведем расчёт налога на колонну-десорбер, налог на все оборудование считается аналогично.

Для начала необходимо рассчитать амортизационные отчисления, которые составляют 14.29% от затрат на строительство. Для колонны-десорбера они составят:

$$A = \frac{14,29}{100} * 31362,8 = 4481,74 \text{ тыс. руб.}$$

Затем необходимо найти остаточную стоимость и умножить на налоговую ставку, вследствие чего получим налог на имущество (колонну-десорбер):

$$H_{и} = (31362,8 - 4481,74) * \frac{2,2}{100} = 591,38 \text{ тыс. руб.}$$

Проводим аналогичные вычисления для следующих 3 лет и получим сумму налога на колонну-десорбер за 5 лет (таблица 17).

Таблица 17 – налог на колонну-десорбер.

Колонна-десорбер					
год	Балансовая стоимость	Амортизация	Остаточная стоимость	ставка налог, %	сумма налога, тыс.руб
01.01.2023	0,00	0,00	0,00	2,20	0,00
01.01.2024	62725,60	8963,49	53762,11	2,20	1182,77
01.01.2025	62725,60	17926,98	44798,62	2,20	985,57
01.01.2026	62725,60	26890,46	35835,14	2,20	788,37
01.01.2027	62725,60	35853,95	26871,65	2,20	591,18

Произведем расчёт амортизационных отчислений для каждого элемента оборудования.

Таблица 18 амортизационные отчисления на оборудование.

	Норма	Амортизационные отчисления
Колонна-десорбер	14,29	8963,48
Разделитель		9763,72824
Рама		1605,281
Трубопровод		4132,8
Блок предохранительных клапанов		812,2436
Манометр		24,0072
Уровнемерные колонки		799,4398
Запорно- регулирующая арматура		1446,834
Итого амортизационных отчислений тыс. руб.		27547,8224

Проводим аналогичные расчёты для всего оборудования. Сумма налогов на всё оборудования представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Налог на имущество

	2023	2024	2025	2026	2027
Колонна-десорбер	0	1182,77	985,57	788,37	591,18
Разделитель	0	1288,36	1073,56	858,76	643,96
Рама	0	211,82	176,51	141,19	105,87
Трубопровод	0	363,69	272,76	181,84	90,92
Блок предохранительных клапанов	0	107,18	89,31	71,44	53,57
Манометр	0	3,17	2,64	2,11	1,58
Уровнемерные колонки	0	105,49	87,90	70,31	52,73
Запорно- регулирующая арматура	0	190,92	159,08	127,25	95,42
Итого налогов, тыс. руб.	0	3453,39	2847,34	2241,28	1635,23

5.5 Обоснование экономической эффективности

Для начала составим таблицу эксплуатационных затрат:

Таблица 20 – Эксплуатационные затраты.

Годы	Ежегодное обслуживание	Амортизация основных фондов	Налог на имущество организации	Итого эксп. Затрат, тыс руб
2022	0	0	0	0
2023	872,00	27547,82	3453,388	31873,21
2024	872,00	27547,82	2847,336	31267,16
2025	872,00	27547,82	2241,284	30661,11
2026	872,00	27547,82	1635,232	30055,05

Далее проведем расчёт экономической эффективности (таблица 21).

Таблица 21 – Расчёт экономической эффективности

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам				
			2023	2024	2025	2026	2027
Эксплуатационные затраты	млн. руб.	121,99	0,00	31,87	31,27	30,66	30,06
Амортизационные отчисления	млн. руб.	110,19	0,00	27,55	27,55	27,55	27,55
Капитальные вложения в строительство оборудования	млн. руб.	185,41	185,41	0,00	0,00	0,00	0,00
Выручка	млн. руб.	1840,32	0	460,08	460,08	460,08	460,08
Текущие затраты	млн. руб.	123,86	0	31,87	31,27	30,66	30,06
Валовая прибыль	млн. руб.	1716,5	0	428,21	428,81	429,42	430,02
Налог на имущество	млн. руб.	10,177	0	3,45	2,85	2,24	1,64
Налог на прибыль	млн. руб.	343,29	0	85,64	85,76	85,88	86,00
Итого налоги	млн. руб.	353,47	0	89,09	88,61	88,13	87,64
Чистая прибыль	млн. руб.	1362,99	0	339,11	340,20	341,29	342,38

Таблица 22 финансовые показатели проекта

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам				
			2023	2024	2025	2026	2027
Денежный поток	млн. руб.	1287,77	-185,41	366,66	367,75	368,84	369,93
Накопленный денежный поток	млн. руб.	1287,77	-185,41	181,25	549,00	917,84	1287,8
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i = 12%)	млн. руб.	932,77	-185,41	133,42	411,50	654,02	865,53
Денежный поток - кап. Вложения	млн. руб.	1252,8	0,00	311,56	312,66	313,75	314,84
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	195,43					
Срок окупаемости (простой)	годы	0,7					
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	0,5					
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	5,67					

В данном разделе была дана экономическая оценка целесообразности установки рециркуляции метанола.

Были рассчитаны капитальные затраты 185,41 млн.руб. и затраты на

ежегодное обслуживание 872 тыс. руб. На основе полученных данных был произведен расчет эффективности капиталовложений. Чистая прибыль составила 339,11 млн. руб. Проект окупиться менее чем за 8,5 месяцев, так как экономия затрат на закупку метанола, значительно превышает затраты.

Можно сделать вывод, использование предлагаемых технологических решений позволит не только экономить ресурсы предприятия, но и принесет дополнительный доход.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		Ананину Павлу Викторовичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Совершенствование технологии подготовки продукции ачимовских залежей Восточно-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> Установка комплексной подготовки газа <i>Область применения:</i> Подготовка природного газа <i>Рабочая зона:</i> Полевые условия <i>Климатическая зона:</i> Тундра <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> Адсорбер, трехфазный разделитель. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> Контроль параметров, регулировка подачи метанола.</p>
У	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения при эксплуатации:</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>ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаровзрывоопасность; 2. Наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением; 3. Электрический ток. <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума; 2. Повышенный уровень вибраций; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: тепловая изоляция трубопроводов, использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: химическое заражение территории при аварии</p>

	<p>Воздействие на литосферу: твердые отходы при утилизации контейнеров и бочек из-под хим. реагентов.</p> <p>Воздействие на гидросферу: сброс сточных вод с содержанием метанола в реки, пруды, продукты жизнедеятельности персонала</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы вредных веществ в атмосферу при аварии.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов;</p> <p>Наиболее типичная ЧС: Пропуск газа во фланцевых соединениях</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Ананин Павел Викторович		

6 Социальная ответственность

В магистерской диссертации решается задача повышения эффективности использования метанола при регенерации путем внесения изменений в технологическую схему подготовки газа.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа Восточно-Уренгойского месторождения. Область применения: нефтегазовое дело.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Район Восточно-Уренгойского ГКМ относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

– устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и

приравненных к ним местностях;

– предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

– в районах Крайнего Севера, – 24 календарных дня;

– в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней

– предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнут в результате трудовой деятельности работников.

– обеспечение СИЗ.

– выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место – место, где работник должен находиться или куда ему необходимо прибыть в связи с его работой и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия.

Рабочее место состоит из следующих элементов:

– Установка подготовки газа;

– Основное оборудование;

– Приспособления для безопасности и удобства работы (перила

лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

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

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

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

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

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда.

6.2 Производственная безопасность

При работах на УКПГ возникают следующие вредные и опасные факторы:

Таблица 23 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.012-2004
Повышенная	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	-	+	+	ГОСТ Р 56167-2014 ГОСТ 12.1.007-76
Отклонение	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
Движущиеся	-	+	+	ГОСТ 12.3.002-2014 ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
Пожарная безопасность	+	+	+	ССБТ ГОСТ 12.1.004 – 91 Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ

6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

При работе УКПГ возникают следующие вредные факторы:

Повышенный уровень шума:

В настоящее время шум - один из наиболее распространенных факторов внешней, в том числе производственной среды. Шум характеризуется силой (уровнем) звука, определяемой в децибелах (дБ), частотой в герцах (Гц) и интервалом частот в октавах. Вредное воздействие шума сказывается на нервной и сердечно сосудистой системах, на работе органов пищеварения, повышает кровяное давление, притупляет внимание и приводит к быстрому утомлению. При этом уровень интенсивности звука вызывает у человека разные ощущения.

Таблица 24 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Предельно допустимые эквивалентные уровни звука, дБА			
Категории напряженности трудового процесса	Категории тяжести трудового процесса		
	легкая и средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени
Напряженность легкой и средней степени	80	75	75
Напряженный труд 1 степени	70	65	65
Напряженный труд 2 степени	60	-	-
Напряженный труд 3 степени	50	-	-

<*> Примечание. Количественную оценку тяжести и напряженности трудового процесса по условиям труда следует проводить в соответствии с действующим документом по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса.

Воздействие на рабочих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, обслуживании и эксплуатации установок комплексной подготовки газа. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и компрессоров могут достигать 90 – 110 дБ, при этом

превышая на 5–25 дБ допустимые нормы.

Предельно допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест, разработанные с учетом категорий тяжести и напряженности труда, представлены в таблице 18. Работы на УКПГ относятся к 1, 2 и 3 группам.

- Повышенный уровень вибраций

Большинство работ на УКПГ попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей

вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 19.

В качестве средств индивидуальной защиты применяются:

–виброзащитные перчатки и рукавицы

–виброизолирующие подметки, стельки и специальная

виброизолирующая обувь

Коллективные средства защиты:

–устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;

установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент,

применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов;

Таблица 25 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_o, Y_o, Z_o							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с · 10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1,6	0,089		99		0,89		105	
2,0	0,079	0,14	98	103	0,63	1,30	102	108
2,5	0,070		97		0,45		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,10	95	100	0,22	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,10	95	100	0,11	0,22	87	93
10,0	0,070		97		0,11		87	
12,5	0,089		99		0,11		87	
16,0	0,110	0,20	101	106	0,11	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,11		87	
25,0	0,180		105		0,11		87	
31,5	0,220	0,40	107	112	0,11	0,20	87	92
40,0	0,280		109		0,11		87	
50,0	0,350		111		0,11		87	
63,0	0,450	0,79	113	118	0,11	0,20	87	92
80,0	0,560		115		0,11		87	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,10		100		0,20		92

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу:

Метанол (метиловый спирт, формула СН₃ОН) - бесцветная прозрачная легковоспламеняющаяся жидкость, с запахом этилового спирта. Смешивается с водой во всех отношениях.

На УКПГ метанол используется как ингибитор гидратообразования. В технологическом процессе предусмотрены операции по транспортировке и сливу-наливу метанола.

Метанол при поступлении через желудочно-кишечный тракт может привести к серьезному отравлению, вплоть до смертельного исхода, при приеме внутрь 5-10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление, а 30 г - смертельная доза. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, сильные боли во всем теле, желудке, мелькание перед глазами, общая слабость раздражение слизистых оболочек. В тяжелых случаях наблюдается резкая синюшность, глубокое и затрудненное дыхание, судороги, слабый учащенный пульс, потеря зрения.

Метанол обладает слабо выраженным местным действием на кожу, может проникать через неповрежденные кожные покровы (ПДУ загрязнения кожных покровов составляет $0,02 \text{ мг/см}^2$).

Максимальная разовая предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны составляет 15 мг/м^3 , среднесменная (среднесуточная) – 5 мг/м^3 .

Первая помощь при остром отравлении при приеме внутрь: промывание желудка в течение первых двух часов 2-4 л 2% раствора пищевой соды, для последующей борьбы необходимо каждые 30 минут давать по 5г соды, обильное питье (всего до 4л жидкости в сутки).

Ремонт трубопроводов, дозирочных насосов, аппаратуры, используемых при работе с метанолом, может производиться только после полного их опорожнения и тщательной промывки большим количеством воды.

Все заглушки и фланцевые соединения на емкостях и обвязке должны быть опломбированы и защищены от свободного к ним доступа.

При работе с метанолом необходимо руководствоваться документами о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах добычи, транспорта и ПХГ ОАО «Газпром» СТО Газпром 2-2.3-143-2007 и ГОСТ 2222-95 «Метанол технический».

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

Для исключения ошибочного применения метанол одорируется этилмеркаптаном в соотношении 1:1000, керосином 1:100 и окрашивается химическими чернилами и другими красителями.

Выдаются средства индивидуальной защиты: спецодежда, защитные очки, резиновые сапоги, фартук, перчатки, противогазы марки «А, М, БКФ», изолирующие противогазы шлангового типа ПШ-2, а также специальные костюмы для защиты всего тела работающего с метанолом.

Производственные помещения, в которых проводятся работы с метанолом, снабжаются приточно-вытяжной вентиляцией.\

6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов

Пожаровзрывоопасность

Взрывы и пожары на трубопроводах, установках и сооружениях УКПГ могут произойти в результате техногенных аварий, связанных с газопроявлениями, разгерметизацией оборудования или трубопроводов и выходом в окружающее пространство природного газа, образующего с воздухом взрывоопасную смесь, а также разливов газового конденсата, метанола, дизельного топлива.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

Противопожарные мероприятия технологической части проекта

выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

Пожарный инвентарь:

- монопомпы;
- огнетушители (ОП-50, ОХП-10, ОХ 13П–10, ОПШ-10, углекислотные);
- пеногенератор (ГПС-200, ГПС-600);
- рукава с гайками и без гаек;
- запас воды;
- пожарные щиты;
- ящики с песком;
- кошма, вёдра, лопаты.

При проведении работ на УКПГ запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра.

Наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением

Сосудами, работающими под давлением, называются герметически закрытые емкости, предназначенные для ведения химических и тепловых процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением.

На УКПГ сосудами, работающими под давлением, являются сепараторы, колонны отдувки метанола, разделители и технологические емкости.

Основная опасность при эксплуатации таких сосудов заключается в возможности их разрушения при внезапном адиабатическом расширении газов и паров (физический взрыв). При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и ударную волну.

Особенно опасны взрывы сосудов, содержащих горючую среду, так как осколки резервуаров даже большой массы (до нескольких тонн) разлетаются на расстояние до нескольких сот метров и при падении на здания, технологическое

оборудование, емкости вызывают разрушения, новые очаги пожара, гибель людей.

Для обеспечения безопасной эксплуатации сосудов под давлением на УКПГ Восточно-Уренгойского месторождения предусмотрены следующие технические решения:

- предусмотрена герметизация технологического оборудования и трубопроводов. Соединения труб выполнены сваркой;
- всё электрооборудование и электрические приводы арматуры приняты во взрывозащищенном исполнении;
- для защиты оборудования и трубопроводов обвязки от превышения рабочего давления на регулирующих линиях кустов скважин, шлейфов газа установлены предохранительные клапаны, клапаны отсекатели и электроприводные задвижки;
- ёмкости оборудованы полупогружными электронасосными агрегатами во взрывозащищенном исполнении и свечами рассеивания с огнепреградителями;
- предусмотрено заземление электрооборудования, молниезащита, защита от статического электричества и заноса высокого потенциала;
- полы во всех взрывоопасных помещениях выполнены безискровыми, негорючими.

Электрический ток

На Восточно-Уренгойском месторождении используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промышленных объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В - используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтегазодобычи и подготовки. Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвинилового изоляции необходимого сечения - 4 x 1,5 м.

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры);
- индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);
- заземление.

Методы защиты от статического электричества:

- замена горючих средств менее горючими;
- изменение способности горючих веществ к электризации (антистатические присадки);
- вынос объектов, опасных по генерированию статического электричества, за пределы производственных помещений, в которых могут образоваться пожаро- и взрывоопасные смеси паров и газов.

Электротравмы возникают при контакте с токоведущими частями (случайное прикосновение к одной или двум фазам), при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нетоковедущих металлоконструкциях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов или около заземлителей (поражение шаговым напряжением). Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м. друг от друга и имеют длину 3 м. и диаметр 5 см.

6.2.3 Расчёт опасного или вредного производственного фактора

Произведем расчёт системы воздухообмена в помещении для операторов ТУ. Размер помещения 8/6/2,5 м.

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_B - X_H}$$

где: L – потребный воздухообмен, м³/ч;

G – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения,

X_B – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, мг/м³;

X_n – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, мг/м³.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = \frac{L}{V}$$

где: N – кратность воздухообмена, ч-1; V – внутренний объем помещения, м³.

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO_2). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации.

Предельно допустимая концентрация CO_2 в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³. Содержание углекислоты для населенных пунктов – 650 мг/м³.

Количество CO_2 , выделяемое работниками, определяется по формуле:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{CO_2}$$

где: $N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт; g_{CO_2} – количество углекислоты, выделяющейся в воздух помещения, г/ч.

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа. Количество CO_2 , выделяемое 1 работником:

$$G = 1 \cdot 35 = 35 \frac{\text{г}}{\text{ч}}$$

Определим потребный воздухообмен для бригады из 3 операторов ТУ:

$$L = \frac{1000 \cdot 3 \cdot 35}{9000 - 650} = 12,57 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{12,57}{8 \cdot 6 \cdot 2,5} = 0,1 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Таким образом, нужна вентиляционная система в укрытии станции

управления скважиной, которая будет обеспечивать воздухообмен 12,57 м³/ч.

Кратность воздухообмена при этом составит 0,1 ч⁻¹.

6.3 Экологическая безопасность

При проведении работ на установке комплексной подготовки газа наблюдается вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

6.3.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Загрязняющие воздух вещества могут поступать в атмосферу в виде неорганизованных и организованных выбросов. Выбросы и выделения вредных веществ в атмосферу происходят вследствие:

- потери газа через неплотности технологического оборудования,
- сжигания газа на факелах, жидкого и газообразного топлива в топках технологических печей и в котлоагрегатах,
- вентиляции производственных помещений,
- работы двигателей внутреннего сгорания,
- хранения сыпучих веществ.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта газа.
2. Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов.
3. Защита оборудования от коррозии.
4. Оснащение предохранительных клапанов всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление.
5. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

6.3.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения

Основными загрязнителями природной среды при работе УКПГ являются сточные воды и отработанный водометанольный раствор, содержащие механические примеси, органические соединения и метанол.

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.

2. Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы.

3. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.

4. Приготовление и дозировку химических реагентов необходимо производить только в специально оборудованных местах.

5. Производить сброс хозяйственно бытовых стоков в водоемы только после биологической очистки.

6. Ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтегазодобывающих объектов.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы

– метели и снежные заносы б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск

сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа во фланцевых соединениях из-за превышения давления.

- Возможные причины аварии:
- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений, превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:
- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Отсечь аварийный участок, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

Для предотвращения аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтегазодобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в

нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

1. перечень возможных аварий на объекте;
2. способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
3. действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию
4. людей и проведение предусмотренных мероприятий;
5. список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
6. способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (нарушения герметичности), предупреждению увеличения их размеров и осложнений.
7. список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты;
8. План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия, каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного за защиту и инструмент;
9. акты испытания СИЗ, связи, заземления
10. график и схему по отбору проб газовой среды;
11. технологическая схема объекта;
12. годовой график проведения учебных занятий

Вывод:

В разделе были рассмотрены основные опасные и вредные факторы, возникающие при ведении технологического процесса на установке комплексной подготовки газа Восточно-Уренгойского месторождения. Определены причины их возникновения, допустимые концентрации и степень влияния на человека. Для каждого фактора были приняты необходимые меры для защиты работников и снижения негативного влияния на них.

Проработана экологическая безопасность: выявлены источники

загрязнения атмосферы, поверхностных вод и водоемов продуктами деятельности УКПГ. Разработаны мероприятия для минимизации воздействия на окружающую среду.

Также определены основные виды аварий и ЧС, возникающих при эксплуатации объекта. Выявлены возможные причины аварий и разработаны инструкции для персонала при ликвидации ЧС. Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций планы по ликвидации возможных аварий и проводятся тренировки.

Полученные результаты могут быть использованы на предприятии для более безопасного и безвредного ведения технологического процесса на производстве.

Заключение

Использование технологии низкотемпературной сепарации будет сохранять свою эффективность пока пластовое давление и температура будут обеспечивать заданные параметры работы установки низкотемпературной сепарации: минус XX – минус XX °С и XX–XX МПа. В процессе эксплуатации на действующей установке Восточно-Уренгойского месторождения температура в низкотемпературном сепараторе (минус XX °С) поддерживается за счёт расширения газа в турбодетандере ($\Delta P = XX$ МПа).

Условия образования гидратов для газа Восточно-Уренгойского месторождения: при давлении XX МПа гидраты образуются при температуре XX °С.

В качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол, который закачивается на установке подготовки газа в количестве XX кг/ч.

Предложено провести оценку эффективности технологии рециркуляции метанола на установке подготовки Восточно-Уренгойского месторождения.

Методом исследования является технологическое моделирование в программе Unisim Design.

Создана в программе Unisim Design схема действующей технологии подготовки газа на установке низкотемпературной сепарации. Адекватность модели доказана по относительному отклонению содержания компонентов подготовленного газа: наименьшее – 0,9% для метана и наибольшее – от –12,1% для C_3 до 21,8% для метанола. Чем больше компонента в составе, тем меньше отклонение.

Точка росы осушенного газа по воде составляет минус XX °С. Смоделированная схема соответствует реальной, следовательно, на ней можно проводить исследования.

Для повышения эффективности использования метанола при подготовке ачимовского газа на Восточно-Уренгойском месторождении предложено ввести в технологическую схему подготовки рециркуляцию насыщенного водо-метанольного раствора и его регенерацию в колонне-десорбере.

Создана в программе Unisim Design модель модернизированной технологии подготовки газа.

Проведены исследования влияния различных факторов, на показатели процесса рециркуляции метанола:

- температуры сырого газа на содержание метанола в газе и жидкости после десорбера;

- количества подаваемого в колонну сырого газа на содержание метанола в газе и жидкости после десорбера;

- доли возвращаемого ВМР на унос метанола с осушенным газом и требуемый расход концентрированного метанола;

- распределения метанола между водной и углеводородной фазами в зависимости от количества воды в смеси.

Показано, что технология рециркуляции метанола позволяет снизить расход свежего концентрированного метанола за счёт перехода метанола из жидкой фазы (ВМР) в газовую (сырой газ) на XX кг/ч (35 %), при это происходит сокращение уноса метанола с нестабильным конденсатом и водой на XX кг/ч и XX кг/ч соответственно.

Проведен расчёт экономической эффективности технологии рециркуляции метанола. С учётом затрат на капитальные вложения, эксплуатационных затрат и налогов, доход организации составит XX млн. в год, тем самым проект окупиться менее чем за 8,5 месяцев, так как экономия затрат на закупку метанола, значительно превышает затраты на капитальные вложения.

Рассмотрены основные опасные и вредные факторы, проработана экологическая безопасность, определены основные виды аварий и ЧС, возникающие при ведении технологического процесса на установке комплексной подготовки газа Восточно-Уренгойского месторождения.

Список публикаций обучающегося

Ананин П.В. Технология рециркуляции метанола как способ сокращения его расхода на установке подготовки конденсатсодержащего газа; науч. рук. Л.В. Шишмина // XXVII Международный молодежный научный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 160-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 140-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы (в печати).

Список использованных источников

1. Арнольд К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа: [промысловая подготовка углеводородов] / Арнольд К., Стюарт М. ООО «Премиум Инжиниринг», 2012. – 630 с.
2. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / Гриценко А.И., Истомин В.А. – Москва: Недрa, 1999. – 450 с.
3. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е. П. Запорожец, Д. Г. Антониади, Г. К. Зиберт и др.; ФГБОУ ВПО КубГТУ. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
4. Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. – Москва: Недрa, 1986. – 261 с.
5. Колокольцев С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – Москва: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.
6. Степанова Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. – Москва: Недрa, 1974. – 224 с.
7. Методы обработки и переработки природного газа и конденсата. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.neftemagnat.ru/enc/75>, свободный. – Загл. с экрана;
8. Игнатов И.В. Совершенствование технологического оборудования и схем подготовки продукции ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / И.В. Игнатов, В.Ф. Кобычев, Д.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. 2020. – № 7 – С 80-85.
9. Прокопов А.В. Специфика промысловой подготовки газов ачимовских залежей / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин [и др.] // Вести газовой науки. – 2018. – №1 – С 226-234.
10. Корякин А.Ю. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» / А.Ю. Корякин, И.В. Игнатов, А.Ю. Неудахин и др.

- // Научный журнал российского газового общества. – 2017. – № 3. – С. 21–28. 3.
11. Корякин А.Ю. Совершенствование технологии ингибирования установки низкотемпературной сепарации ачимовских залежей / А.Ю. Корякин, А.Ю. Неудахин, Р.А. Мухетдинов и др. // Технологии нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 10–13.
 12. Тюрин В.П. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС/ В.П. Тюрин, Д.Г. Фатеев, А.А. Ефимов и др. // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – №7. – С. 40–45.
 13. Николаев О.А. Опыт эксплуатации основного технологического оборудования по подготовке к транспорту газа ачимовских горизонтов на УКПГ-22 ООО«Газпром добыча Уренгой» / О.А. Николаев, А.В. Букин// Сборник научных трудов ООО«Газпром добыча Уренгой». – М.: Недра, 2013. – С. 83–90
 14. Кубанов А.Н. Границы применимости технологии НТС/ А.Н. Кубанов, Е.Н. Туревский, А.В. Елистратов и др. // Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа: сб. науч. тр. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – №11. – С. 19–26.
 15. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата/ Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недра Бизнесцентр, 1999. – 596 с.
 16. Савченко Е.И. Борьба с парафиноотложением при разработке ачимовских залежей Уренгойского месторождения/ Е.И. Савченко, А.Н. Дудко, Д.М. Замалиева и др. // Научный форум. Сибирь. – 2016. – Т. 2. – №4. – С. 51–52.
 17. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю.Ф. Макогон – Москва: Недра, 1985. – 232 с.
 18. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа. Перевод с английского / Дж. Кэрролл – Москва: ЗАО Премиум Инжиниринг, 2007. – 316 с.
 19. Бык С.Ш. Газовые гидраты / Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. – Москва: Недра, 1980, – 296 с.
 20. Расулов А.М. Борьба с гидратообразованием // Газовая промышленность. – 2002 – № 02.
 21. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой

промышленности / Э.Б. Бухгалтер – Москва: Недра, 1986. – 238 с.

22. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов – 3- изд., перераб. и доп. / Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. – Москва: ООО "Недра Бизнесцентр", 2000. – 677 с

23. Использование установки регенерации ДЭГ для регенерации метанола. (ООО «Ямбурггаздобыча») / Арабский А.К., Шиняев С.Д., Петерс В.Я., Киптель И.С., Воронин В.И. // Материалы отраслевой научно-практической конференции (пос. Ямбург 7–10 июня 2004 г.). – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2004.

24. Александров И. А. Ректификационные и абсорбционные аппараты / И. А. Александров – Москва: Химия, 1971. – 296 с.

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

27. Honeywell UniSim Design. Руководство пользователя. – Honeywell, 2016. URL: [http:// www.honeywellprocess.com](http://www.honeywellprocess.com) (дата обращения: 13.03.2023). Текст : электронный.

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

29. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. – Москва: Химия, 2001. – с.20.

Приложение А

Natural gas hydrates and their control

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Ананин Павел Викторович		

Консультант школы отделения (НОЦ) _____ (аббревиатура школы, отделения (НОЦ)) _____ :

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

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы _____ (аббревиатура отделения (НОЦ) школы):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

In the broadest sense, hydrates are chemical compounds that include water. For example, there is a class of inorganic compounds called "solid hydrates". They are solids with ionic type of bonds in which ions are surrounded by water molecules and form a solid crystalline body. However, in the gas industry, hydrates are commonly understood as substances consisting of micromolecules and water. [7]

Hydrate formation is a process that occurs at certain values of pressure and temperature differences and with the obligatory presence of moisture.

Gas hydrates are solid crystalline compounds of low molecular weight gases, such as methane, ethane, propane, butane, etc., with water. Outwardly they resemble snow or loose ice. They are stable at low temperatures and high pressure; when these conditions are violated, gas hydrates easily decompose into water and gas. The most common natural gas hydrate is methane. The composition of hydrates is expressed by the formula $C_nH_{2n+2} \cdot mH_2O$ [1]. For example, for methane - $CH_4 \cdot 6H_2O$, for ethane - $C_2H_6 \cdot 7H_2O$, for propane - $C_3H_8 \cdot 18H_2O$ and so on. The methane content in hydrates is very high: more than 160 m³ of methane can be obtained from one cubic meter (under standard conditions). In terms of energy content (calorific value), gas hydrates are comparable to bituminous oil and oil sands.

Hydrates belong to a larger class of chemical compounds known as "clathrates" or "inclusion compounds". Clathrates are compounds in which molecules of one substance are enclosed inside structures formed by molecules of another substance.

Many of the components commonly found in natural gas form hydrates when combined with water. The formation of hydrates is one of the problems associated with the processes of extraction, processing and transportation of natural gas and its derivatives of liquids.

In the oil and gas industry, "hydrates" are substances that are usually in a gaseous state at room temperature. Hence the term "gas hydrates", as well as one of the widespread misconceptions associated with this type of compounds. Water is always present in gas-bearing formations. Therefore, the extracted natural gas is always saturated with water. In addition, in some cases, reservoir water is extracted from wells together with gas.

The ability of water to form hydrates is explained by the presence of hydrogen bonds in it. The hydrogen bond causes water molecules to line up in geometrically correct structures. In the presence of molecules of some substances, this ordered structure is stabilized and a mixture is formed, released as a solid precipitate.

The water molecules in such compounds are called "hosts", and the molecules of other substances that stabilize the crystal lattice are called "guests". Guest molecules are called "hydrate-forming substances" or "hydrate-forming agents". Crystal lattices of hydrates have a complex, three-dimensional structure, where water molecules form a framework, in the cavities of which there are enclosed water molecules.

Another interesting feature of gas hydrates is the absence of bonds between guest and host molecules. Guest molecules can freely rotate inside the lattices formed by host molecules. This rotation is confirmed by spectroscopic measurements. Thus, these compounds can best be described as solid solutions. [7]

Conditions of hydrate formation

The following three conditions are necessary for the formation of hydrate:

1. Favorable thermobaric conditions. The formation of hydrates is favored by a combination of low temperature and high pressure. The thermobaric curves for the hydrate-forming substances under consideration are shown in Figure 1.

In all cases, the equilibrium lines of three-phase systems involving two liquid phases have a strong slope. With small changes in temperature, very significant changes in pressure values are observed. Methane does not have such a pattern.

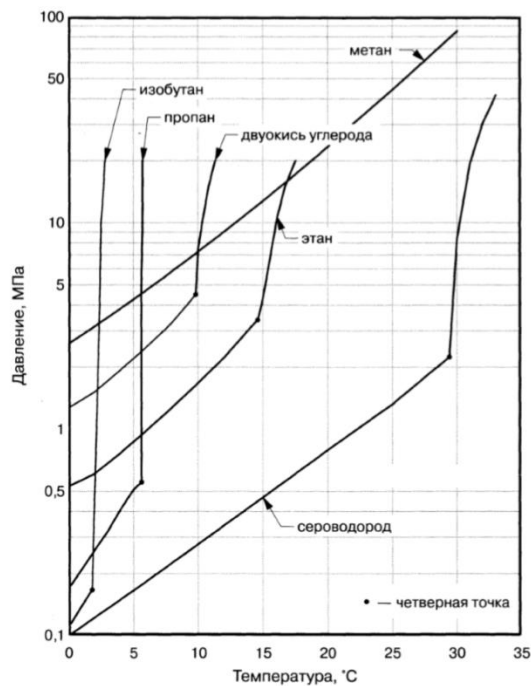


Figure 1 – Hydrate formation curves for some natural gas components [7]

For ethane, propane and isobutane, the molar fractions of the hydrate phase are not a function of temperature and pressure (i.e. they are constant), since the molecules of these substances occupy only large cavities in the lattices of the corresponding hydrates. In large cavities, the degree of filling is high.

2. The presence of a hydrate-forming substance. Hydrate-forming substances include methane, ethane, carbon dioxide, etc.

3. Availability of water. There should be neither too much nor too little water.

The exact values of the temperature and pressure of hydrate formation depend on the chemical composition of the gas, and hydrates can form at temperatures above the freezing point of water 0 °C.

To prevent hydrate formation, it is sufficient to exclude one of the three conditions listed above. As a rule, we cannot remove hydrate-forming substances from the mixture. In the case of natural gas, it is the hydrate-forming substances that are a useful product. Therefore, to combat hydrate formation, we pay attention to two other factors.

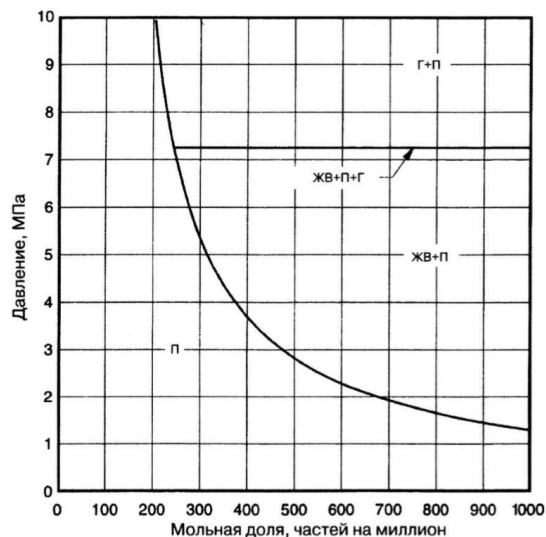
The following phenomena also contribute to the accelerated formation of hydrates:

Turbulence. High flow rates. The formation of hydrates is active in the area with high flow rates of the medium. This makes the throttle valve particularly sensitive to hydrate formation. Firstly, the temperature of natural gas when passing through the throttle, as a rule, decreases significantly due to the Joule-Thomson effect. Secondly, a large flow velocity occurs in the reduced flow section of the valve.

Mixing. When gas is mixed in a pipeline, process tank, heat exchanger, etc., the intensity of hydrate formation increases.

Centers of crystallization. The crystallization center is a point at which there are favorable conditions for phase transformation, in this particular case, the formation of a solid phase from a liquid. The crystallization centers for the formation of hydrates can be pipeline defects, welds, fittings and fittings of pipelines (for example, elbows, tees, valves), etc. Inclusions of sludge, scale, dirt and sand are also good crystallization centers.

Free water. The presence of free water is not a prerequisite for hydrate formation. This is demonstrated in the pressure-composition phase diagram for the methane + water system (Figure 2). For example, in an equilateral mixture of methane and water at 10 °C and 10 MPa, only hydrate and gas phases are present – there is no free water.



G – hydrate; RW — liquid water; P — steam

Figure 2 – Phase diagram pressure — composition for water + methane mixture at 10 °C

However, the intensity of hydrate formation in the presence of free water certainly increases. In addition, the water–gas interface is a convenient crystallization center for the formation of hydrates.

The factors listed above contribute to the strengthening of hydrate formation, but are not mandatory conditions. Only the three conditions mentioned earlier are mandatory for hydrate formation.

Another important aspect of hydrate formation is the process of solid accumulation. The accumulation of hydrate does not necessarily occur in the same place as its formation. Hydrates can move through pipelines along with the flow of the medium, especially liquid. As a rule, the accumulation of hydrates leads to technical problems. In multiphase pipelines, the accumulation of hydrates creates traffic jams that can clog lines and cause damage to equipment.

Methods of prevention and control of hydrates in the well

The formation of hydrates in the trunk can be prevented in the following ways:

- Introduction of inhibitors to the face,
- Thermal insulation of fountain or casing columns,
- Increasing the temperature of the gas in the trunk with heaters.

The most common method is the supply of antihydrate inhibitors (methanol, glycol, salt solutions, etc.) to the gas stream. The choice of an inhibitor depends on many factors. Sometimes the inhibitor is supplied through the annular space during gas extraction through the tubing. In this case, methanol flows down the walls of the wells to the shoe of the tubing, where it is captured by the gas flow and brought to the surface. To reduce the losses of the inhibitor, it is necessary that the gas velocity is sufficient to carry the methanol introduced into the stream. Pumping and compressor pipes should be lowered with a packer, which is installed several tens of meters below the possible place of hydrate formation. In the fountain pipes, a valve is mounted above the packer, through which the inhibitor enters the pumping and compressor pipes, is captured by the gas flow and rises up, preventing the formation of hydrates.

The location of hydrate deposition in wells is determined by the intersection points of the equilibrium curves of hydrate formation and temperature changes along the borehole.

If hydrates do not completely overlap the well section, their decomposition is easiest to achieve with the help of inhibitors. It is much more difficult to deal with deposits of hydrates that completely overlap the section of the tubing and form a solid plug. With an insignificant length of the plug, it can be eliminated by blowing the well. With its long length, the release of hydrates is preceded by a certain period during which the plug partially decomposes as a result of a decrease in pressure. The duration of the hydrate decomposition period depends on the composition of the hydrates, the temperature of the gas and the surrounding rocks. Solid particles (sand, sludge, scale, clay solution particles, etc.) slow down the decomposition of the cork.

The use of inhibitors in the elimination of the plug is complicated by the fact that even a small amount of mechanical impurities contained in the hydrate plug and accumulating on its surface complicates the contact of the inhibitor with hydrates, and consequently, the decomposition of the latter. In the permafrost zone, the hydrate plug cannot be eliminated by lowering the pressure in the well. The fact is that the water released during the decomposition of hydrates at a low concentration of the inhibitor freezes and an ice plug forms instead of hydrate, which is even more difficult to eliminate.

If hydrates were formed inside the column of fountain pipes, and the annular space remained free of them (or vice versa), it is possible to decompose the hydrates during gas extraction through the annular space. At the same time, it is necessary to maintain the mode that provides the highest gas temperature. As a result of warming up the fountain pipes with warm gas, the hydrates will melt (at least partially) and they can be removed by blowing the well through the fountain pipes.

If a plug has formed along the entire section of the well, it can be eliminated by applying a closed circulation inhibitor over the plug. The inhibitor is introduced into the gas flow from such a calculation that the hydrate-free operation of both the well and the plume is ensured. In some cases, it is injected separately into the wells and the plume.

Currently, the forced supply of this agent is usually used with the help of dosing pumps installed at collection points along individual inhibitor pipelines to specified points of the gas collection and treatment system.

One of the promising ways to combat the formation of hydrates in the study of wells is a way to prevent them from sticking to the walls of pipes. To do this, petroleum products or surfactants (surfactants) are introduced into the gas stream; a hydrophobic film is formed on the walls of the pipes, and loose hydrates are easily transported by the gas stream. Surfactants, covering the surface of liquids and solids with the thinnest layers, contribute to a sharp change in the conditions of interaction of hydrates with the pipe wall. gas hydrate well inhibitor

Hydrates of aqueous surfactant solutions do not stick to the walls. The best of the water-soluble surfactants (OP-7, OP-10, OP-20 and INHP-9) have a high freezing point (from 273 to 270 K), they can be used only in the region of positive temperatures. Of the oil-soluble surfactants, the OP—4 solution is a good wetting agent and a good emulsifier. When 10; 12; 7 and 6 g of OP-4 are added to 1 liter of petroleum products (ligroin, kerosene, diesel fuel, stable condensate), respectively, hydrates are prevented from sticking to the pipe walls. A mixture consisting of 15-20% (by volume) of salt oil and 85-80% stable condensate prevents the deposition of hydrates on the pipe surface. The consumption of such a mixture is 5-6 liters per 1000 m³ of gas.[7]

Inhibitors for hydrate control

In practice, methanol, diethylene glycol and aqueous solutions of calcium chloride are widely used to combat the formation of hydrates. Sometimes liquid hydrocarbons, surfactants, reservoir water, a mixture of various inhibitors, such as methanol with calcium chloride solutions, etc. are used. All of the above reagents help to reduce the freezing point of the aqueous solution and prevent the formation of hydrates. It should be noted that in many sources of surfactants, condensates and various petroleum products do not dissolve in water and do not reduce its freezing point, but only contributes to the formation of hydrophobic films on the surface of hydrate particles, prevent the latter from sticking and expanding their volume or clogging the pipe section. These petroleum products, mixing with the formed hydrate particles,

contribute to their removal from the system, i.e. they do not fully fulfill the role of inhibitors.

Currently, the most effective and affordable, especially in the Far North, is methanol, which has a high degree of lowering the temperature of hydrate formation, the ability to quickly decompose already formed hydrate plugs, low viscosity and low freezing point.

Methanol (CH_3OH) is the first representative of the lower monatomic alcohols. It is a colorless liquid, sometimes with a pungent odor (the method of production and purification affects), mixed with water in all respects without clouding the solution and changing the color.

Commercial methanol used in gas and gas condensate fields must meet the requirements of GOST 2222-78E.

At the Yamburgskoye gas condensate field, to prevent hydrate formation and destruction of the formed hydrates, methanol is supplied by pumps to the bushes of gas wells through a methanol distribution point.

Technical grades of ethyl alcohol can be used as an inhibitor of hydrate formation. However, given the specific features, it is practically not used in the fisheries.

Since 1995, an inhibitor based on isopropyl alcohol, which is an environmentally friendly and cheap inhibitor, has been successfully used in the development of offshore oil and gas fields of Azerbaijan to prevent hydrate formation in the gas production and transport system instead of methanol.

Glycols (ethylene glycol, diethylene glycol, triethylene glycol) are often used for drying gas and as a hydrate inhibitor at NTS installations. Diethylene glycol is most common as an inhibitor, although the use of ethylene glycol is more effective: its aqueous solutions have a lower freezing point, lower viscosity, and low solubility in hydrocarbon gases, which significantly reduces its losses.

Glycols and water are mixed in any ratio. The freezing point and relative densities of aqueous glycol solutions depend on the concentration. The lowest freezing temperatures of these solutions are found with a mass fraction of inhibitors equal to 60-70% (optimal — when using glycols as hydrate inhibitors). Glycols are not considered

volatile, since the elasticity of their vapors at the formation temperature is small. Therefore, this inhibitor remains almost completely in the liquid phase when introduced into the pipeline, which greatly simplifies the scheme of its capture for reuse.

Calcium chloride solution is an effective widespread inhibitor of hydrate formation. Anhydrous calcium chloride (CaCl_2 , molecular weight 111) is white crystals of cubic shape, highly hygroscopic, spreading in air.

The domestic industry produces anhydrous, fused and liquid calcium chloride according to GOST 450-77. In the fisheries, as a rule, calcium chloride is used as an inhibitor of hydrate formation at a weight concentration of 30-35%.

To prevent paraffin hydrate deposits in the laboratory of surfactants, a complex inhibitor was developed in the form of a synergistic composition consisting of a specially selected surfactant compatible with an antihydrate inhibitor. [7] The presence of surfactants in the composition of a complex inhibitor has a positive effect on the conditions of intermolecular interaction of hydrate-forming agents, changes the nature of the surfaces on the wall of the equipment and in the resulting solid phase, giving the deposits an amorphous, loose, flake-like character. [7]

Methods of regeneration of aqueous methanol solutions

Methanol regeneration by rectification

The use of methanol is not always justified from the point of view of economic and technological, the safety of service personnel and environmental protection.

The main direction of improving gas processing technology, which allows to significantly reduce the total consumption of reagent and transportation costs, increase the economic efficiency of gas processing processes, improve the environmental side of the work of gas fields is the introduction of saturated methanol solution regeneration plants, including at gas condensate fields.

Traditionally, the water-methanol solution can be disposed of on low-pressure VMR flares, or increase the concentration of the solution by rectification, adsorption or chemical purification, or reuse of high-concentration VMR from the last stages of the NTS and its blowing off at the previous stages of the NTS [3].

The main equation of mass transfer describing the course of mass transfer processes:

$$M = K_{\Delta} \Delta_{cp} F$$

where K is the mass transfer coefficient characterizing the mass of matter transferred from phase to phase through a unit of surface dF per unit of time with a driving force equal to one.

$$\Delta = s - s_p$$

where c is the working (actual) concentration of the component in the core of the flow of the corresponding phase, c_p is the concentration of the components for this phase, equilibrium with the actual concentration in the other phase.

For a poppet mass transfer device, the mass transfer coefficient can be attributed to the contact area of the plate

$$M = K_{\Delta} \Delta_{cp} F = (K_{\Delta} f_p) \Delta_{cp} S N_A = K_F \Delta_{cp} S N_A$$

where f_p is the contact surface of the phases, per unit area of the plate m^2/m^2 ,

K_F is the mass transfer coefficient related to the units of the plate area; S is the contact area of the plate, m^2 ; N_A is the number of plates in the column [3].

Methanol regeneration by rectification in column-type apparatuses is carried out at the Messoyakhskoye, Vuktyl and Orenburg fields, and is also being implemented at other gas industry facilities [10]. For example, after the transition of the integrated gas treatment unit 1B (UKPG-1B) of the Yamburg oil and gas condensate field to a single-agent condensate extraction scheme from gas, the design equipment of the diethylene glycol regeneration unit was used for methanol regeneration. The concentration of regenerated methanol due to rectification was 80-85%. And the concentration of methanol in the cubic residue (water) is about 1% [3]. Rectification is a type of distillation based on the countercurrent interaction of steam and liquid in a column, which makes it possible to achieve the most complete separation of components, it is also used for the purification of raw methanol at methanol synthesis plants and in field conditions. This process has been comprehensively studied theoretically, and its implementation does not pose any particular difficulties in principle [3]. Two types of columns are used in rectification processes: poppet and nozzle. Plate-shaped are called

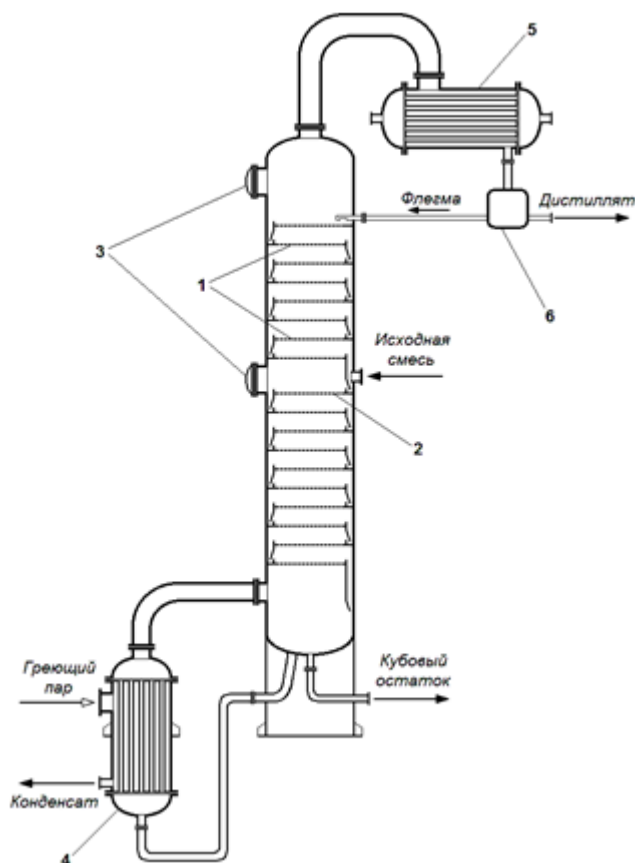
column apparatuses, in which the internal devices in the working area are plates. Plates are a bubbling device in which a mass transfer process occurs during operation, i.e. the transition of a component from one phase to another as a result of direct contact between working media. In the chemical and oil refining industry, poppet columns of various sizes are used: from a small diameter of 300-400 mm to large-capacity high-performance installations with columns with a diameter of 5-12 m. The height of the column depends on the number of plates and the distance between them. Usually the distances between the plates take 250-300 mm. For reasons of constructive order and the possibility of repairing and cleaning plates in the columns of a large

The diameter of the distance between them is increased to 500-600 mm [3].

The advantages of poppet columns include:

- a wide operating range of loads in the liquid and vapor phases;
- significant phase contact surface;
- effective hydrodynamic environment at the contact stages;
- relatively low pressure drop on one plate;
- low unit cost per unit volume of the device.

The schematic diagram of the poppet column is shown in Figure 3.



1 – mass transfer plates, 2 – power plate, 3 – hatches, 4 – reboiler, 5 – condenser, 6 – reflux tank

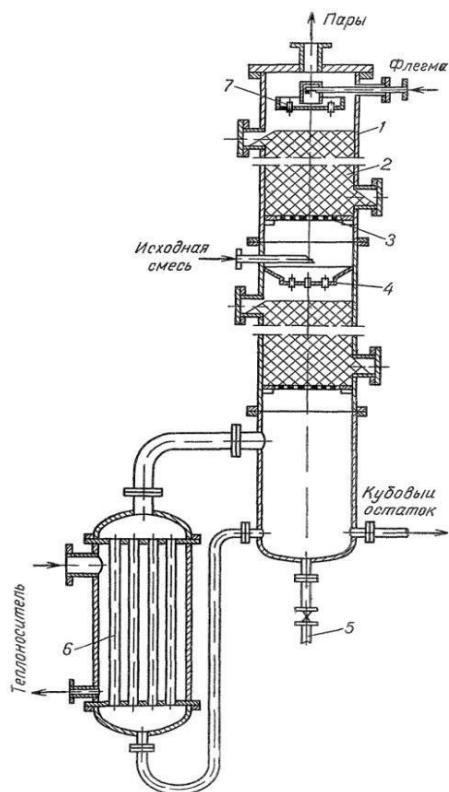
Figure 3 – Schematic diagram of a poppet distillation column

Packing columns are widely used for the processes of absorption, purification, cooling and humidification of gases, sometimes rectification. The contact of gas and liquid in the nozzle column, during which the exchange of matter and heat between the phases occurs, occurs mainly on the moistened surface of the nozzle. The contact surface of the phases in the nozzle column, through which the mass transfer is carried out, is called the "active surface of the nozzle". It can be either smaller or larger than the geometric surface of the nozzle, and its size depends on the flow of gas and liquid. With a small flow rate of liquid, it may not be enough to wet the entire surface of the nozzle, therefore, the flow rate of liquid ("irrigation value") should ensure full wettability of the entire surface of the nozzle. The efficiency of the nozzle column depends on various factors: on the flow parameters, the physical properties of steam and liquid, and on the type of nozzle. In addition, the efficiency of the column is strongly influenced by the uneven distribution of flows along the column section, which leads to

selective movement of steam and liquid [10]. The advantages of packing columns include:

- low pressure drop in the height of the device;
- wide range of stable operation;
- high efficiency.

The schematic diagram of the nozzle distillation column is shown in Figure 4.



1,2 – nozzle segments, 3 – redistributive plate, 4 – power plate, 5 – drainage from the apparatus, 6 – heater, 7 – irrigation plate

Figure 4 – Schematic diagram of the nozzle distillation column.

The total weight of the poppet column is usually less than the weight of the nozzle with the same performance: due to the limited strength of the nozzle, it is sometimes impossible to do with only one grate that can withstand the weight of the entire nozzle in a high column. Poppet columns are more suitable for processes accompanied by temperature fluctuations relative to the environment, since periodic expansion and compression of the column body under such conditions can destroy the nozzle.

Regeneration of methanol by blowing off

The process of absorption of methanol from the solution at the methanol regeneration plant occurs by blowing off the volatile inhibitor with gas on a special section of the gas pipeline. This method radically differs from classical mechanics in that methanol is "extracted" already in the process of gas transportation itself without the use of additional regeneration sites and filters, which significantly eliminates the technological scheme (Figure 5).

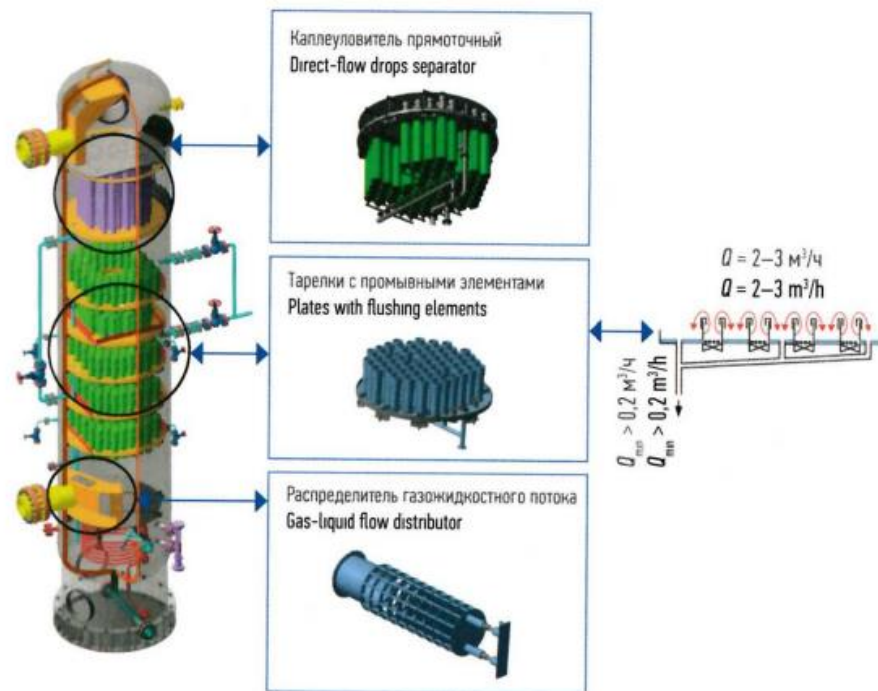


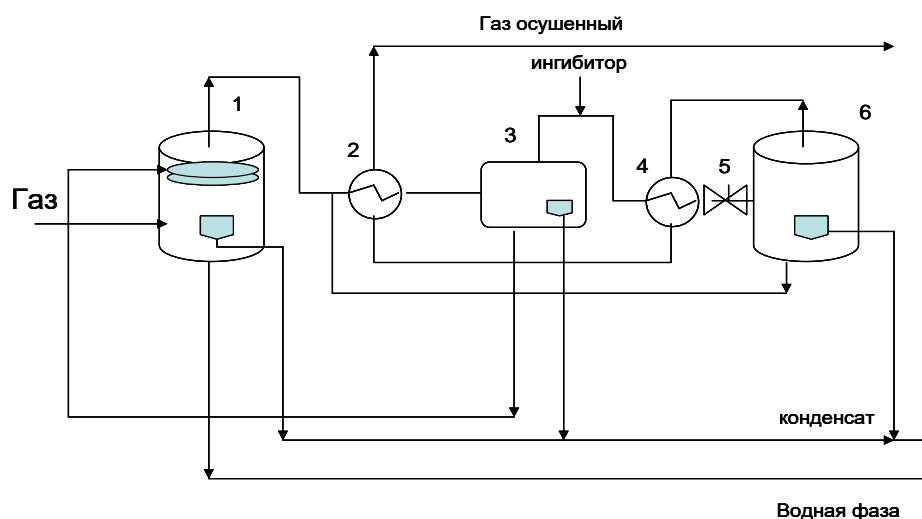
Figure 5 – Methanol blowing column [4]

The specific amount of methanol in the gas, which prevents the formation of hydrates, is initially assumed to be 1.2 times higher at the site when using the blow-off technology compared to its theoretical value. This ensures hydrate-free conditions in the gas, but it is believed that these conditions are close to the boundary conditions at which hydrate formation begins. This calculation is made due to the insufficient level of production indicators at the early stages of field development. Moreover, until recently, blow-off was considered ineffective, since inhibition is recommended to prevent hydrate formation in low-temperature technology, while during the initial period of field operation in the conditions of the Far North, it becomes necessary to

supply methanol to gas collectors in winter. For this reason, the formation gas entering the first stage of separation contains a certain amount of methanol, insufficient for the recycling of the inhibitor. In this regard, the absorption system of the water-methanol solution for its blowing becomes ineffective. The increased losses of methanol are also due to the need to maintain stable liquid levels in the tanks involved in the work for the implementation of circulation technology.

The noted "imbalance" lies in the fact that the amount of water removed from the cycle with a cubic residue at the methanol regeneration plant exceeds the amount of moisture that "self-replenishes" at the plant (condenses from gas, enters the technological cycle together with "fresh" methanol and as a result of its removal from separators).

Urengoygazprom have developed and implemented a new method of recycling spent methanol, protected by copyright certificates 1350447 and 1466782. The essence of the method of disposal of spent methanol is to use the heat of the gas of the previous separation stages to "blow off" methanol from the WMS.



I – WMS 70 – 80% by weight; II – WMS 20 – 40% by weight. to blow off;
 1 – separator I stage C-1; 2 – heat exchanger; 3 – separator C-4; 4 – heat exchanger;
 5 – fitting (ejector); 6 – separator II stage C-2

Figure 5.1 – Schematic diagram of the NTS technology with "blowing off" methanol

Methanol concentration of 95% by weight, is supplied only before the heat exchanger T-2. The resulting water-methanol solution I is fed in front of the T-1 heat exchanger to inhibit it.

The water-methanol solution obtained in the intermediate separators C-4 is fed into the upgraded primary separator, where the contact separation plates are "blown off" with warm methanol gas from the water-methanol mixture into the vapor (gas) phase. From the gas phase, methanol, as the temperature decreases along the technological chain of the low-temperature separation process, passes into the liquid phase and inhibits the formation of hydrates.

Thus, the methanol recirculation technology represents the repeated use of a volatile hydrate formation inhibitor in the gas treatment system in one process line due to its evaporation from the liquid phase into the gas stream at the first stages of separation and condensation - at the subsequent ones.

At the same time, the physicochemical features of the solubility of volatile organic matter in compressed natural gas are effectively used: a strong dependence on temperature and an increase in solubility with an increase in pressure at $P \geq 5-7$ MPa.