

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
МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.279.8(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Галиев Руслан Газинурович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маргарита Радиевна Цибульникова	К.Г.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	Д.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
 _____ И.А. Мельник
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Галиев Руслан Газинурович

Тема работы:

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	от 03.03.2023 62-83/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	27.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, технически регламент установки подготовки газа, нормативные документы, проект разработки месторождения, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Введение 1 Общие положения сбора и подготовки газа. 2 Устаревшая технология, применяемая для подготовки природного газа на мыльджинском месторождении. 3 Усовершенствованная технология, применяемая для подготовки природного газа на мыльджинском месторождении 4 Технологический расчет процесса дросселирования и детандирования Заключение Список используемых источников</p>

	Turboexpanders, use, and advantages in the gas industry
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема установки подготовки газа
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н., Маргарита Радиевна Цибульникова
«Социальная ответственность»	Профессор, д.т.н., Сечин Александр Иванович
Английская часть	Доцент, к.г.н., Маргарита Радиевна Цибульникова
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Turboexpanders, use, and advantages in the gas industry	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Галиев Руслан Газинурович		

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
2БМ14	Галиев Руслан Газинурович

Тема работы:

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СБОРА И ПОДГОТОВКИ
ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	27.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31.03.2023	<i>Общие положения сбора и подготовки газа</i>	20
25.04.2023	<i>Устаревшая технология, применяемая для подготовки природного газа на мыльджинском месторождении</i>	15
05.05.2023	<i>Усовершенствованная технология, применяемая для подготовки природного газа на мыльджинском месторождении</i>	15
17.05.2023	<i>Технологический расчет процесса дросселирования и детандирования</i>	20
28.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
03.06.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
08.06.2023	<i>Иностранный язык</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Галиев Руслан Газинурович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 страниц, 20 рисунков, 17 таблиц, 36 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: Газ, турбодетандер, компрессорная станция, дроссель, сбор и подготовка газа, сепарация, низкотемпературная сепарация.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – Обеспечения эффективности процесса сбора и подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении. В рамках работы предполагается провести исследования по оптимизации параметров технологических процессов, а также разработать рекомендации по совершенствованию системы сбора и подготовки газа на данном месторождении.

Область применения: установка комплексной подготовки природного газа.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	10
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА.....	12
Понятийное поле	12
1.1 Фракционный состав газа и газового конденсата	13
1.2 Анализ нормативной документации к объектам сбора и подготовки газа.....	18
1.3 Современные подходы к подготовки природного газа.....	23
1.4 Анализ геолого-промысловых показателей разработки Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения	29
2 УСТАРЕВШАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ПРИМЕНЯЕМАЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	37
3 УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ПРИМЕНЯЕМАЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ....	45
3.1 Технология применения турбодетандерного агрегата в газовой отрасли.....	45
3.2 Технология, применяемая для подготовки природного газа на Мыльджинском месторождении	51
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ДРОССЕЛИРОВАНИЯ И ДЕТАНДИРОВАНИЯ	63
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	69
5.1 Внедрение турбодетандерной установки.....	69
5.2 Выручка от реализации продукции УКПГ.....	69
5.3 Капитальные вложения	70
5.4 Эксплуатационные затраты	70
5.5 Оценка экономической эффективности проекта.....	71
5.6 Анализ чувствительности	73
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	78
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового закон.одательства.....	78
6.1.2 Организационные мероприятия	79
6.2 Производственная безопасность	80
6.3 Анализ вредных производственных факторов	81
6.3.1 Превышение уровней шума.....	81

6.3.2	Превышение уровней вибрации	82
6.3.3	Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования	82
6.3.4	Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	83
6.4	Анализ опасных производственных факторов	84
6.4.1	Пожаровзрывоопасность.....	84
6.4.2	Электробезопасность.....	86
6.4.3	Механические травмы.....	87
6.4.4	Аппараты под давлением	87
6.4.5	Расчет системы искусственного освещения	88
6.5	Экологическая безопасность	90
6.5.1	Воздействия на литосферу.....	90
6.5.2	Воздействие на атмосферу.....	91
6.5.3	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	92
6.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
6.6.1	Анализ вероятных ЧС месторождения.....	92
6.6.2	Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	93
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	94
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	95
	Приложение А.....	99

Введение

Особенностью месторождений газа и газоконденсата являются высокие внутрипластовые давления на ранних стадиях разработки. В процессе добычи газ выходит из скважины со значительным давлением, порядка 10-15 МПа и выше. Имея данную особенность, целесообразным является подготовка газа методом низкотемпературной сепарации. При помощи детандирования потока можно получить практически бесплатный холод за счет энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого давления, а также преобразить часть энергии газа в механическую, что позволяет нагнетать давление в трубопроводе.

Цель: Обеспечения эффективности процесса сбора и подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Задачи:

1. модернизация технологической схемы установки комплексной подготовки газа
2. проведение технологического расчета процесса дросселирования и детандирования
3. анализ экономической эффективности с применением турбодетандерных агрегатов

Предмет исследования: Технология подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Защищаемое положение:

1. Внедрение турбо-детандорной установки даст возможность понизить температуру сепарации до – 36,85 °С.

Обозначения и сокращения

СОНГКМ – Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

НТС – низкотемпературная сепарация;

ННГ – низконапорный газ;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата;

УКУГ – узел коммерческого учета газа;

МПП – модуль подготовки газа;

УВШ – узел входа шлейфов;

РЖ – разделитель жидкости;

ТДКА – турбодетандер компрессорный агрегат;

СВГС – Северо-Васюганский газосепаратор;

ВГ – выветриватель газа;

ЭЖ – эжектор;

Т – рекуперативный теплообменник «газ – газ»;

С – сепаратор;

ПБФ – пропан-бутановая фракция;

ТР – рекуперативный теплообменник «конденсат – конденсат»;

БКС – блочная компрессорная станция;

СВГКМ – Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение;

КНГКМ – Казанское нефтегазоконденсатное месторождение;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Понятийное поле

Модернизация объектов газовых промыслов – это комплекс мероприятий по обновлению и усовершенствованию оборудования и технологий на газовых месторождениях, целью которых является повышение эффективности производства, снижение затрат и улучшение экологической безопасности [1].

Конкретные меры модернизации могут варьироваться в зависимости от объекта и его технического состояния, но обычно включают следующие этапы:

- Диагностика оборудования и оценка его состояния с помощью современных технологий.
- Планирование и реализация мероприятий по замене устаревшего оборудования на новое, более современное и эффективное.
- Внедрение новых технологий производства, таких как автоматизация и цифровизация процессов, использование энергоэффективных и экологичных технологий.
- Обучение персонала новым технологиям и методам работы.

В результате модернизации объектов газовых промыслов увеличивается объем добычи газа и сокращаются затраты на его производство, что приводит к увеличению прибыли и повышению конкурентоспособности предприятия. Кроме того, сокращается вредное воздействие на окружающую среду и улучшается безопасность труда.

Модернизация объектов газовых промыслов началась еще в 19 веке с развитием первых газовых месторождений в США, Великобритании и Германии. Тогда единственным способом добычи газа было его сжигание на месте добычи, так как не было достаточно развитой инфраструктуры для его транспортировки. Однако уже в 20 веке начали развиваться системы транспортировки и сжижения газа, что позволило значительно увеличить объемы добычи и использования газа. С развитием технологий и научных

открытий происходило и усовершенствование методов добычи газа и его переработки [1].

Современные технологии модернизации объектов газовых промыслов направлены на повышение эффективности и безопасности производства, сокращение затрат и воздействия на окружающую среду.

1.1 Фракционный состав газа и газового конденсата

Природный газ

Природный газ – это полезное ископаемое, смесь газов, образовавшихся в недрах Земли при анаэробном разложении органических веществ.

Природный газ имеет газообразное, твердое или растворённое состояние. В первом случае – в газообразном состоянии – он широко распространен и содержится в пластах горных пород в недрах Земли в виде газовых залежей (отдельных скоплений, заключенных в «ловушке» между осадочными породами), а также в нефтяных месторождениях в виде газовых шапок. В растворённом состоянии он содержится в нефти и воде. В твердом состоянии он встречается в виде газовых гидратов (т.н. «горючий лёд») – кристаллических соединений природного газа и воды переменного состава.

При нормальных условиях (1 атм. и 0 °С) природный газ находится только в газообразном состоянии.

Является самым чистым видом органического топлива. Но для того, чтобы использовать его в качестве топлива из него выделяют его составляющие для отдельного использования.

Не имеет ни цвета, ни запаха. Легче воздуха в 1,8 раза. Горюч и взрывоопасен. При утечке не собирается в низинах, а поднимается вверх.

Характерный запах газа, используемого в быту, обусловлен одорацией – добавлением в его состав одорантов, то есть неприятно пахнущих веществ. Самый распространенный одорант – этантиол, его можно почувствовать в воздухе при концентрации 1 на 50 000 000 частей воздуха. Именно благодаря одорации можно легко устанавливать утечки газа [2].

Качество газа как топлива, как энергоносителя зависит от содержания в нем метана. По содержанию в добываемом газе метана и тяжёлых углеводородов различают сухие (бедные, тощие) и жирные (сырые, богатые) газы.

Сухой, бедный или тощий газ – это природный горючий газ из группы углеводородных, характеризующийся резким преобладанием в его составе метана, сравнительно невысоким содержанием этана и низким – остальных тяжелых углеводородов. Он более характерен для чисто газовых залежей.

Жирный или сырой газ – природный горючий газ из группы углеводородных, характеризующийся повышенным содержанием (свыше 15 %) тяжелых углеводородов, начиная от пропана C_3H_8 и выше. Такой состав газов характерен для газоконденсатных и нефтяных месторождений.

Химический состав добываемого природного газа различается в зависимости от месторождения. В любом случае основным и ценным компонентом является метан (CH_4), содержание которого составляет от 70 до 98 %.

В состав добываемого газа входят как углеводородные компоненты (метан CH_4 и его гомологи: этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} , гептан C_7H_{16} , октан C_8H_{18} , нонан C_9H_{20} , декан $C_{10}H_{22}$ и т.д. вплоть до доказана $C_{22}H_{46}$), так и неуглеводородные компоненты (Ar, H_2 , He, N_2 , H_2S , водяные пары – H_2O , CO, CO_2 и пр. серосодержащие соединения и инертные газы) [19].

Углеводороды, начиная с этана, считаются тяжёлыми. Они образуются только в процессе образования нефти и также называются специфическими «нефтяными» газами. Они являются обязательным спутником нефтей. Их наличие в отобранных пробах свидетельствует о залежах нефти.

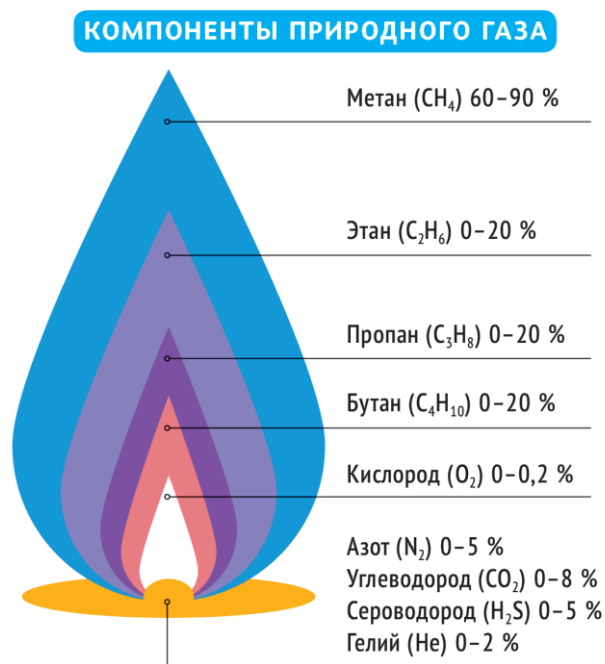


Рисунок 1 – Компонентный состав природного газа

Газовый конденсат

Газовый конденсат – это жидкая смесь тяжелых углеводородов, выделяемых из природного газа при их добыче на газоконденсатных месторождениях либо из попутного нефтяного газа при добыче нефти из нефтяных месторождений [3].

Внешне, как правило, газовый конденсат представляет собой прозрачную бесцветную жидкость. Из-за этого он получил название «белая нефть». Иногда газовый конденсат приобретает слабую окраску от соломенно-жёлтого до жёлто-коричневого цвета, что обусловлено наличием примесей нефти, тяжелых углеводородов [18].

Газовый конденсат всегда присутствует в месторождениях природного газа. Как известно, природный газ представляет собой смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов. Причем первые представлены метаном CH_4 и его гомологами: этаном C_2H_6 , пропаном C_3H_8 , бутаном C_4H_{10} , пентаном C_5H_{12} , гексаном C_6H_{14} , гептаном C_7H_{16} , октаном C_8H_{18} , нонаном C_9H_{20} , деканом $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$ и т.д. вплоть до доказана $\text{C}_{22}\text{H}_{46}$. Газовый конденсат представляет собой смесь тяжелых углеводородов, начиная от пентана C_5H_{12} и выше.

Пентан имеет три изомера: нормальный пентан, изопентан и неопентан. Два изомера пентана (нормальный пентан и изопентан) в нормальных условиях легколетучие подвижные жидкости. Неопентан же – газ. Последующие углеводороды (начиная от гексана C_6H_{14} и выше) в нормальных условиях все являются жидкостями [20].

В газовых и газоконденсатных залежах тяжелые углеводороды существуют в газообразном состоянии. Это обусловлено высоким давлением (от 10 до 60 МПа) и высокой температурой в газовых пластах. После бурения скважины в пласте происходит падение температуры и давления. Если снижение давления и температуры происходит ниже точки росы тяжелые углеводороды (от C_5H_{12} и выше) конденсируются.

Концентрация в добываемом природном газе газового конденсата может достигать от 5 г/м³ до 1000 г/м³. Все зависит от качества природного газа, от коэффициента его сухости. Сухой природный газ содержит очень малое количество примесей газового конденсата, сырой (жирный) – больше – свыше 15 %.

Также на концентрацию газового конденсата в природном газе влияют показатели температуры и давления до начала конденсации. Чем они больше, тем больше углеводородов может быть растворено в добываемом природном газе.

В пласте могут находиться т.н. «нефтяные оторочки», т.е. части залежи, содержащие нефть, газ и конденсат. Нефтяные оторочки не только увеличивают концентрацию конденсата в добываемом газе, но и добавляют в состав газового конденсата высокомолекулярные жидкие компоненты нефти. Отличие газового конденсата от нефти – отсутствие в нем смолистых веществ и асфальтенов. Можно сказать, что газовый конденсат – это по сути легкая нефть.

В составе содержатся следующие фракции:

- бензиновые (около 70-85%), которые кипят при 30-200 °С;
- керосиновые, кипящие при 200-300 °С;

— высококипящие (содержатся в меньшей степени).

Плотность газового конденсата не установлена ГОСТом. В среднем показатель составляет 700-840 кг/м³ при температуре 20 °С.

Различают стабильный и нестабильный газовый конденсат.

Нестабильный газовый конденсат включает в себя также легкие фракции углеводородов, начиная от метана СН₄ и заканчивая бутаном С₄Н₁₀. Эти газы растворены в газовом конденсате.

Если нестабильный газовый конденсат подвергнуть очистке, сепарации и удалить из него эти легкие углеводороды (метан СН₄, этан С₂Н₆, пропан С₃Н₈ и бутан С₄Н₁₀), то получается стабильный газовый конденсат.

Таким образом, стабильный газовый конденсат содержит пентан С₅Н₁₂, гексан С₆Н₁₄, гептан С₇Н₁₆, октан С₈Н₁₈, нонан С₉Н₂₀, декан С₁₀Н₂₂ и т.д. вплоть до доказана С₂₂Н₄₆, а также бензино - керосиновые фракции, газойль, более высокомолекулярные жидкие компоненты нефти, ароматические или нафтеносодержащие углеводороды.

Как правило, бензиновые компоненты составляют более половины газового конденсата. Если пласт располагается на большой глубине, то в его составе преобладают керосиновые компоненты и газойль [4].

Газовые гидраты

Газовые гидраты – это твердые растворы, растворителем которых является кристаллическая решетка состоящая из молекул воды. Внутри воды размещаются молекулы «растворенного газа», размеры которых определяют возможность образования гидратов только из метана, этана, пропана и изобутана. Для образования газовых гидратов необходимы низкие температуры и давления, сочетания которых возможно в пластовых условиях лишь в районах развития мощной толщи многолетней мерзлоты [16].

Газовые гидраты подразделяются на техногенные (искусственные) и природные (естественные). Все известные газы при определенных давлениях и температурах образуют кристаллогидраты, структура которых зависит от состава газа, давления и температуры. Гидраты могут стабильно существовать

в широком диапазоне давлений и температур. Например, гидрат метана существует при давлениях от $2 \cdot 10^{-8}$ до $2 \cdot 10^3$ МПа и температурах от 70 до 350 К [17].

В общем виде состав газовых гидратов описывается формулой $M \cdot n \cdot H_2O$, где M — молекула газа-гидратообразователя, n — число молекул воды, приходящихся на одну включённую молекулу газа, причём n — переменное число, зависящее от типа гидратообразователя, давления и температуры.

Полости, комбинируясь между собой, образуют сплошную структуру различных типов. По принятой классификации они называются КС, ТС, ГС — соответственно кубическая, тетрагональная и гексагональная структура. В природе наиболее часто встречаются гидраты типов КС-I, КС-II, в то время как остальные являются метастабильными [3].

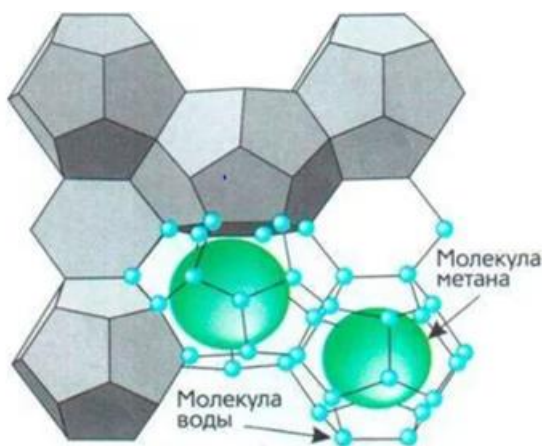


Рисунок 2 - Структура образования гидратов

1.2 Анализ нормативной документации к объектам сбора и подготовки газа

Природный газ, прошедший УКПГ согласно условиям СТО Газпром 089-2010, должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 1.

Таблица 1 – Требования и нормы природного газа [4].

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов (по ГОСТ 16350)		Метод испытания
	умеренный	холодный	
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
2 Температура точки росы по воде (ТТРВ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше: - зимний период (с 1 октября по 30 апреля) - летний период (с 1 мая по 30 сентября)	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0	По ГОСТ 20060, ГОСТ Р 53763, ГОСТ 20060
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТРуВ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: - зимний период (с 1 октября по 30 апреля) - летний период (с 1 мая по 30 сентября)	2,0 -2,0	-10,0 -5,0	По ГОСТ Р 53762
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007 (0,020)		По ГОСТ Р 53367, ГОСТ 22387.2, СТО Газпром 5.12
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016 (0,036)		По ГОСТ Р 53367, ГОСТ 22387.2, СТО Газпром 5.12
6 Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	0,030 (0,070)		По ГОСТ 26374, ГОСТ Р 53367
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)		По ГОСТ 31369

8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001	По ГОСТ 22387.4
11 Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	По ГОСТ 17310, ГОСТ 31369

Нестабильный газовый конденсат должен соответствовать требованиям СТО Томскгазпром 002-2009.

На УДСК нестабильный конденсат подается со следующими параметрами:

Молекулярная масса	73,69
Плотность в рабочих условиях, кг/м³	558,1
Рабочая температура, °С	от 12 до 25
Вязкость, сП	0,212
Содержание воды, % вес.	менее 0,01

В таблице 2 представлены физико-химические показатели и требования по степени подготовки конденсата газового нестабильного месторождений ОАО «Томскгазпром» согласно СТО Томскгазпром 002-2009.

Таблица 2 - физико-химические показатели и требования по степени подготовки газового нестабильного конденсата

Наименование показателя	Значение для группы	
	1	2
1 Компонентно-фракционный состав, % масс.	Не нормируют, определение обязательно	
2 Массовая доля воды, %, не более	0,50	1,00

3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
4 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	400
5 Массовая доля общей серы, %, не более	0,01	Не нормируют
6 Плотность при рабочих условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	
7 Кажущаяся плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	

В таблице 3 представлены требования к установке деэтанзации и стабилизации конденсата ОАО «Томскгазпром»

Таблица 3 - требования к установке деэтанзации и стабилизации конденсата [5].

Наименование сырья, изготавливаемой продукции и реагентов	Номер государственного или отраслевого стандарта, техусловий, стандарта предприятия	Показатель качества, обязательный для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Метод испытания
1	2	3	4	5
Сырье Нестабильный конденсат с УКПГ		1. Плотность при 20°C, кг/м ³	не норм.	По ГОСТ 3900-85
		2. Содержание воды	не норм.	ГОСТ 2477-65 с изм. 1
		Компонентный состав: % масс, % моль. CO ₂ , N ₂ , метан - CH ₄ этан - C ₂ H ₆	не норм. 0,2-0,3 0,01 -0,015 2,5-2,8 3,5-2,8 11,5-12,5	По ГОСТ 13379-83

		пропан – C ₃ H ₈ изобутан - i C ₄ H ₁₀ н- бутан - п C ₄ H ₁₀ изопентан - i C ₅ H ₁₂ п гексан - п C ₆ H ₁₄ п гептан – фр. - от 87 °С до 248 °С	6,2 - 6,5 7,0-7,5 9,5 - 10,5 9,5-10,5 4 12-12,5 по разности	
2. Продукция 2.1. Стабильный конденсат	ГОСТ 51. 65 -80 2002	1. Давление насыщенных паров кПа (мм.рт.ст.), не более 2. Массовая доля воды, %, не более 3. Массовая доля механических примесей, %, не более 4. Массовая доля общей серы, % 5. Массовая доля хлористых солей, мг/дм ³ , не более 6. Плотность при 20 °С, кг/дм ³ 7. Температура вспышки в открытом тигле, °С	66,7 (500) 0,5 0,05 не норм. 100 Определяется не норм. минус 30	по ГОСТ 1756- 2000 по ГОСТ 2477- 65 по ГОСТ6370- 83 по ГОСТ 19121-73 по ГОСТ 2 1534-76 Р. 1 по ГОСТ50802 -95 по ГОСТ 4333- 87
2.2. Смесь пропанбутана технического (ШФЛУ)	ГОСТ 20448-90	1.Плотность при 20оС 2. Массовая доля компонентов,	по факту 60	ГОСТ 28656- 90 ГОСТ 10679- 76

		сумма бутанов и бутиленов 3. Давление насыщенных паров, избыточное при 45оС 4. Содержание свободной воды и щелочи 5. Объемная доля жидкого остатка при 20оС 6. Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы в том числе сероводорода 7.Интенсивность запаха	1,6 Отсутствие 1,6 0,013 0,003 3	ГОСТ 28656- 90 ГОСТ 20448- 90, п.3.2 ГОСТ 20448- 90, п.3.2 ГОСТ 22985- 90 ГОСТ 22985- 90 ГОСТ 22387.5- 77 ГОСТ 20448- 90, п.3.4
2.3.Метанэтанова я фракция		1.Компонентны й состав 2. Плотность при 20оС	% масс,%об,%мо ль.	Р Газпром 5.9- 2010 ГОСТ 31369- 2008

1.3 Современные подходы к подготовки природного газа

После поднятия пластового сырья на поверхность его направляют в системы сбора и подготовки газа [15].

Системы, целью создания которых является сбор и подготовка газа, представляют собой сложный комплекс газопромышленного оборудования: трубопроводов, технического оснащения для управления, измерительных установок, сепараторов и резервуаров.

Подготовка газа может осуществляться с помощью следующих видов систем:

1. Низкотемпературная сепарация (НТС).

Данная технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике газ/газ потоком охлажденного газа;
- охлаждение газа за счет дросселирования потока, здесь могут использоваться дроссель (эффект Джоуля-Томсона), трубка Ранка, турбодетандер;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;
- подогрев подготовленного газа в теплообменнике перед подачей в магистраль [21].

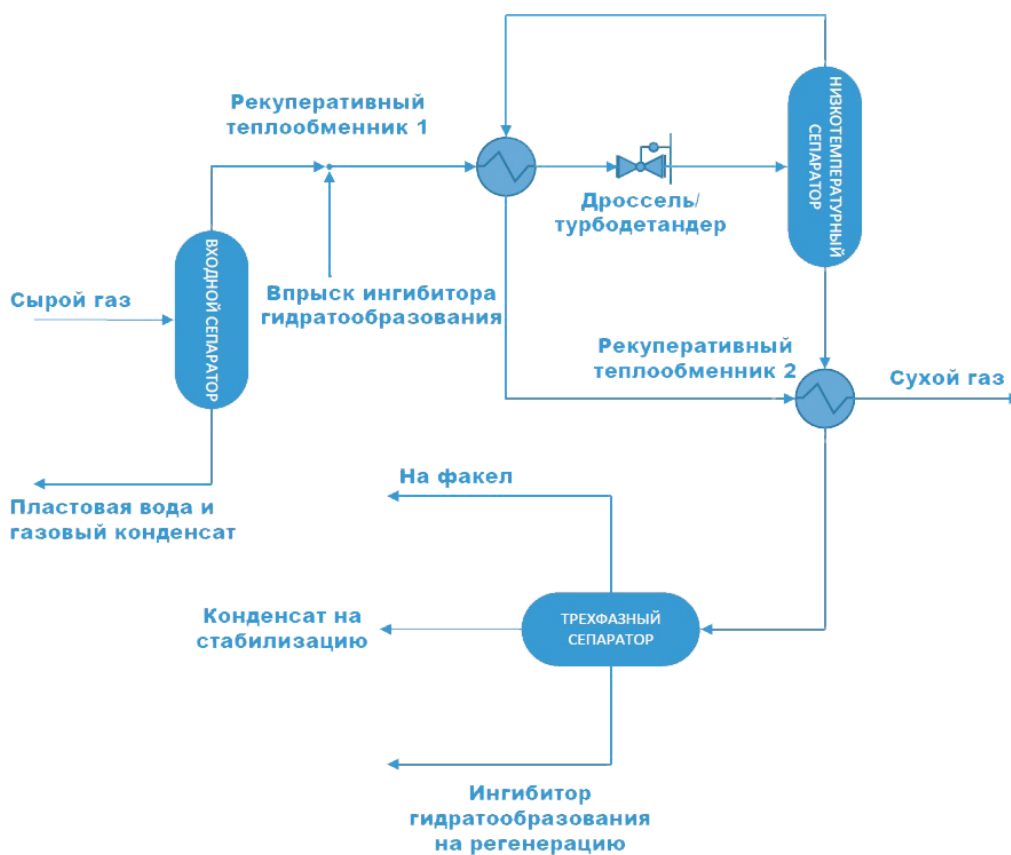


Рисунок 3 - Типичная схема установки низкотемпературной сепарации (НТС)

Сырой газ со скважин поступает во входной сепаратор, где отделяется жидкая фаза (пластовая вода с растворенными ингибиторами и сконденсировавшийся углеводородный конденсат). Отсепарированный газ направляется в рекуперативные теплообменники 1 для рекуперации холода с

дросселированного потока газа. Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменником впрыскивают ингибитор гидратообразования (гликоль или метанол). Охлажденный газ из теплообменников поступает на дроссель или детандер, где за счет дросселирования (или детандирования) падает температура потока. После охлаждения в газ поступает в низкотемпературный сепаратор, где из потока газа отделяются сконденсировавшиеся жидкие углеводороды и водный раствор ингибитора гидратообразования. Сухой газ из низкотемпературного сепаратора проходит через рекуперативный теплообменник 1, где нагревается и далее поступает в рекуперативный теплообменник 2, где нагревает отходящую жидкую фазу из НТС и только потом подается в магистральный газопровод. Жидкая фаза из низкотемпературного сепаратора нагревается в рекуперативном теплообменнике 2 и далее поступает в трехфазный сепаратор, откуда газ выветривания отправляется либо на факел, либо используется на собственные нужды. Водный раствор ингибитора, выводимый снизу трехфазного сепаратора, направляется на регенерацию, а конденсат - на дальнейшую стабилизацию на установку стабилизации конденсата (УСК) [6].

2. Низкотемпературная конденсация (НТК)

Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике за счет внешнего источника охлаждения, которыми могут быть аппараты воздушного охлаждения (АВО), различные холодильные машины;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном газосепараторе.

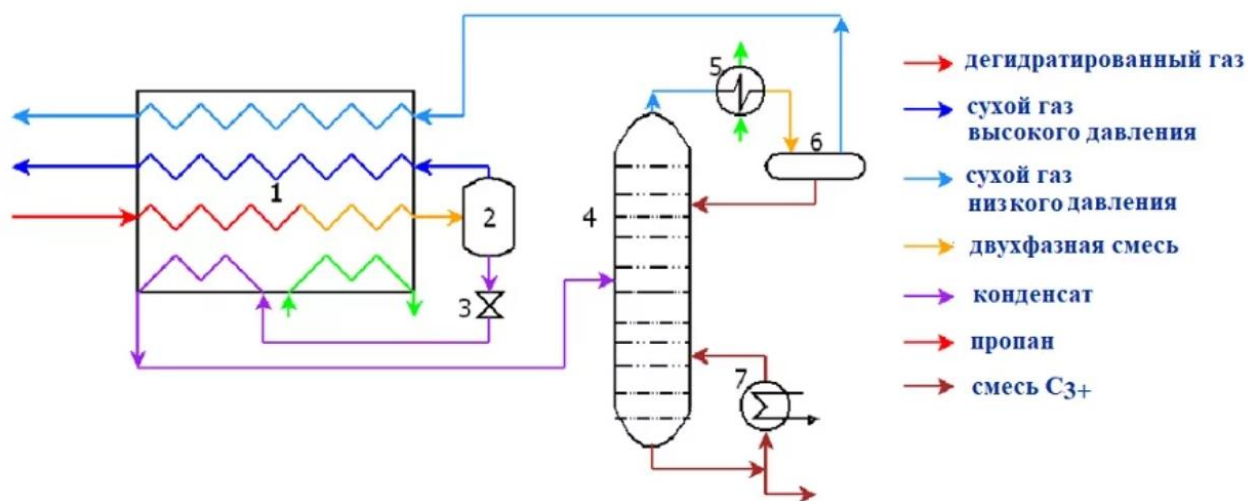


Рисунок 4 - Схема установки низкотемпературной конденсации (НТК)

Газ из скважины по шлейфу проходит через сепаратор 1й ступени (для предварительного отделения жидкости, выделившейся в подъёмных трубах и шлейфе), затем поступает в газовый теплообменник, где охлаждается встречным потоком отсепарированного холодного газа. После теплообменника газ, проходя через штуцер (эжектор), редуцируется до давления максимальной конденсации (или близкого к нему), при этом, его температура снижается (за счет дроссель-эффекта).

В сепараторе вследствие изменения термодинамических условий и снижения скорости газового потока выпадают конденсат и влага, которые, накапливаясь в конденсатосборнике, периодически выпускаются в промысловый сборный коллектор-конденсатопровод и далее на узел стабилизации конденсата [14].

3. Абсорбционная подготовка газа

Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- абсорбционную колонну, в которой жидким абсорбентом поглощается влага, находящаяся в газе;
- выходной газосепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) абсорбента [7].

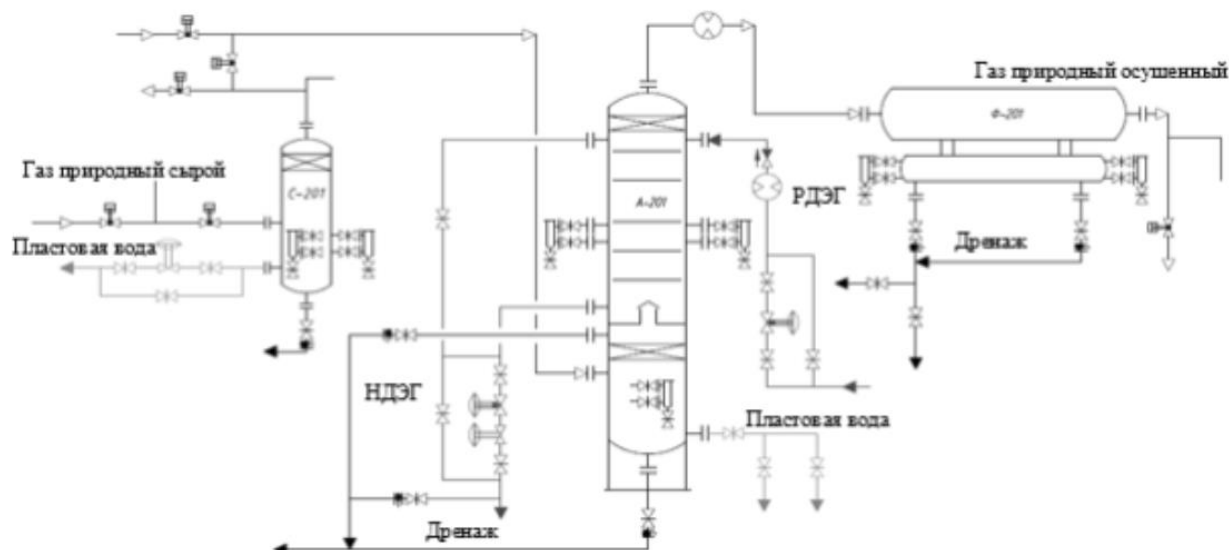


Рисунок 5 – Схема осушки газа методом абсорбции

С-201 — сепаратор, А-201 — абсорбер, Ф-201 — фильтр; РДЭГ — регенерированный ДЭГ, НДЭГ — насыщенный ДЭГ

При абсорбции осушаемый газ, пройдя первую ступень очистки в сепараторе, поступает в нижнюю часть абсорбера, где, расширяясь из газовой смеси выпадает часть жидкости и уходит в дренажную систему, газовая смесь движется вверх, навстречу ей одновременно стекает жидкий сорбент — диэтиленгликоль. В процессе абсорбции ДЭГ забирает влагу из газовой смеси и уходит на регенерацию. Далее газ поступает в фильтр, где из него удаляются остатки ДЭГа и идет на ДКС или сразу в магистральный трубопровод. Насыщенный жидкостью ДЭГ поступает в выветриватель, где из него удаляется газ, поглощенный внутри абсорбера. Далее следует подогрев и регенерация ДЭГа, состоящая в выделении поглощенной ранее влаги. Затем цикл повторяется.

4. Адсорбционная подготовка газа

Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- адсорбционную колонну, в которой твердым адсорбентом поглощается влага, находящаяся в газе [13].

— выходной фильтр-сепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) адсорбционной пыли.

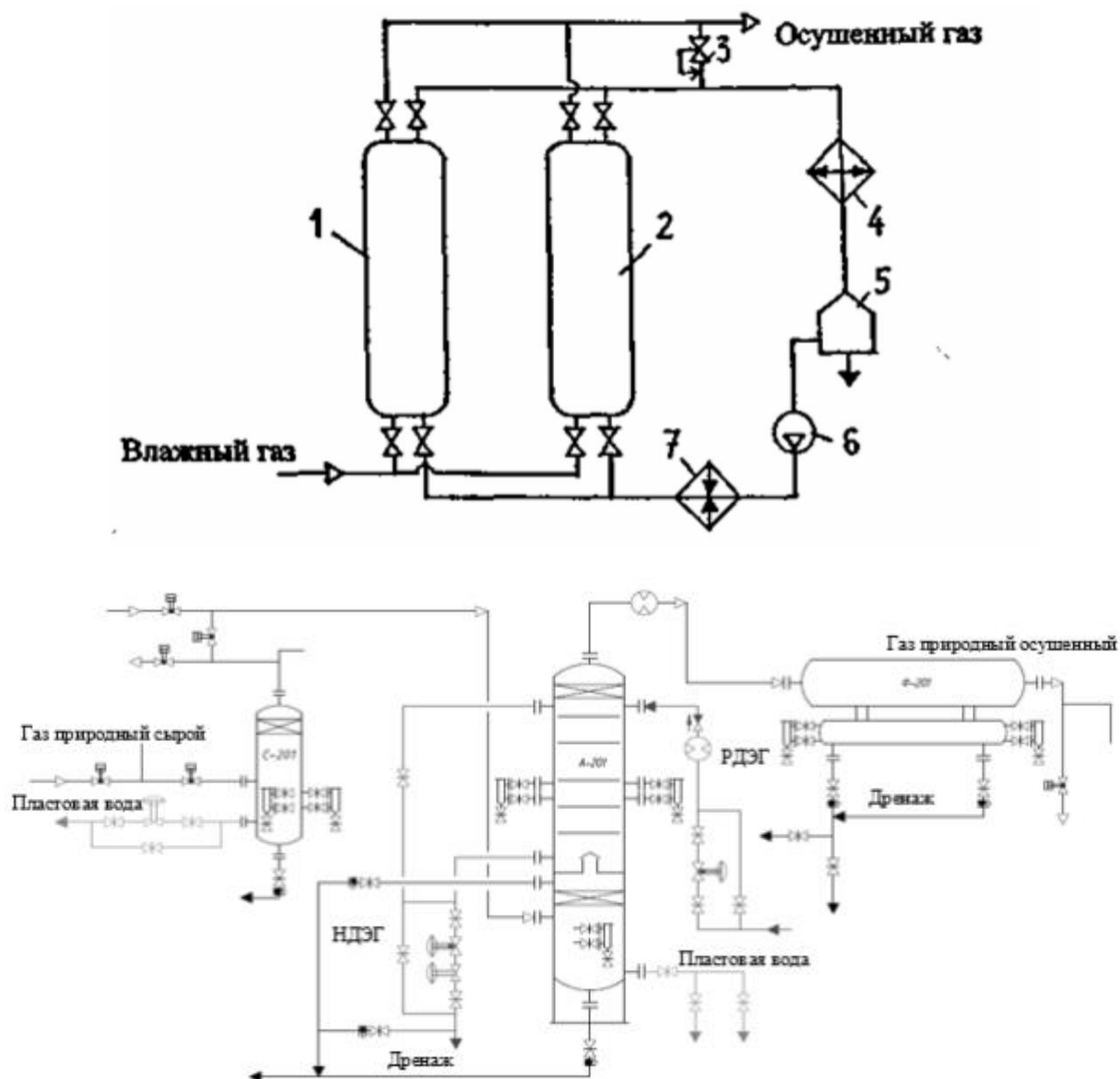


Рисунок 6 – Схема осушки газа методом адсорбции,

1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа «после себя»; 4 – холодильник;
5 – емкость; 6 – газодувка; 7 – подогреватель газа [10].

Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу-вверх через слой адсорбента – твердого вещества, поглощающего пары воды и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12 – 16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается

сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180 – 200°C. Далее он подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т.д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6 –7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.

1.4 Анализ геолого-промысловых показателей разработки Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения

В геологическом разрезе Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения принимают участие палеозойские и мезозой – кайнозойские отложения. Палеозойские отложения являются фундаментом, а мезозой – кайнозойские осадочным чехлом. Мощность чехла достигает 2700 м [11].

Юрские, палеогеновые, неогеновые, меловые и четвертичные отложения входят в состав комплекса осадочных образований. Все эти отложения залегают несогласно на размытой поверхности фундамента, который сложен дислоцированными частично мезозойскими, палеозойскими и докембрийскими образованиями [8].

Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями васюганской свиты верхней юры и куломзинской свиты нижнего мела. Основными продуктивными пластами являются пласт Ю₁ и Б₁₀, кроме того газоконденсатные залежи наблюдаются в пласте Б₁₉ (рисунок 7).

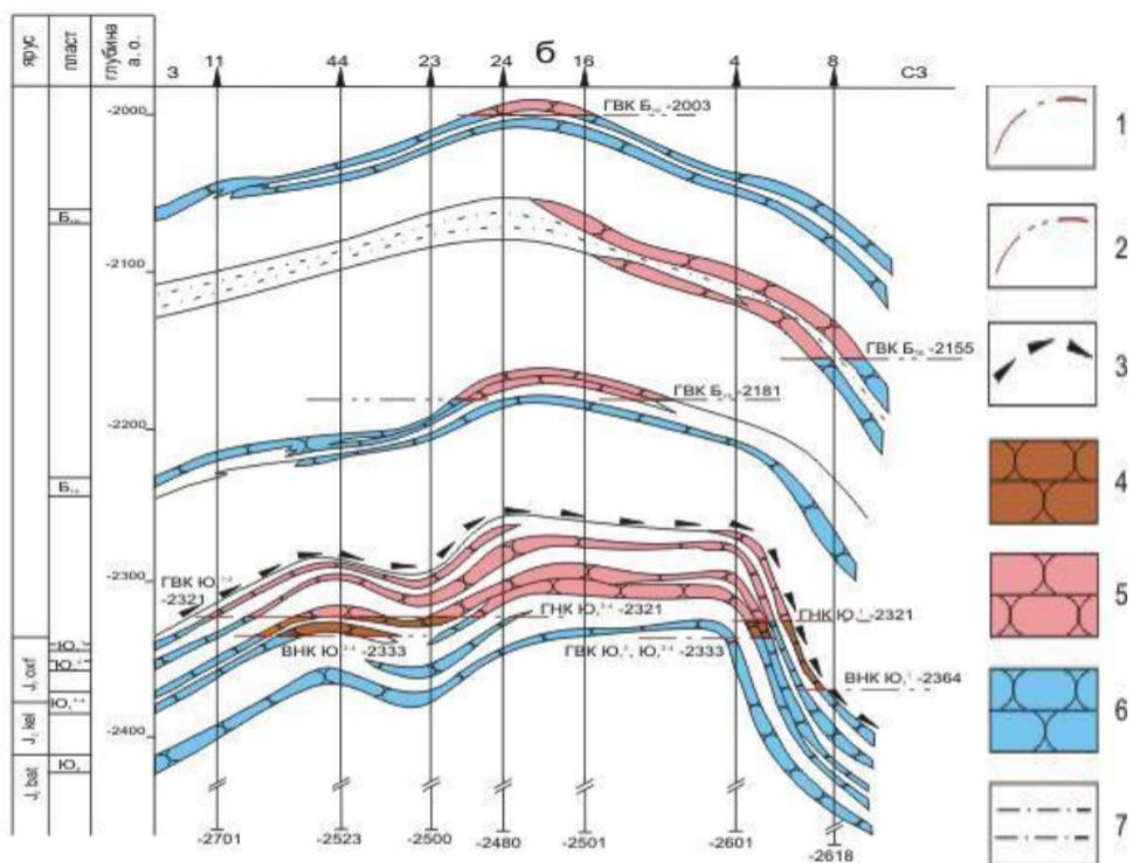


Рисунок 7 – Геологический разрез Мыльдзинского нефтегазоконденсатного месторождения

Условные обозначения: 1 – водонефтяной и газонефтяной контакты пластов Ю₁¹, Ю₁³⁻⁴, 2 – газовой контакт пласта Ю₁¹, 3 – подошва баженовской свиты, 4 – песчаник нефтенасыщенный, 5 – песчаник газонасыщенный, 6 – песчаник водонсыщенный, 7 – алевролиты – глинистые породы

Для палеозойских отложений характерны трещины, выполненные белым кальцитом. В разрезе восточной части встречены эффузивные диабазы светло – зеленые хлоритизированные, черные мелкозернистые и долериты среднезернистые. Встречается также брекчированная кремнисто – карбонатная слоистая порода. Вскрытая мощность палеозойских отложений – до 63 метров.

На размытой поверхности доюрских образований со стратиграфическим угловым несогласием залегают отложения более позднего возраста, к которым приурочены основные нефтяные залежи.

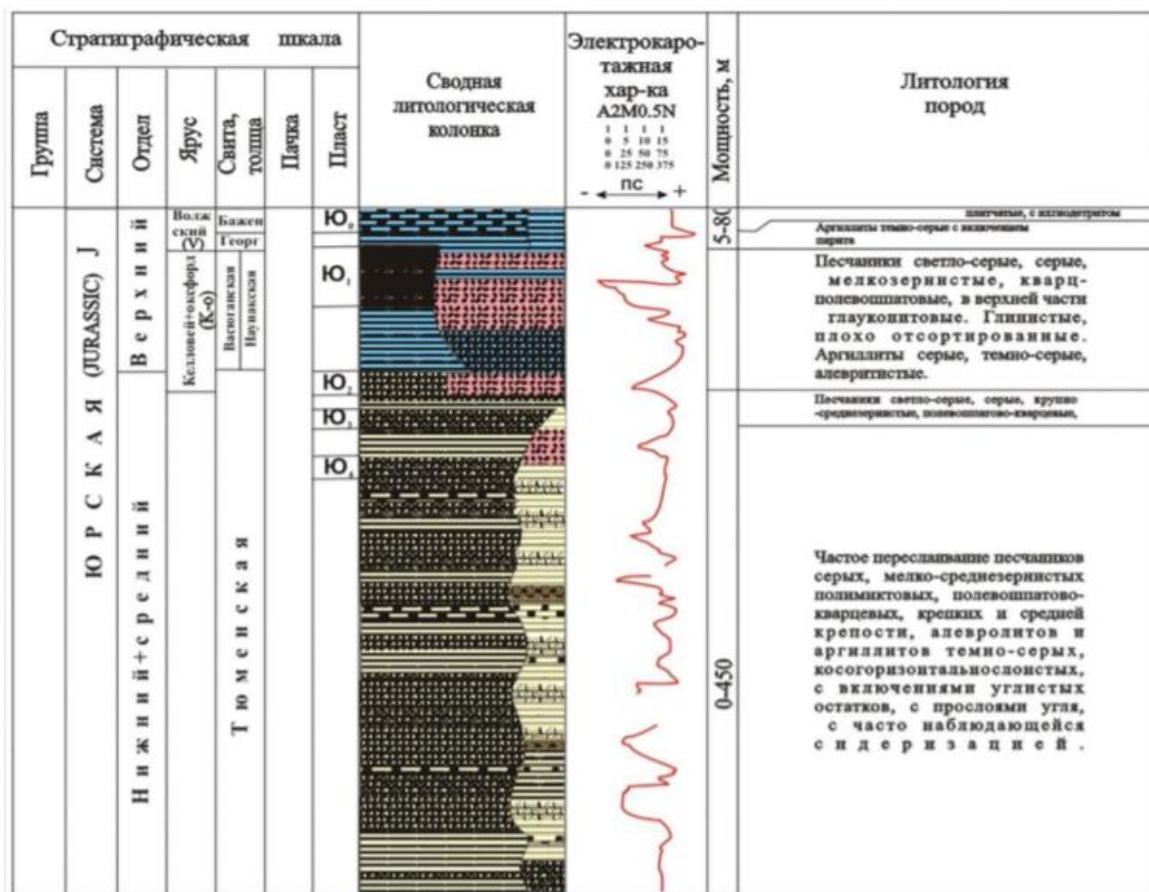
Юрская система в соответствии с региональной стратиграфической шкалой представлена средним и верхним отделами, которые объединяют васюганскую (наунакскую), георгиевскую, тюменскую и баженовскую свиты. Средний отдел юрской системы представлен тюменской свитой [9].

Тюменская свита сложена континентальными отложениями. Свита сложена чередующимися серыми и темно – серыми аргиллитами с прослойками и линзами угля, алевролитов серых, глинистых и песчанистых, песчаников серых, мелкозернистых, часто алевролитистых. Средняя мощность тюменской свиты – 150м.

Васюганская свита подразделена на горизонт Ю₁, нижневасюганскую подсвиту и горизонт Ю₂. В свой состав включает прибрежно – морские осадки и мелководно – морские келовей – оксвордовского возраста.

В основании горизонта Ю₂ угленосная пачка У₂, которая характеризует трансгрессивный этап расширения морского бассейна в келловее. Угленосная пачка У₂ является хорошим репером горизонта в пределах месторождения.

По составу пласт неоднороден. Он может быть представлен двумя обособленными песчаными пропластками (Ю₂¹ и Ю₂²) или одним из них (рисунок 8) [12].



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

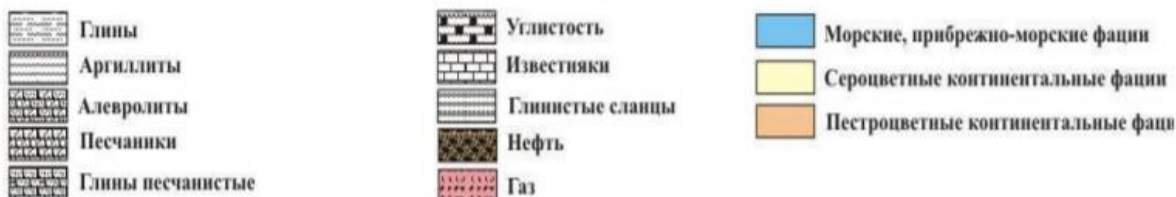


Рисунок 8 –Литолого – стратиграфический разрез участка юрской системы Томской области

Компонентный состав газа

Компонентные составы газа сепарации, газа дегазации, стабильного конденсата, сырого конденсата, пластового газа пластов Ю-1, Б-10 МНГКМ представлены в таблицах 4 и 5 соответственно.

Таблица 4 - Пласт Ю-1 Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения

Компоненты	газ сепарации		газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль
С1	89,45	894,53	35,56	2,27	0,02	0,00	17,66	2,27	88,54	896,79
С2	2,98	29,80	11,70	0,42	0,03	0,00	3,31	0,43	2,98	30,23
С3	2,00	20,00	13,42	0,50	1,19	0,11	4,61	0,60	2,03	20,60
изо-С4	0,56	5,55	3,68	0,14	2,16	0,20	2,57	0,34	0,58	5,89
н-С4	0,67	6,73	4,18	0,16	5,07	0,48	4,78	0,64	0,73	7,37
изо-С5	0,25	2,48	1,31	0,05	6,59	0,64	5,06	0,69	0,31	3,17
н-С5	0,20	2,03	0,88	0,03	7,75	0,75	5,77	0,79	0,28	2,81
С6	0,20	1,98	0,62	0,02	15,08	1,44	10,98	1,47	0,34	3,44
С7+	0,00	0,00	0,00	0,00	62,11	5,60	44,79	5,60	0,55	5,60
Азот	3,00	29,95	0,47	0,02	0,00	0,00	0,13	0,02	2,96	29,97
СО2	0,70	6,98	1,19	0,04	0,00	0,00	0,34	0,04	0,69	7,02
Всего	100,00	1000,0	100,0	3,65	100,00	9,24	100,00	12,89	100,00	1012,89
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе						0,987276				
Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе						0,985174				
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе						1,002139				

Таблица 5 - Пласт Б-10 Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения [24].

Компоненты	газ сепарации		газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль
С1	88,13	881,33	54,82	3,99	0,00	0,00	22,67	3,99	87,00	885,32
С2	3,43	34,33	12,16	0,89	0,01	0,00	5,05	0,89	3,46	35,22
С3	2,49	24,93	17,89	1,31	1,39	0,14	8,24	1,45	2,59	26,38
изо-С4	0,73	7,27	5,62	0,41	2,83	0,29	3,99	0,70	0,78	7,97
н-С4	0,81	8,10	5,85	0,43	5,85	0,60	5,85	1,03	0,90	9,13
изо-С5	0,29	2,93	1,73	0,13	7,02	0,72	4,83	0,85	0,37	3,78
н-С5	0,23	2,33	1,00	0,07	8,03	0,83	5,12	0,90	0,32	3,23
С6	0,23	2,30	0,45	0,03	16,49	1,70	9,85	1,73	0,40	4,03
С7+	0,00	0,00	0,00	0,00	58,38	6,01	34,21	6,01	0,59	6,01
Азот	3,65	36,47	0,46	0,03	0,00	0,00	0,19	0,03	3,59	36,50
СО2	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00
Всего	100,00	1000,00	100,00	7,29	100,00	10,29	100,00	17,58	100,00	1017,58
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе						0,982724				
Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе						0,983237				
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе						0,999479				

Запасы газа и газового конденсата

По результатам бурения 32 скважин ГКЗ СССР (протокол №5362 от 23.02.1968г.) подсчитывали запасы газа и конденсата по меловым отложениям (пласты Б₈, Б₁₀ и Б₁₆₋₂₀) и по юрским (горизонты Ю₁ и Ю₂). В результате подсчета утвержденные начальные запасы газа и конденсата категории В+С₁ составили 91567 млн. м³ и 9543/6946 тыс. т., а по категории С₂ в размере 7596 млн. м³ и 891/552 тыс. т [24].

После проведения подсчетов запасов по пробуренным скважинам, для уточнения геологического строения месторождения было пробурено еще 12 дополнительно. В результате чего, была обнаружена нефтяная оторочка в пластах Ю₁ и Ю₂. Запасы нефти категории С₁ учтены в количестве 10960/3170 тыс. т.

В 1995 – 1996 гг. состоялось проведение детальной корреляции разреза верхнеюрских отложений институтом ТомскНИПИнефть, целью которого являлось выделение пластов в горизонте Ю₁ и Ю₂. В результате чего, в объеме первого юрского горизонта были выделены пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, а в объеме второго Ю₂¹, Ю₂² соответственно.

После выделения пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴ и Ю₂¹, Ю₂² стало возможным проводить определение запасов газа и конденсата дифференцированно, используя зависимости, построенные по керновым данным для горизонта Ю₁₋₂. Определяя при этом пористость и газонасыщенность взвешиванием по толщине.

При проведении повторного пересчета количество уточненных геологических запасов категории В+С₁ составило 82631 млн. м³ и 8613 тыс. т, а категории С₂ – 7940 млн. м³ и 861 тыс. т. Что в свою очередь отличалось от начально подсчитанных запасов, по категории В+С₁ уменьшение запасов газа и конденсата произошло на 8936 млн. м³ и 930 тыс. т. соответственно, изменение составило почти 10% от начального. Запасы категории С₂ при повторном подсчете понесли незначительные изменения.

На изменение геологических запасов газа после пересчета повлияли следующие факторы: уменьшение объема газонасыщенных пород; уменьшение газонасыщенной толщины; применение дифференцированного подсчета запасов; перевод некоторой части запасов из категории В+С₁ в категорию С₂.

Большая часть запасов газа по категории В+С₁ приурочена к горизонту Ю₁ и численно составляет 65702 млн. м³ или 79,5 % от общих запасов. За горизонтом Ю₁ по количеству запасов газа следуют пласты Б₁₀, Ю₂¹ – Ю₂¹, Б₁₆₋₂₀ и Б₈ с численным значением запасов соответственно 10206, 4917, 1070 и 736 млн м³.

По категории С₂ ровно половина от общих геологических запасов приходится на пласты Ю₂¹ и Ю₂² – 3970 млн. м³. Остальная часть запасов распределена между пластами Б₁₀ и Б₈ и численно составляет 2861 млн. м³ и 1109 млн. м³ соответственно. Пересчитанные геологические запасы представлены в таблице 6. [24].

Таблица 6 - Геологические запасы

Пласт/горизонт	Уточненные геологические запасы газа, млн. м		Уточненные геологические запасы стабильного конденсата, тыс. т	
	В + С ₁	С ₂	В + С ₁	С ₂
Ю ₂ ¹ – Ю ₂ ²	4917	3970	540	200
Ю ₁	65702	-	6669	-
Б ₁₆₋₂₀	1070	-	109	-
Б ₁₀	10206	2861	1220	648
Б ₈	736	1109	75	113
Итого по м/ю	82631	7940	8613	861

2 УСТАРЕВШАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ПРИМЕНЯЕМАЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

УКПГ Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения предназначена для сбора и подготовки природного газа Мыльджинского НГКМ, попутного нефтяного газа Казанского НГКМ и Северо-Останинского НГКМ, Северо-Васюганского ГКМ до соответствия требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» с дальнейшей его подочей в магистральный газопровод «Мыльджино-Вертикос» [24].

В состав УКПГ входят следующие объекты технологического назначения и инженерного обеспечения.

Объекты основного технологического назначения:

1. Узел входа шлейфов – подключены газопроводы кустов газовых скважин МГКМ
2. Пробкоуловитель Казанского НГКМ (КГС/С-1, 2).
3. Пробкоуловитель Северо-Васюганского ГКМ (СВГС/С-1).
4. Дожимная компрессорная станция (далее ДКС).
5. Три модуля подготовки газа (далее МПГ): МПГ №1, МПГ №2, МПГ №3, максимальная производительность каждого МПГ по сырому газу составляет 1,8 млрд. нм³/год.
6. Две очереди Установки дезтанизации и стабилизации конденсата (УДСК-1 и УДСК-2), производительность каждой очереди УДСК по сырью составляет 236 тыс.т/год.
7. Установка закачки широкой фракции легких углеводородов (далее ШФЛУ) в газопровод и газонаполнительный пункт (далее ГНП) для отгрузки смеси пропана-бутана технического (далее СПБТ).
8. Узел коммерческого учета газа (УКУГ).
9. Узел редуцирования и замера газа на собственные нужды.

10. Система факельного хозяйства.
11. Колонна отдувки метанола (К-1).

Объекты вспомогательного технологического назначения:

1. Базисный склад метанола (БСМ)
2. Расходный склад метанола (РСМ).
3. Установка смешения, травления и распределения метанола с блоком выветривания газа (УСТРМ).

4. Узел закачки очищенных стоков в пласт (далее УЗОС)

5. Азотно-воздушная компрессорная станция (АВКС). Объекты инженерного обеспечения:

1. Служебно-эксплуатационный блок (СЭБ).
2. Служебно-эксплуатационный ремонтный блок (СЭРБ).
3. Насосная пожаротушения.
4. Узел закачки отходов в скважину (УЗОС).
5. Электрощитовые и щитовые КИПиА.

Подготовка газа на установке производится методом низкотемпературной сепарации в трех модулях подготовки газа, расположенных параллельно. Каждый из трех модулей может работать автономно и включает: сепараторы первой, второй и третьей ступени сепарации, С-1, С-2 и С-3 соответственно; разделители жидкости РЖ-1, РЖ-2, теплообменники «газ - газ» Т-1 и Т-2, теплообменники «конденсат-конденсат» ТР-1, ТР-2. Данной технологической схемой УКПГ предусмотрено, что каждый из трех МПГ может находиться как рабочем, так и в резервном режиме.

Основной процент отделения (75 %) капельной, жидкой фазы и механических примесей из сырого газа, поступающего от кустов скважин, осуществляется в сепараторах 1-й и 2-й ступени. При том, что более половины жидкости отделяется в сепараторах первой ступени С-1.

Осушка газа до необходимой точки росы по углеводородам и влаге происходит за счет понижения температуры газа, получаемого при изменении

температуры газа за счет дросселирования (с использованием клапана Джоуля-Томсона) на клапанах КР-3, установленных перед сепараторами третьей ступени, а также дросселирования на эжекторах ЭЖ-1, ЭЖ-2 и рекуперации холода в теплообменниках Т-1, Т-2.

Получившаяся в результате этого процесса товарная продукция УКПГ – сухой отбензиненный газ подаётся в систему магистральных газопроводов ООО «Газпром Трансгаз Томск».

Из сепаратора С-1 жидкость направляется в разделитель РЖ-1, где разделяется на три фазы: газ, конденсат и метанольную воду. Из РЖ-1 газ подается на осушку в С-3, конденсат поступает в разделитель жидкости РЖ-2.

Из разделителя жидкости РЖ-1 метанольная вода через выветриватель газа ВГ-1/1 поступает в промливлевые емкости ЕП-1,2. Из подземных емкостей промышленные стоки насосами НЛ-1,2 откачиваются на очистные сооружения, и далее поступают в узел закачки очищенных стоков (далее – промстоков), где происходит закачка в две поглощающие скважины 1, 2бис куста скважин №4.

Жидкость из сепараторов 2-й и 3-й ступени сепарации, подогревается проходя через теплообменник ТР-2, затем поступает в трёхфазный разделитель жидкости РЖ-2, далее газ направляется в эжектор ЭЖ-1. Метанольная вода, отделившаяся в РЖ-2 через выветриватель газа ВГ-1/2 подается на колонну отдувки метанола К-1, насосами Н-1/1,2,3, или направляется в промливневую канализацию и далее на очистные сооружения.

Из РЖ-2 нестабильный конденсат направляется на УСК. В случае аварии на УСК конденсат временно может собираться в аварийных емкостях Е- 8/1,2,3,4, объемом 100 м³ каждая, без остановки модулей.

На УСК нестабильный конденсат разделяется на метан-этановую фракцию (МЭФ), широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) и стабильный конденсат методом ректификации. ШФЛУ закачивается в магистральный газопровод, либо одорируется и в качестве смеси пропана-

бутана технического отгружается на газонаполнительном пункте.

Для предотвращения гидратообразования при снижении температуры газожидкостной смеси перед теплообменниками, эжекторами и дросселирующими клапанами в поток сырого газа предусмотрен впрыск метанола. Для оборотного снабжения УКПГ метанолом, предусмотрена колонна отдувки метанола К-1, за счет неё возможно повторное использование метанола и, как следствие, уменьшение использования свежего метанола.

Для того, чтобы создать запас метанола, который необходим для вывода скважин на режим эксплуатации и для постоянной подачи метанола на установку комплексной подготовки газа, имеется Базисный склад метанола (далее БСМ) [24].

Для сброса жидкости во время технологического процесса существует подземная дренажная емкость Е-1.

Питание контрольно-измерительных приборов осуществляется сжатым воздухом от азотно-воздушной компрессорной станции с блоком осушки воздуха до точки росы по влаге $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

На установке предусмотрено централизованное управление технологическим процессом, которое производится из центральной операторной.

Сбор продукции с кустов скважин осуществляется по коллекторно-лучевой схеме, которая включает семь самостоятельных коллекторов, по ним газожидкостная смесь от кустов скважин поступает на УКПГ.

От кустов скважин природный газ по индивидуальным газопроводам-шлейфам поступает на УВШ где распределяется на три МПГ.

В связи с требованиями к качеству газа, который подготавливается на УКПГ и закачивается в газопровод, и с учетом погодных условий в данной местности на УКПГ осуществляется наиболее эффективный метод подготовки товарной продукции – низкотемпературная сепарация (НТС). Целесообразность данного метода подготовки газа обуславливается режимами работы газовых скважин (поддержание достаточно высоких устьевых

давлений). Подключение скважин к УКПГ – коллекторно-лучевое и выполнено с учётом баланса расходов газа по МПГ [24].

Узлы входа шлейфов предназначены для подключения шлейфов от кустов скважин, возможности различных вариантов распределения скважинной продукции МГКМ, СВГКМ, попутного нефтяного газа КНГКМ, распределение газовых потоков по трем МПГ, сброса газа на факел при аварийной ситуации на УКПГ, распределения ингибитора гидратообразования (метанол) по кустам газовых скважин и оперативного технологического учета продукции скважин, поступающей на УКПГ по трубопроводам (шлейфам).

Пробкоуловитель Казанского НГКМ (далее КГС) представляет собой две горизонтальные емкости, расположенные одна над другой (объем каждой 25м³) и предназначен для залпового приема жидкости из газопровода СОНГКМ-МНГКМ, а также для первичного отделения жидкости из потока газа, поступающего от КНГКМ и СОНГКМ. Отделившаяся жидкая фаза отводится в разделители жидкости РЖ-1/1,2,3. Отсепарированный газ из верхней ступени С-1 КГС поступает в общий поток сырого газа от УВШ.

Пробкоуловитель Северо-Васюганского ГКМ (далее СВГС) предназначен для залпового приема жидкости из газопровода СВГКМ-МГКМ, а также для первичного отделения жидкости из потока газа, поступающего от Северо-Васюганского ГКМ.

Продукция скважин СВГКМ поступает по трубопроводу в первичный, залповый газосепаратор С-1 СВГС, где происходит предварительное отделение капельной жидкости. Отсепарированный газ после пробкоуловителя поступает в поток газожидкостной смеси на узел входа шлейфов, для распределения по действующим технологическим модулям. Жидкая фаза, отделившаяся в сепараторе, выводится в линию выхода жидкости КГС или в линию пластовой жидкости от дожимной компрессорной станции.

Продукция скважин Мыльджинского месторождения, отсепарированный газ от Северо-Васюганского и Казанского пробкоуловителей и сырой газ с

УВШ поступают в сепаратор С-1.

В сепараторе С-1, происходит отделение из сырого газа капельной жидкости и механических примесей. Жидкая фаза, которая отделяется за счет завихрения потока и гравитационных сил, состоящая из конденсата газового, метанольной воды и имеющая долю механических примесей поступает в разделитель жидкости РЖ-1.

Газ частично отсепарированный из сепаратора С-1, поступает в трубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3, где происходит его нагрев обратным потоком компримированного газа от ДКС, который проходит по межтрубному пространству. Далее поток газа поступает на ДКС для его компремирования.

После чего охлажденный газ разделяется на два потока. Один поток поступает на вход в колонны отдувки метанола К-1, К-2. В колоннах происходит орошение потока газа метанольной водой за счет чего газ насыщается метанолом, а в метанольной воде снижается концентрация метанола, что необходимо для дальнейшей безопасной утилизации воды. Второй поток направляется в межтрубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3 где охлаждается прямым потоком газа из сепаратора С-1. Также, имеется возможность подачи всего потока газа по байпасной линии минуя колонны К-1,2.

Далее газ поступает в трубное пространство «газ-газ» Т-1, где происходит его охлаждение сухим газом из сепаратора С-3.

Прямой поток газа, который охладился в теплообменнике Т-1 направляется в сепаратор второй ступени С-2, сепаратор представляет собой вертикальный сосуд с устройством тангенциального ввода, как и в С-1, наверху которого находится тарелка с сепарационными элементами и сливными желобами в кубовую часть сепаратора, необходимых для более глубокого извлечения сконденсировавшейся в теплообменнике Т-1 за счет охлаждения влаги [24].

Жидкость из С-2 выводятся в разделитель жидкости РЖ-2, через

теплообменник ТР -2. Осушенный от капельной жидкости газ из С-2 поступает в трубное пространство теплообменника Т-2, где охлаждается обратным потоком холодного осушенного газа.

Охлажденный поток газа поступает на дросселирующий клапан КР-3, на котором охлаждается за счет эффекта Джоуля-Томсона после чего направляется в сепаратор третьей ступени С-3. Перед клапаном КР-3 часть потока отбирается и поступает в качестве активного потока на два эжектора ЭЖ-1 и ЭЖ-2 для утилизации ННГ от УСК- 1,2 и газа дегазации из разделителя жидкости РЖ-2.

Газ дегазации, выделяющийся из нестабильного конденсата, из разделителя жидкости РЖ-2 направляется струйный эжектор ЭЖ-1 в поток пассивного газа, а газ дегазации от УСК-1,2 в струйный эжектор ЭЖ-2.

Газ активного и пассивного потоков от эжекторов ЭЖ-1,2 объединяется в один поток и подается на вход низкотемпературного сепаратора С-3, объединяясь с основным потоком газа после КР-3. Отсепарированная жидкость (газовый конденсат, метанольная вода), подогревается в теплообменнике обратным потоком стабильного конденсата от УСК или горячей водой от котельной и подается в разделитель РЖ – 2.

После осушки в С-3 газ поступает в межтрубное пространство теплообменника Т-2, где нагревается прямым потоком сырого газа.

Нагретый газовый поток из теплообменника Т-2 поступает в межтрубное пространство теплообменника Т-1, где нагревается прямым потоком сырого газа.

Осушенный природный газ направляется в магистральный газопровод «Мыльджино-Вертикос» через одну из замерных ниток УКУГ [24].

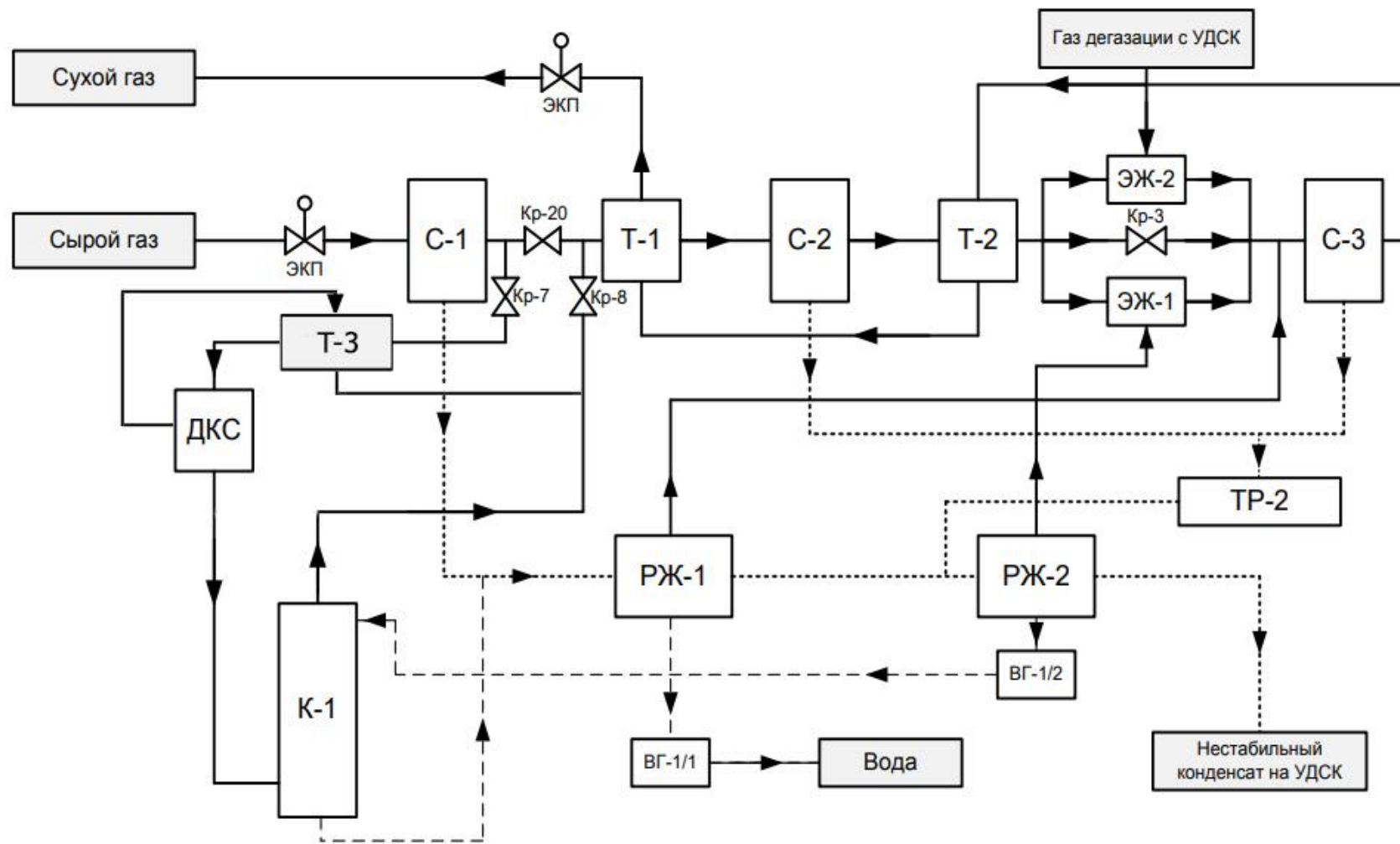


Рисунок 9 – Устаревшая схема технологического модуля подготовки газа

3 УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ПРИМЕНЯЕМАЯ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Технология применения турбодетандерного агрегата в газовой отрасли

Турбодетандер

Турбодетандеры за последние 20 лет стали очень востребованными. Их востребованность связана с высокой эффективностью работы в технологических циклах, в качестве агрегата, понижающего температуру (энтальпию) газа [22].

Данный агрегат состоит из радиальной центростремительной турбины, соединенной при помощи жесткого вала с центробежным компрессором. Скорость вращения вала варьируется в зависимости от размера установок. Чем больше размер установок, тем меньше оборотов в минуту совершает вал.

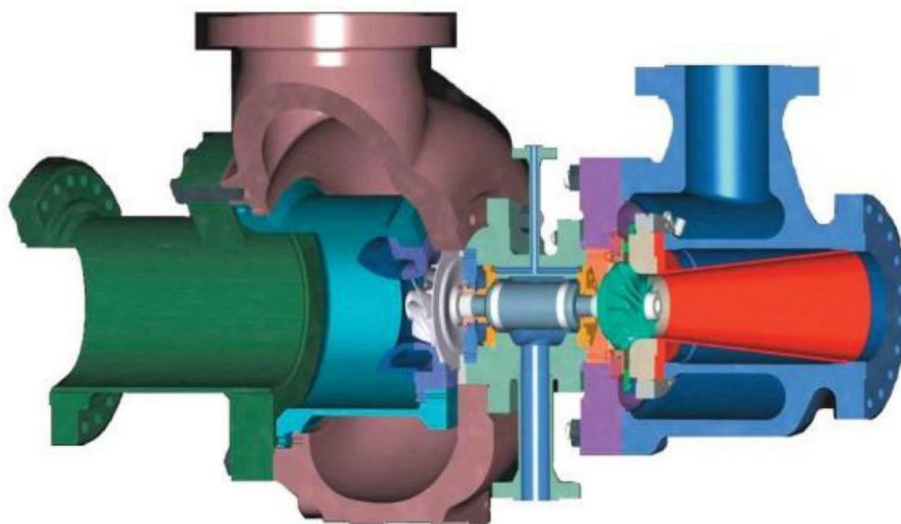


Рисунок 10 – Общий вид детандера–компрессора

Работа турбодетандера–компрессора основана на извлечении энергии из газового потока, в результате чего, газ совершает работу и тем самым охлаждается. Именно охлаждающий эффект является главной причиной применения турбодетандера.

Процесс охлаждения происходит в результате того, что на рабочем колесе турбодетандера происходит расширение газа. Жесткий вал служит для передачи энергии от рабочего колеса детандера, вырабатываемой в ходе расширения газа, на рабочее колесо компрессора, с дальнейшей утилизацией в технологии.

Ступень турбодетандера и ступень турбокомпрессора являются основными узлами детандер–компрессора.

Принцип работы ступени турбодетандера заключается в том, что газ равномерно подводится через входное устройство к каналам направляющего аппарата. В направляющем аппарате происходит частичное преобразование потенциальной энергии давления в кинетическую энергию ускоренного потока. Покидая направляющий аппарат, газ обладает скоростью близкой к скорости звука, после чего поступает в рабочее колесо. В котором, происходит преобразование оставшейся части потенциальной энергии и кинетической энергии потока в работу, отводящейся через вал в ступень турбокомпрессора. После совершения работы газ охлаждается и, обладая низким давлением и малой скоростью, поступает в выходной диффузор, а из него уже к потребителю.

Процесс течения газа в ступени турбодетандера близок к изоэнтальпийному. Поэтому, он значительно эффективнее изоэнтальпийного процесса дросселирования [22].

Принцип работы ступени турбокомпрессора заключается в том, что газ равномерно подводится входным конфузором к каналам рабочего колеса, тем самым немного ускоряясь. Работа, подведенная от детандера к рабочему колесу, преобразуется частично в потенциальную энергию давления и кинетическую энергию потока. Покидая рабочее колесо, газ обладает скоростью близкой к скорости звука, после чего поступает в диффузор для полного преобразования кинетической энергии в потенциальную энергию давления. Далее сжатый горячий газ собирается за диффузором в выходной камере, для дальнейшего направления с малой скоростью к потребителю.

В последнее время в газовой отрасли технологические схемы низкотемпературной сепарации с применением ТДА получили широкое распространение. Отечественные нефтегазовые компании активно внедряют ТДА в промышленные технологические схемы подготовки газа. Востребованность турбодетандерных установок обусловлена уникальностью технологии расширения газа, которая позволяет достигать более низких температур по сравнению с эжекторной или дроссельной технологиями, при одинаковом перепаде давления.

В данной технологии, в качестве холодопроизводящего процесса, происходит расширение газа близко к изоэнтروпийному. При дросселировании происходит изоэнтальпийное расширение газа, большая часть энергии газа при расширении переходит в теплоту. При изоэнтропийном расширении КПД процесса составляет более 80%, только 15–20% работы переходит в теплоту.

Существует два способа подключения турбодетандерных агрегатов на УКПГ:

«компрессор–детандер» («К–Д») или «детандер–компрессор» («Д–К»). В холодный период возможно отключение ТДА от технологической схемы подготовки газа, НТС может осуществляться при помощи дросселя и эжектора.

Последовательное применение процессов компримирования и детандирования в технологической схеме НТС (подключение ТДА способами «К–Д» или «Д–К») позволяет оказывать существенное влияние на параметры низкотемпературной сепарации, тем самым увеличивая выход товарной продукции. Перечисленные два способа подключения ТДА фактически обеспечивают температуру НТС в пределах от минус 35°С до минус 30°С, однако при увеличении перепада давления температуры НТС могут достигать до минус 50°С. [22].

Существует различие между способами подключения ТДА. При подключении способом «К–Д» устанавливается постоянная температура НТС

около минус 35 °С в холодный и теплый период.

Подключение способом «Д–К» позволяет значительно использовать холод окружающей среды, за счет этого в холодный период температура НТС может достигать до минус 50 °С. Однако в теплое время, подключение данным способом позволяет достигать температуры не ниже минус 25 °С.

Второй способ подключения активно используется на УКПГ месторождений Крайнего Севера, на которых холодный период времени длится большую часть года, что позволяет постоянно использовать холод окружающей среды.

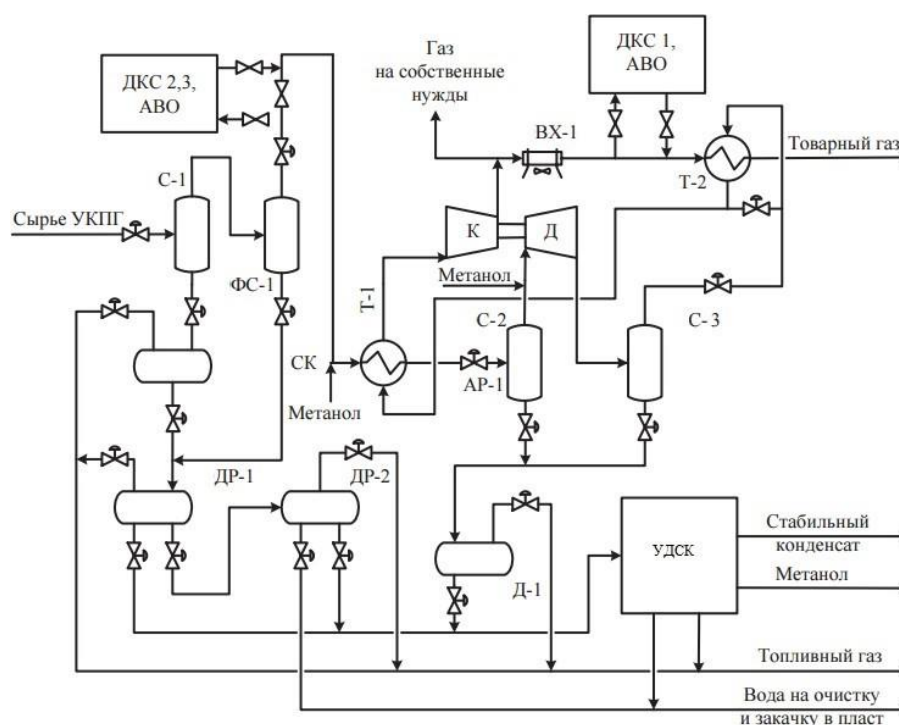


Рисунок 11 – Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «Д–К»

Условные обозначения: ТД–1 – турбодетандерный агрегат; С–1, С–2, С–3 – сепараторы; Д–1– дегазатор; ДР–1, ДР–2 – дегазаторы–разделители; ФХ–1 – воздушный холодильник; ФС–1 – фильтр–сепаратор; Т–1, Т–2 – теплообменники; УДСК – установка деэтанализации и стабилизации конденсата; АР–1– арматурный узел.

В представленной выше технологической схеме происходит трехступенчатая НТС. Данная схема предполагает охлаждение газа в следующих местах: на узле входных ниток, при переходе газожидкостной

смеси из трубопровода с большим давлением в трубопровод с меньшим; в рекуперативном теплообменнике «газ–газ» Т-1; в турбодетандере ТДА. В конце технологического цикла газ компримируется в компрессоре ТДА, после чего охлаждается в воздушном холодильнике ВХ –1, дожимается на ДКС – 1, охлаждается в рекуперативном теплообменнике Т – 2 и отправляется к потребителю.

Важно понимать, что перед входом в компрессор, газ расширяется в турбине, после чего проходит низкотемпературный сепаратор и теплообменник. Это происходит для того, чтобы уменьшить давление и повысить температуру газа на входе в компрессор. Изменение таким образом данных параметром позволяет обеспечить необходимый перепад давления в турбодетандерной установке, тем самым получить требуемое охлаждение газа.

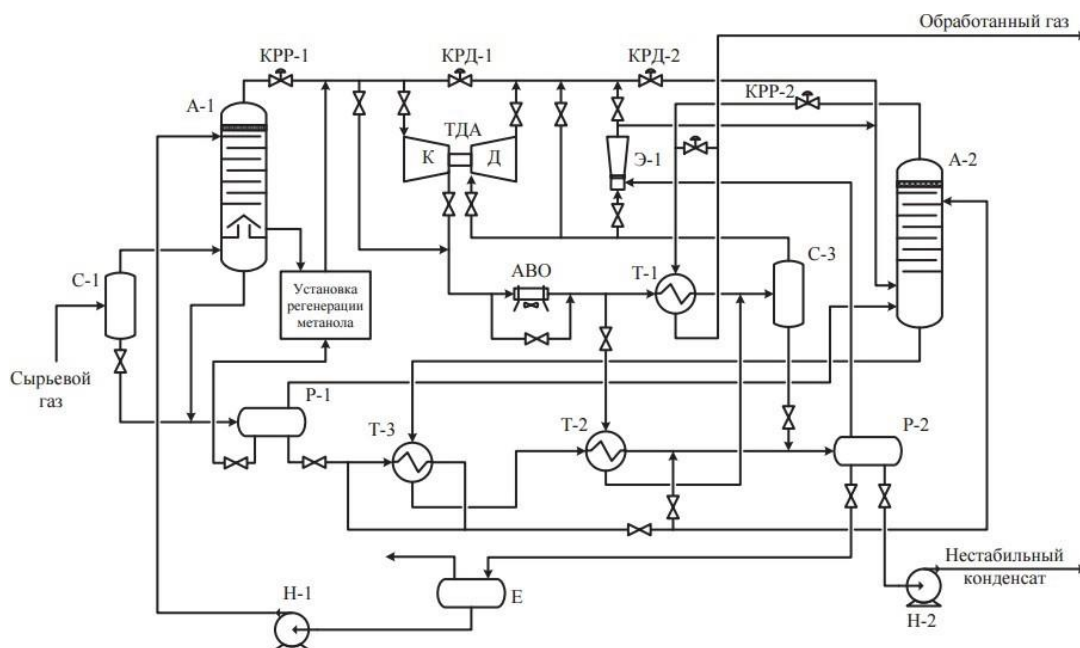


Рисунок 12 – Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «К–Д»

Условные обозначения: ТД–1 – турбодетандерный агрегат; С–1, С–3 – сепараторы; А–1 – отдувочная колонна; Р–1, Р–2 – разделители; КРР–1, КРР–2 – краны–регуляторы расхода; Т–1, Т–2, Т–3 – теплообменники; КРД–1, КРД–2 – краны–регуляторы давления; Е – емкость; А–2 – абсорбер; Н–1, Н–2 – насосы.

В данном случае газ НТС после детандирования в турбодетандере ТДА поступает в абсорбер А–2 для удаления оставшейся влаги, затем охлаждает поток попутного газа в рекуперативном теплообменнике Т–1 и поступает в магистральный газопровод

Следует отметить, что выходящий из компрессора газ для охлаждения последовательно поступает в аппарат воздушного охлаждения АВО, затем в рекуперативный теплообменник Т–1, после чего проходит низкотемпературный сепаратор С–3 и отправляется на вход в детандер. Повышение давления и уменьшение температуры газа на входе в детандер оказывают значительное влияние на параметры совместной работы детандера и компрессора.

Расширение газа при помощи ТДА (изоэнтропийное) по сравнению со схемами, использующими дросселирование (изоэнтальпийное расширение), имеет ряд преимуществ:

- 1) Возможность получения необходимой температуры газа за счет существенного снижения перепада давления.
- 2) При одинаковом перепаде давления достижение более низких температур газа.
- 3) Использование ДКС с меньшим давлением нагнетания.
- 4) Во время летнего сезона ТДА позволяет обеспечивать не только минимально низкую температуру НТС, но и отрицательную температуру газа на входе в газопровод, что является необходимым для месторождений Крайнего Севера.

На установках без ТДА охлаждение газа только при помощи АВО значительно ухудшается, что в свою очередь негативно влияет на рекуперацию холода в теплообменниках «газ–газ». В летний период подготовка газа с применением ТДА является значительно эффективней.

Однако технологии с применением ТДА в процессе НТС на УКПГ имеют ряд недостатков:

- 1) ТДА эксплуатируется в очень сложных для себя условиях. При

эксплуатации УКПГ всегда происходят расходные и термобарические изменения режима работы. Многофазный поток является обрабатываемой средой, который состоит из углеводородного газа, жидкого конденсата, антигидратного раствора (метанол), механических примесей, компрессорного масла ДКС.

2) Часто ТДА работает с повышенными нагрузками жидкости по входному потоку, по сравнению с паспортными требованиями, что в свою очередь влияет на продолжительность межремонтного периода.

3) Эксплуатация ТДА требует своевременного обслуживания, а также наличие подготовленного персонала для работы с ним [22].

4) Во время эксплуатации ТДА возникают случаи, требующие его остановки, а вместе с ним и технологической линии. Для выхода резервной линии на технологический режим необходимо примерно 30 минут, это означает, что в течение этого времени в магистральный газопровод поступает газ с повышенной точкой росы.

Таким образом, низкотемпературная подготовка газа с применением ТДА для месторождений Крайнего Севера является наиболее оптимальной, что в свою очередь подходит для рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения. На данных месторождениях необходимо одновременно обеспечивать минимально низкую температуру НТС, а также подготовленного газа, отправляемого в магистральный газопровод.

3.2 Технология, применяемая для подготовки природного газа на Мыльджинском месторождении

В состав УКПГ входят следующие объекты основного и вспомогательного технологического назначения, а также объекты инженерного обеспечения:

Объекты основного технологического назначения:

1. Узлы входа шлейфов:

— узел входа шлейфов №1 (УВШ-1) – подключены газопроводы от 10 кустов газовых скважин МНГКМ.

— узел входа шлейфов №2 (УВШ-2) – подключены газопроводы от 3 кустов газовых скважин МНГКМ, 4 кустов газовых скважин СВГКМ.

2. блок распределения метанола по кустам скважин (БДИ-1).

3. Пробкоуловитель Казанского НГКМ (КГС/С-1, 2).

4. Пробкоуловитель Северо-Васюганского ГКМ (СВГС/С-1).

5. Три модуля подготовки газа: МПГ №1, МПГ №2, МПГ №3, максимальная производительность каждого МПГ по сырому газу составляет 1,8 млрд. нм³/год.

6. Блок охлаждения газа с турбодетандер-компрессорным агрегатом.

7. Теплообменник «газ-газ» Т-3.

8. Дожимная компрессорная станция (далее ДКС).

9. Блочная компрессорная станция низконапорных газов (БКС ННГ).

10. Узел коммерческого учета газа (УКУГ).

11. Узел редуцирования и замера газа на собственные нужды

12. Установка деэтанзации и стабилизации конденсата (две очереди – далее УДСК-1 и УДСК-2), производительность каждой очереди УДСК по сырью составляет 236 тыс.т/год.

13. Установка закачки широкой фракции легких углеводородов (далее ШФЛУ) в газопровод

14. Газонаполнительный пункт (далее ГНП) для отгрузки смеси пропана-бутана технического (далее СПБТ).

15. Аварийные технологические емкости конденсата.

16. Факельные системы

— площадки цеховых сепараторов факельной системы (одна для МПГ №1, вторая – для МПГ №2,3)

— установка факельного сепаратора высокого давления.

— установка факельного сепаратора низкого давления.

— блок подготовки горючей смеси.

— факельные установки (стволы факела) высокого давления и низкого давления.

17. Колонны отдувки метанола (К-1 и К-2).

Объекты вспомогательного технологического назначения:

1. Базисный склад метанола (далее БСМ)
2. Расходный склад метанола (РСМ).
3. Установка смешения, травления и распределения метанола с блоком выветривания газа (УСТРМ).
4. Узел закачки очищенных стоков в пласт (далее УЗОС)
5. Воздушная компрессорная.
6. Азотно-воздушная компрессорная станция (АВКС).
7. Воздушно-компрессорная станция ВК-3.

Объекты инженерного обеспечения:

1. Служебно-эксплуатационный блок (СЭБ).
2. Служебно-эксплуатационный ремонтный блок (СЭРБ).
3. Насосная пожаротушения.
4. Резервуары запаса воды.
5. Пожарные гидранты.
6. Очистные сооружения производственно-дождевых стоков.
7. Трансформаторные подстанции.
8. Электрощитовые и щитовые КИПиА.
9. Контрольно-пропускной пункт.

Система сбора природного газа от скважин до УКПГ

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

Куст скважин – это горизонтальная площадка, на которой размещены: газовые скважины, оборудованные фонтанной арматурой (АФТ), эстакада технологических трубопроводов, узел для проведения замеров дебитов и газоконденсатных исследований скважин, средства контроля и автоматизации (в блок-боксе КА), связи, электрохимзащиты [24].

Применяемая фонтанная арматура герметизирует три колонны (324×245×168 мм) и имеет два боковых отвода. Тип фонтанной арматуры – АФ-12 3/4” × 9 5/8” × 6 5/8” × 4 5000 (3000) Psi фирмы DKG-EAST, которая оснащена ручными задвижками, регулируемым штуцером фонтанная арматура АФ-2 65х35 ХЛ производства ОАО «Корвет».

Продукция добывающих скважин по НКТ поступает в верхний боковой отвод фонтанной арматуры, проходит через регулируемый дроссель Др-1 и по теплоизолированным трубопроводам Ду100 (от вертикальных и наклонных скважин) и Ду150 (от горизонтальных скважин) подается на распределительную гребенку куста скважин, позволяющую:

- 1) объединить потоки всех скважин куста;
- 2) направить поток любой скважины куста на узел замера дебита и газоконденсатные исследования;
- 3) производить продувку любой скважины куста на факел;
- 4) подать газ на освоение скважины после ее капитального ремонта.

Технологическое рабочее давление газа после дросселя Др-1 для разных кустов скважин не превышает 8,3 МПа, температура +5÷+39 °С.

От кустов скважин природный газ по индивидуальным газопроводам-шлейфам подземного исполнения Ду200, Ду300 (кусты № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14) поступает на УВШ №1, 2, где распределяется на три МПГ.

Для предупреждения гидратообразования в скважинах на регулирующем дросселе фонтанной арматуры и в газопроводах предусмотрен дозированный ввод метанола. Точки ввода:

- 1) затрубное пространство скважин - давлением до 16 МПа;
- 2) в рабочую линию скважины – до дросселя фонтанной арматуры – давлением до 16МПа;
- 3) в газопровод-шлейф на выходе от куста – давлением до 14,9 МПа.

Подача метанола производится централизованно – по трубопроводной системе наземного исполнения от блока дозирования ингибитора (БДИ-1/1).

Продувка скважин производится по технологическим трубопроводам высокого давления на факельный амбар, представляющий собой обвалованный участок земли. Конструкция и размеры амбара обеспечивают локализацию пламени. На технологическом трубопроводе устанавливается диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ) для распыления жидкой фазы.

Технологической схемой обустройства кустов скважин реализована система блокировок клапанами-отсекателями и предохранительными устройствами, срабатывающими при возникновении аварийных ситуаций, а также при повышении и снижении давления в газопроводе-шлейфе.

Исходя из требований к качеству подготавливаемого газа, на УКПГ осуществляется наиболее приемлемый способ подготовки товарной продукции – низкотемпературная сепарация (НТС). Планируемые на длительный период режимы работы газовых скважин (поддержание достаточно высоких устьевых давлений) обуславливают целесообразность применения НТС для подготовки газа. Подключение скважин к УКПГ – коллекторно-лучевое и выполнено с учётом баланса расходов газа по МПГ.

Технологический модуль подготовки газа №1. Блок охлаждения газа

Продукция скважин МНГКМ, отсепарированный газ от С-1 (СВГС), С-1,2 (КГС) с узла входа шлейфов с давлением 2,5...3,5 МПа и температурой плюс 5...15 °С поступает по трубопроводу диаметром Ду300 на первую ступень сепарации в вертикальный сепаратор С-1/1 через электроприводной кран ЭКП-6 и регулирующий клапан давления КР-1/1.

В сепараторе первой ступени С-1/1, под действием сил гравитации происходит предварительное отделение из газового потока капельной жидкости и мехпримесей. Отделившаяся жидкая фаза (газовый конденсат, метанольная вода и мехпримеси) через фильтр сетчатый ФС-1/1, клапан регулятор уровня Клр-1 и клапан запорный Клз-1 отводится в разделитель жидкости РЖ-1/1 с давлением 1,7...2,0 МПа и температурой плюс 5...25 °С.

Регулирующий клапан КР-1/1 прямого действия обеспечивает стабильное давление на входе в сепаратор первой ступени С-1/1 МПГ-1. Управление и сигнализация состояния ЭКП-6 выведена на пульт в центральной операторной. Давление газожидкостной смеси до КР-1/1 и после замеряется электроконтактными манометрами ЭКМ поз. РІА М1.9 и поз. РІА М1.10 с выводом предупредительной сигнализации «min» и «max» давления в центральную операторную.

Для предотвращения гидратообразования перед КР-1/1 предусмотрена линия подачи метанола через запорный вентиль Зд-25 из БДИ-2/1. Давление в метанолопроводе замеряется техническим манометром.

Для предотвращения превышения давления на входе в С-1/1 установлены два предохранительных клапана ПК-1/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания 15,85 МПа [24].

Частично отсепарированный газовый поток, по трубопроводу Ду300, с давлением 2,4...3,4 МПа и температурой плюс 5...15 °С из сепаратора С-1/1, при закрытом Кр-20.1, направляется через Кр-7.1 в трубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3, где нагревается обратным потоком газа от ДКС, проходящего по межтрубному пространству, до температуры плюс 17...30 °С. Далее газ поступает на вход в горизонтальные сепараторы ФС-1,2 цеха сепарации ДКС, очищенный газ направляется на всас газоперекачивающих агрегатов, отсепарированная жидкость поступает на вход РЖ-1/1,2,3 по линии пластовой жидкости через краны К-1/1,2,3.

После компримирования на ДКС газ с давлением 6,8...7,5 МПа и температурой 20...35°С разделяется на два потока. Часть газа (60...100 тыс.нм3/ч) по трубопроводу Ду 300 подается на колонны отдувки метанола К-1, К-2. Остальная часть газа через регулирующий клапан КлР-2/К-1 направляется в межтрубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3 где охлаждается до температуры 10...18 °С.

Затем через Кр-8.1 газ поступает на площадку двухсекционных теплообменников «газ-газ» Т-1/1 и Т-2/1, которые могут работать как по последовательной, так и по параллельной схеме.

В случае работы теплообменников по последовательной схеме газ сначала поступает в трубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-1/1, где охлаждается обратным холодным потоком осушенного газа до температуры $+5...+20^{\circ}\text{C}$, а затем в трубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-2/1, где охлаждается обратным холодным потоком осушенного газа до температуры $-20...0^{\circ}\text{C}$.

В случае работы теплообменников по параллельной схеме газ поступает в трубное пространство одного из теплообменников Т-1/1 или Т-2/1 либо в оба теплообменника одновременно, где охлаждается обратным холодным потоком осушенного газа до температуры $-15...+5^{\circ}\text{C}$.

Для предотвращения гидратообразования в трубном пространстве Т-1,2/1 предусмотрена подача метанола по метанолопроводу Ду15 через узел ввода метанола УВМ-1/1. Подача метанола, в трубопровод Ду300, производится через форсунку К-38 или через прямой впрыск К-36. В узле ввода метанола осуществляется дозирование и учёт расхода метанола, подаваемого от БДИ-2/1.

Также предусмотрена подача метанола в секции теплообменника Т-1/1 с УВМ-1/1: через форсунку 1К-2/м в верхнюю секцию, через 1К-3/м в нижнюю. Продувка форсунок впрыска метанола ведется обратным потоком газа при закрытом вентиле ВР-7, через вентиль К-38 и вентиль В38 в факельный трубопровод.

Также предусмотрена подача метанола в секции теплообменника Т-2/1 с УВМ-2/1: через форсунку 1К-5/м в верхнюю секцию, через 1К-6/м в нижнюю.

Продувка форсунок впрыска метанола ведется обратным потоком газа при закрытом вентиле ВР-7, через вентиль К89 и вентиль В106 в факельный трубопровод.

Охлажденный в теплообменниках Т-1/1 и Т-1/2 газ с давлением 6,5...7,2 МПа, по трубопроводу Ду300, поступает в сепаратор второй степени С-2/1. Для предотвращения превышения давления на входе в сепаратор С-2/1 установлены сдвоенные предохранительные клапаны ПК-2/1-1,2, настроенные на давление срабатывания 10,87 МПа.

Отсепарированные в сепараторе С-2/1 газовый конденсат, вода и метанол, через клапан регулятор уровня Клр-3 и клапан запорный Клз-4 выводится в межтрубное пространство теплообменника ТР-1/1, где нагревается обратным потоком газа с блочной компрессорной станции до температуры $-10...+10^{\circ}\text{C}$, далее поток проходит через трубный пучок теплообменника ТР-2/1, где нагревается до температуры плюс $20...30^{\circ}\text{C}$ стабильным конденсатом от УДСК или паром от котельной и выводится в разделитель жидкости РЖ-2/2.

Освобожденный от капельной жидкости газовый поток из С-2/1, по трубопроводу Ду 300, с давлением 6,5...7,2 МПа и температурой $-20...+10^{\circ}\text{C}$, поступает на лопатки входного направляющего аппарата (ВНА) турбодетандер компрессорного агрегата, расположенного в блоке охлаждения газа, где давление снижается до 3,7...5,0 МПа.

Расширение газа на турбине позволяет преобразовать его потенциальную энергию давления в механическую работу, таким образом, обеспечивая его охлаждение до температуры $-40...-20^{\circ}\text{C}$. Нагрузкой турбины является центробежный компрессор. Оператор, дистанционно или по месту, изменяя степень открытия лопаток ВНА, приводимым в действие воздухом КИПиА, имеет возможность изменять расход газа через турбину в диапазоне от 2,4 млн.нм³/сутки до 5,5 млн. нм³/сутки.

Для отключения турбины ТДКА-1 установлены шаровые краны с пневмогидроприводом: 1Кз-ХV302 - линия входа газа в детандер; 1Кз-ХV303 - линия выхода газа из детандера [24].

Для отключения компрессора ТДКА-1 установлены шаровые краны с пневмагидроприводом: 1Кз-XV402 - линия входа газа в компрессор; 1Кз-XV403 - линия выхода газа из компрессора.

Для аварийного отключения ТДКА-1 на входе в турбину установлен клапан запорный с пневматическим приводом быстродействующий 1Кз-XV301 с временем закрытия 0,5 с.

Подача уплотнительного газа в ТДКА-1 предназначена для предотвращения уноса масла в проточный тракт агрегата и предохранения разжижения масла конденсатом. Это достигается путем наддува полостей образованных между гребешками лабиринтных уплотнений со стороны компрессора и турбины с валом, запорным газом.

В качестве уплотнительного газа используется: в начале работы агрегата - газ с входа в турбину через клапан запорный 1В-201; после вступления в работу компрессора – газ с выхода компрессора через клапан запорный 1В-200. Уплотнительный газ подаётся в запорные полости корпуса агрегата через фильтр 1/F-201.

Для предотвращения автоколебательного процесса изменения расходно-напорной характеристики компрессора на ТДКА-1 предусмотрена антипомпажная система с клапаном 1Кр-FV 401. Для сброса газа с турбины при закрытии кранов запорных 1Кз-XV302 и 1Кз-XV303 установлен клапан запорный 1Кз-500.

После турбины газ поступает в низкотемпературный сепаратор третьей ступени С3/1. Также на вход низкотемпературного сепаратора С-3/1 с давлением 3,7...5,0 МПа поступают газы с блочной компрессорной станции, охлажденные в трубном пространстве теплообменника ТР-1/1 обратным потоком конденсата от сепараторов С-2/1 и С-3/1 [24].

На входе в низкотемпературный сепаратор С-3/1 установлен регулирующий клапан КР-3/1, который обеспечивает стабильное давление газа 3,7...5,0 МПа. Клапан предназначен для работы по резервной схеме подготовки газа и осуществления плавного пуска ТДКА-1. Отбор газа на ДКА

производится до КР-3/1, поступление охлажденного газа, после КР-3/1. Давление до и после КР-3/1 замеряется электроконтактными манометрами поз. РІА М2.8 и поз. РІА М2.6 с выводом предупредительной сигнализации давления в центральную операторную.

Для предотвращения гидратообразования на КР-3/1, предусмотрена подача метанола, по метанолопроводу Ду15 от БДИ-2/1. Подача метанола, в трубопровод Ду300, производится через форсунку В66 или через прямой впрыск В66. Продувка форсунок впрыска метанола ведется обратным потоком газа при закрытом вентиле В66 и открытом вентиле В108 в факельный трубопровод.

Для предотвращения гидратообразования на детандере предусмотрена подача метанола в трубопровод Ду300 с 1-СРПИ-250-4 через форсунку КШ-2/1.

Для предотвращения превышения давления на входе сепаратора С-3/1, установлены сдвоенные предохранительные клапаны ПК-3/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания 6,3МПа. В низкотемпературном сепараторе С-3/1 происходит отделение капельной жидкости, сконденсированной в результате снижения температуры и давления.

Отсепарированная жидкость (газовый конденсат, метанольная вода) по уровню поз. LICA 3.12a через регулирующий клапан уровня Клр-6 и запорный клапан Клз-6 с температурой $-35...-15^{\circ}\text{C}$ и давлением 3,7...5,0 МПа выводится в межтрубное пространство теплообменника ТР-1/1, где нагревается обратным потоком газа с блочной компрессорной станции до температуры $-10...+10^{\circ}\text{C}$, далее поток проходит через трубный пучок теплообменника ТР-2/1, где нагревается до температуры плюс $20...30^{\circ}\text{C}$ стабильным конденсатом от УДСК или паром от котельной и выводится в разделитель жидкости РЖ-2/2.

Осушенный от углеводородного конденсата и влаги природный газ из низкотемпературного сепаратора С-3/1, после оперативного замера расхода газа на быстросъемной диафрагме, с температурой $-40...-20^{\circ}\text{C}$ и с давлением

3,7...5,0 МПа поступает на площадку двухсекционных теплообменников «газ-газ» Т-1/1 и Т-2/1, которые могут работать как по последовательной, так и по параллельной схеме.

В случае работы теплообменников по последовательной схеме газ сначала поступает в межтрубное пространство теплообменника Т-2/1, где нагревается прямым потоком сырого газа до температуры $-18...-12^{\circ}\text{C}$, а затем в межтрубное пространство теплообменника Т-1/1, где нагревается прямым потоком сырого газа до температуры $+10...+15^{\circ}\text{C}$.

В случае работы теплообменников по параллельной схеме газ поступает в межтрубное пространство Т-1/1 или Т-2/1, либо в оба теплообменника одновременно, где нагревается прямым потоком сырого газа до температуры $+5...+10^{\circ}\text{C}$ [24].

Для возможности регулирования температуры в С-2/1 предусмотрен байпас теплообменников Т-1/1 и Т-2/1 по сухому газу с клапаном регулирующим 1КлР1/Т.

Нагретый до $+5...+15^{\circ}\text{C}$ газовый поток из теплообменников Т-1/2, Т-2/2 поступает в компрессорную часть ТДКА-1 в блоке охлаждения газа, где дожимается до давления 5,5 МПа и далее поступает на клапанную сборку Клр4.

В случае работы по резервной схеме (через КР-3/1) нагретый до $+5...+25^{\circ}\text{C}$ газовый поток из теплообменников Т-1/2, Т-2/2 через кран 1К-109, минуя компрессор ТДКА, поступает напрямую на клапанную сборку Клр4. Клапаном Клр4 осуществляется автоматическое регулирование давления поз.РІС Т1.16а, на выходе газового потока из МПГ №1.

Осушенный природный газ с температурой $+5...25^{\circ}\text{C}$ и давлением 3,7...5,5 МПа после регулирующего клапана Клр4 через электроприводные краны ЭКП-7, ЭКП-18, ЭКП-19, направляется на одну из замерных ниток (поз. FI 61.1, 61.2, FI 62.1, 62.2) УКУГ и далее, через электроприводные краны ЭКП-20, ЭКП-21, в магистральный газопровод «Мыльджино-Вертикос»

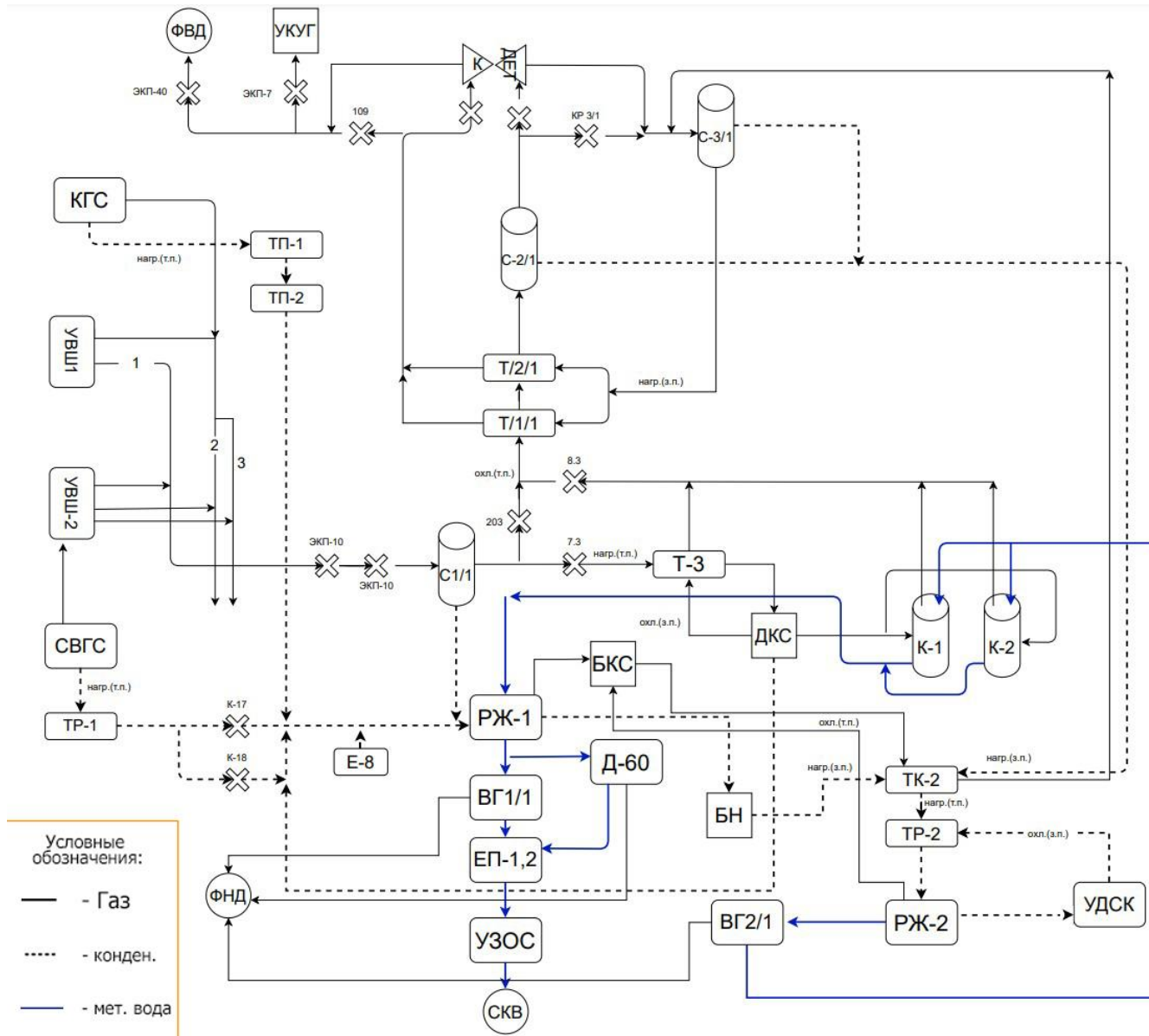


Рисунок 13 – Схема технологического модуля подготовки газа №1

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ДРОССЕЛИРОВАНИЯ И ДЕТАНДИРОВАНИЯ

Для определения эффективности процесса НТС с использованием турбодетандерного агрегата необходимо сравнить перепад температур на выходе ТДА и дросселя. Поскольку процесс НТС предполагает охлаждение газа, наибольший перепад температур будет соответствовать более эффективному способу [26].

Давление газа перед расширением – $P_1 = 7$ МПа, после расширения – $P_2 = 4,5$ МПа, температура перед расширением – $T_1 = -10$ °С (263,3 К). Состав газа приведен в таблице 7.

Определим температуру газа и ее изменение после расширения первым и вторым способом.

Таблица 7 – Компонентный состав газа

Компоненты	Массовая доля, %	Молярная масса компонента, г/моль
C ₁	0,8853	16
C ₂	0,0306	30
C ₃	0,0212	44
C ₄	0,0128	58
C ₅	0,0045	72
C ₆	0,002	86
N ₂	0,0355	32
CO ₂	0,002	44
1	100	

1. Определим молекулярную массу газа по формуле:

$$M_{\text{см}} = \sum (y_i \cdot M_i), \quad (1)$$

где y_i – массовая доля i компонента, M_i – молярная масса i компонента.

$$M_{\text{см}} = 0,8853 \cdot 16 + 0,0306 \cdot 30 + 0,0212 \cdot 44 + 0,0128 \cdot 58 + 0,0045 \cdot 72 + 0,002 \cdot 86 + 0,0355 \cdot 32 + 0,002 \cdot 44 = 18,48 \text{ г/моль}$$

2. Находим среднее давление по формуле:

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2}, \quad (2)$$

$$\tilde{P} = \frac{7 + 4,5}{2} = 5,75 \text{ МПа}$$

3. Найдем относительную плотность газа по формуле:

$$\rho_{\text{см}} = \frac{M_{\text{см}}}{M_{\text{в}}}, \quad (3)$$

где $M_{\text{в}}$ – молекулярная масса воздуха, г/моль.

$$\rho_{\text{см}} = \frac{18,49}{29} = 0,64$$

4. Определим критические параметры рассматриваемого газа: $P_{\text{кр}}$ – критическое давление и $T_{\text{кр}}$ – критическая температура. Для этого используем график зависимости (рисунок 14) $P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$ от $\rho_{\text{см}}$.

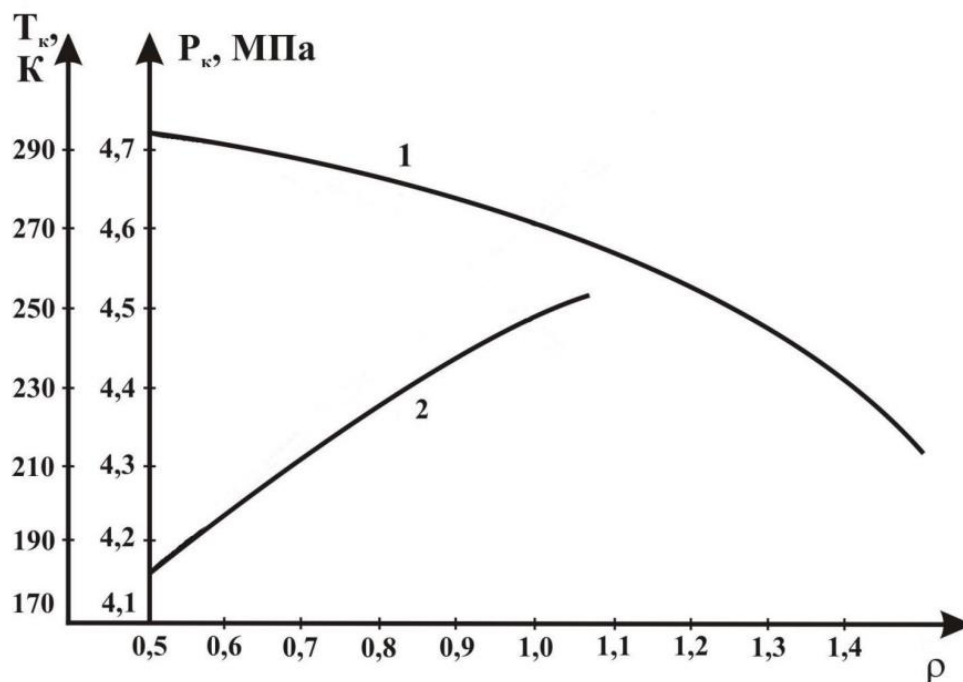


Рисунок 14 – Зависимость критических параметров от относительной плотности газа (1 – давление, 2 – температура)

Для рассматриваемого газа с $\rho_{\text{см}} = 0,64$, соответствует критическая температура $T_{\text{кр}} = 201 \text{ К}$, критическое давление $P_{\text{кр}} = 4,7 \text{ МПа}$.

5. Зная критические параметры, мы можем определить приведенные: $P_{\text{пр}}$ – приведенное давление, $T_{\text{пр}}$ – приведенная температура.

$$P_{\text{пр}} = \frac{\tilde{P}}{P_{\text{кр}}}, T_{\text{пр}} = \frac{T_1}{T_{\text{кр}}} \quad (4)$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{5,75}{4,7} = 1,22, T_{\text{пр}} = \frac{263,3}{201} = 1,3$$

6. Рассчитаем изобарную молярную теплоемкость C_p газа по формуле:

$$C_p = 3,15 + 0,02203 \cdot T_1 - 0,149 \cdot 10^{-4} \cdot T_1^2 + \frac{0,238 \cdot M_{\text{см}} \cdot P_1^{1,124}}{\left(\frac{T_1}{100}\right)^{5,08}}, \quad (5)$$

где P_1 – начальное давление, кг/см²

$$\begin{aligned} C_p &= 3,15 + 0,02203 \cdot 263,3 - 0,149 \cdot 10^{-4} \cdot 263,3^2 + \frac{0,238 \cdot 18,48 \cdot 70^{1,124}}{\left(\frac{263,3}{100}\right)^{5,08}} \\ &= 11,72 \text{ кДж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К}) \end{aligned}$$

7. Определим конечную температура газа T_2 после расширения дросселированием по формуле:

$$\begin{aligned} \frac{1}{T_2} &= \frac{1}{T_1} - \frac{3,57 \cdot P_{\text{пр}}^{\frac{1}{4}}}{C_p} \cdot [0,29 \cdot 10^{-7} \cdot (P_1^2 - P_2^2) - 209 \cdot 10^{-7} \cdot (P_1 - P_2) \\ &\quad + 0,005 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{P_1}{P_2}], \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{T_2} &= \frac{1}{263,3} - \frac{3,57 \cdot 1,24^{\frac{1}{4}}}{11,72} \\ &\quad \cdot \left[0,29 \cdot 10^{-7} \cdot (70^2 - 45^2) - 209 \cdot 10^{-7} \cdot (70 - 45) + 0,005 \cdot 10^{-3} \right. \\ &\quad \left. \cdot \ln \frac{70}{45} \right] = 0,0039 \text{ 1/К} \end{aligned}$$

8. Изменение температуры газа для изоэнтальпийного расширения составило:

$$\Delta T = T_1 - T_2, \quad (7)$$

$$\Delta T = 263,3 - 256,1 = 7,2 \text{ К}$$

9. Конечная температура газа после расширения детандированием составит:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{k-1}{k}}, \quad (8)$$

где k – показатель адиобаты и определяется как:

$$k = \frac{C_p}{[C_p - 3,57 \cdot (\frac{P_{пр}^{\frac{1}{4}}}{T_{пр}})]}, \quad (9)$$

$$k = \frac{11,72}{[11,72 - 3,57 \cdot (\frac{1,22^{\frac{1}{4}}}{1,3}]} = 1,32, \text{ тогда конечная температура составит:}$$

$$T_2 = 263,3 \cdot \left(\frac{7}{4,5}\right)^{\frac{1,32-1}{1,32}} = 263,3 \text{ К.}$$

10. Изменение температуры для изоэнтروпийного расширения составило:

$$\Delta T = 263,3 - 236,3 = 27 \text{ К.}$$

Таблица 8 – Начальные и конечные данные расчета

	Перед расширением	После расширения	После расширения дросселированием	После расширения детандированием
Давление газа	7 МПа	4,5 МПа		
Температура газа	-10 °С	-	-17,05 °С	-36,85 °С

Таким образом, расширения газа при помощи детандирования, по сравнению с дросселированием, позволяет достичь более низких температур газа после расширения, а следовательно, и перепада температур. Обеспечение минимально низких температур является ключевым фактором в ходе низкотемпературной сепарации газа. Замена в технологической схеме подготовки изоэнтальпийного расширения газа на изоэнтропийное повысить эффективность процесса подготовки.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ14	Галиеву Руслану Газинуровичу

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Проведены расчеты на затраты по внедрению турбодетандорной установки
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Выявлено, что модернизация УКПГ с помощью турбодетандорной установки является альтернативной, т.к. бюджет, затраченный на замену не велик по сравнению с полученной прибылью.

Перечень графического материала

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульникова М. Р.	к.г.н.		14.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Галиев Руслан Газинурович		14.03.2023

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Внедрение турбодетандерной установки

В качестве методики для оценки экономической эффективности проекта внедрения компрессорных установок в технологическую схему УКПГ МММ нефтегазоконденсатного месторождения использованы правила оценки эффективности научно–исследовательских и опытно – конструкторских разработок.

Турбодетандерная установка, предлагаемая к внедрению в технологический процесс, позволит увеличить выход конденсата ввиду увеличения эффективности НТС.

Действующая УКПГ предназначена для получения осушенного газа, стабильного конденсата. Выход дополнительной продукции, УКПГ и УКПГ с внедренной предлагаемой технологией предполагает 181 тыс. т/год стабильного конденсата и более чистый газ.

5.2 Выручка от реализации продукции УКПГ

Цена товарного газа взята из прогноза социально-экономического развития России на 2023-2025 гг. Цена СПБТ и стабильного конденсата берется как средняя по рынку [27].

Таблица 9 – Цена продукции УКПГ

	2023	2024	2025
Цена на стабильный конденсат, руб./т	23 000	23 000	23 000
Курс доллара (среднегодовой), рублей за доллар США	68,3	70,9	72,2
Дополнительный объем добычи, тыс. т/год.	181	178	175
Выручка, млн. руб.	4163,0	4094,0	4025,0

5.3 Капитальные вложения

Для реализации технологического решения необходимо внедрить систему НТС, которая будет использовать ТДА. Также необходимо проложить технологические трубопроводы для обмена информацией между устройствами. Все эти мероприятия планируется провести в 2023 году одновременно.

В расчете были учтены затраты на природоохранные мероприятия, которые составляют 5% от общих капитальных вложений, а также прочие капитальные вложения, которые составляют 10% от общих капитальных вложений.

Таблица 10 – Капитальные вложения

Промысловое обустройство	Затраты, тыс. руб.
Турбодетандерная установка	900 000
ЗРА, трубопроводы	80 000
Прочие КВ	98
Природоохранные мероприятия	49
ИТОГО:	1127000

5.4 Эксплуатационные затраты

Для обеспечения нормальной работы оборудования необходимо проводить смазочные операции и поддерживать аппараты в работоспособном состоянии с помощью электроэнергии.

В соответствии со статьей 342 НК РФ налог на доходы предприятий и индивидуальных предпринимателей (НДПИ) составляет 1510 рублей за каждую тонну добытого газового конденсата.

Дополнительные налоги, включающие земельный, водный и транспортный налоги, определяются на основе ставки 1,5% от выручки за текущий период времени. Результаты расчетов эксплуатационных затрат представлены в таблице 11

Таблица 11 – Эксплуатационные затраты

Показатели	Сумма	Значения по годам		
		2023	2024	2025
Заработная плата, включая страховые взносы	млн. руб.	1,68	1,68	1,68
Затраты на обслуживание оборудования	млн. руб.	113	113	113
Затраты на ремонт	млн. руб.	5,64	5,64	5,64
Амортизационные отчисления	млн. руб.	26,23	26,23	26,23
НДПИ	млн. руб.	307,58	268,85	238,97
Прочие налоги	млн. руб.	62,45	61,41	60,38
Всего текущих затраты (экспл. затраты без НДПИ)	млн. руб.	209,12	208,09	207,05

Таким образом, общие эксплуатационные затраты внедряемого оборудования за три года составят 624,26 млн. руб.

5.5 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности будет произведена на основе следующих основных параметров: чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и внутренней нормы доходности (ВНД).

Показатель ЧДД представляет собой разность между всеми денежными притоками и оттоками, приведёнными к текущему моменту времени (моменту оценки инвестиционного проекта). Он показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта [28].

Для определения значения ЧДД используется ставка дисконтирования, равная 15 %. Формула расчета ЧДД представлена ниже:

$$\text{ЧДД} = \sum_0^m \text{CF}_m / (1 + r)^m \quad (10)$$

где CF – денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб., который определяется как сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений за вычетом капитальных вложений;

r – ставка дисконтирования, %;

m – количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Также для расчета используются значения валовой прибыли (выручка за вычетом текущих затрат и НДС), налога на прибыль (20 % от валовой прибыли), чистой прибыли и амортизации.

С учетом капитальных вложений, равных 286,62 млн руб., показатель ЧДД в пределах рассматриваемого периода будет равен 475,43 млн. руб. Положительная величина чистого дисконтированного дохода свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15 %) уровень доходности этого капитала.

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i} \quad (11)$$

где I – объем вложенных в производство инвестиций, руб.;

NPV_i – чистый дисконтированный доход за i -й год, руб.;

n – год, в котором накопленный дисконтированный доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

В нашем случае срок окупаемости равен 2,4 года.

ВНД характеризует максимальную ставку дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток опустится до нуля к концу рассматриваемого периода. Показатель ВНД является характеристикой надежности проекта: чем выше его значение, тем безопаснее инвестиции. Для данного проекта ВНД равна 89,25 %, что превышает принятую ставку дисконтирования более чем в пять раз. Полученное значение говорит о целесообразности инвестиций в проект [29].

Еще один показатель – это индекс доходности (PI). Он характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом:

если $PI > 1$, проект эффективен, если $PI < 1$ – проект не рентабелен. В нашем случае индекс доходности равен 2,66, что говорит об эффективности проекта.

Результаты расчета экономической эффективности и финансовых показателей проекта представлены в таблицах 12 и 13.

Таблица 12 – Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Сумма	Значения по годам		
		2023	2024	2025
Выручка, млн. руб.	12282,00	4163,00	4094,00	4025,00
Текущие затраты (экспл. затраты без НДС), млн. руб.	624,26	209,12	208,09	207,05
НДС, млн. руб.	815,40	307,58	268,85	238,97
Валовая прибыль, млн. руб.	10842,34	3646,30	3617,06	3578,98
Налог на прибыль, млн. руб.	2168,47	729,26	723,41	715,80
Чистая прибыль, млн. руб.	8602,96	2892,82	2870,01	2840,12

Таблица 13 – Финансовые показатели проекта

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам			
			Ввод в эксплуатацию	2023	2024	2025
Денежный поток	млн. руб.	2839,84	-1127,00	1356,09	1332,27	1278,48
Накопленный денежный поток	млн. руб.	2839,84	-1127,00	229,09	1561,36	2839,84
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$)	млн. руб.	1900,22	-1127,00	52,20	1059,60	1900,22
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	104,99	52,88			
Срок окупаемости (простой)	годы	0,8				
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	0,9				
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	2,69				

5.6 Анализ чувствительности

В рамках исследования чувствительности проекта были рассмотрены сценарии изменений на рынке. Было искусственно увеличено и уменьшено три

основных показателя, влияющих на экономическую эффективность проекта: цена на продукцию УКПГ, капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

Увеличение и уменьшение каждого показателя составляло 20%. Затем были оценены показатели ЧДД (чистый дисконтированный доход) и ВНД (внутренняя норма доходности). Результаты этих изменений представлены на рисунках 15 и 16.

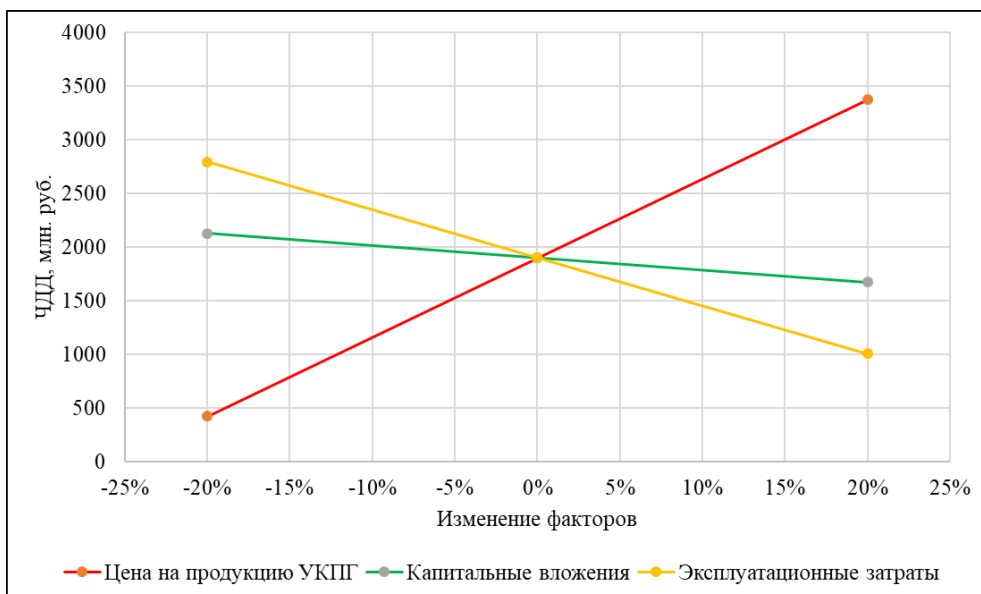


Рисунок 15 – Зависимость ЧДД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

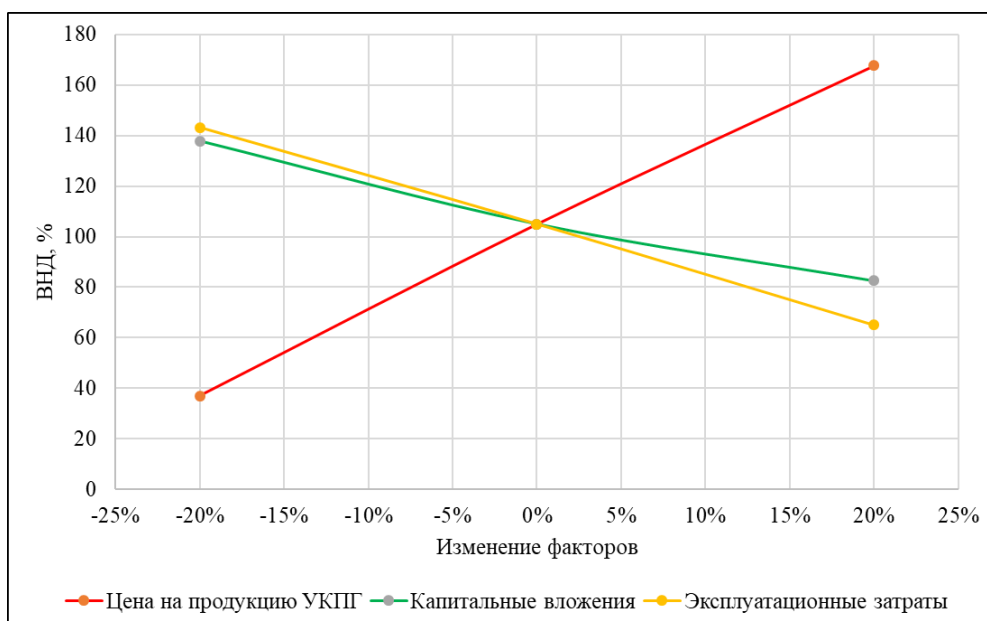


Рисунок 16 – Зависимость ВНД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Из проведенного анализа чувствительности видно, что наибольшее влияние на основные показатели экономической эффективности проекта оказывает цена реализации продукции. Снижение цены на 20% приводит к снижению ЧДД на 1425 миллионов рублей и ВНД на 65%. Тем не менее, проект остается прибыльным, так как значение ЧДД остается положительным, а ВНД остается выше уровня 15%.

Одновременно было отмечено, что ЧДД и ВНД относительно устойчивы к изменению эксплуатационных затрат и капитальных вложений. Анализ чувствительности показал, что изменение рассматриваемых факторов, в основном цены реализации продукции, может значительно улучшить показатели экономической эффективности проекта.

В итоге можно сделать вывод, что проект является экономически выгодным и имеет потенциал для улучшения показателей при изменении факторов, особенно цены продукции.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ14		Галиеву Руслану Газинуровичу	
Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Модернизация технологического процесса сбора и подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования:</i> Компрессорный агрегат турбодетандер</p> <p><i>Область применения:</i> Оптимизация технологической схемы подготовки газа</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение</p> <p>Размеры помещения: 7*10 м.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i></p> <p>Турбодетандер, система вентиляции, панель управления</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль параметров и исправности турбодетандера дистанционно, во время плановых обходов оборудования, переключения оборудования</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 297. Общие положения о работе вахтовым методом.</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 298. Ограничения на работы вахтовым методом.</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 299. Продолжительность вахты.</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.</p>

	<p>ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>1.1 Анализ вредных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума на рабочем месте. – Превышение уровня вибрации – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. – Повышенная загазованность воздуха. <p>1.2 Анализ опасных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожарная безопасность – Электробезопасность. – Аппараты под давлением – Механические травмы <p>Расчет: расчет системы искусственного освещения</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: анализ воздействия на селитебную зону</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение химическими веществами</p> <p>Воздействие на гидросферу: утечка химических веществ</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы углеводородных газов</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, разливы ядовитых веществ, утечка газа.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: утечка газа</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
17.03.2023	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		17.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Галиев Руслан Газинурович		17.03.2023

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный проект ВКР посвящен модернизация технологического процесса сбора и подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении. В качестве технологического решения данной задачи предлагается турбодетандер – компрессорный агрегат. Рабочей зоной, в которой производится контроль технологического процесса подготовки газа, а также обслуживание технологического оборудования является помещение в блок – понтоне технологического модуля подготовки газа [30].

Рассматриваемый вид работы производит оператор технологических установок (ТУ). Рабочая зона представляет собой одноэтажное помещение, в состав которого входят: несколько линий трубопроводов, последовательно подводящих природный газ к установкам, которые участвуют в подготовке газа.

В конкретном случае рассмотрим помещение, в котором размещены система вентиляции, панель управления, турбодетандер. Помимо трубопроводов и установки в помещении также имеются: дверь, окна, шкаф с СИЗ, аптечка и огнетушители. Размеры помещения 7x10x10; площадь – 70м², объем – 700 м³.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на

работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд [30].

6.1.2 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий).

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

6.2 Производственная безопасность

При выполнении работ, связанных с контролем за технологическим процессом подготовки газа и при обслуживании технологического оборудования, могут возникать определенные вредные и опасные факторы. Таблица 14 отображает возможные вредные и опасные факторы, формирующиеся в ходе выполнения работы в сфере нефтегазовой промышленности [31].

Таблица 14 – Вредные и опасные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Отбор проб природного газа и газового конденсата; 2) Контроль давления потока газожидкостной смеси, находящегося в оборудовании; 3) Обслуживание оборудования, находящегося под давлением и под высокой и низкой температурой; 4) Обслуживание оборудования на значительной высоте относительно пола;	1. Воздействие вредного вещества на организм человека; 2. Превышение уровней шума; 3. Превышенный уровень вибрации; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Психофизиологические перегрузки; 6. Загазованность;	1. Пожароопасность и взрывоопасность; 2. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола); 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок и оборудования; 4. Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования, материалов;	ГОСТ 39–022–85 РД 34.21.122–87 ГОСТ 12.1.010–76 ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ ГОСТ 12.1.003–83. ГОСТ 17187–81 ГОСТ 12.1.029 ГОСТ 12.4.051 СНиП 23–05–95 ГОСТ Р 22.0.01–94

6.3 Анализ вредных производственных факторов

6.3.1 Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям.

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в (таблице 15).

Таблица 15 – Предельно допустимые уровни звукового давления.

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Индивидуальные мероприятия для устранения воздействия шума: наушники, противοшумные вкладыши (беруши), перерывы на отдых.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

6.3.2 Превышение уровней вибрации

Компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0\div 28$ мм.

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации. Мероприятия для устранения уровня вибрации следующие: установка 63 прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Также можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы [32].

6.3.3 Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования

При проведении работ постоянно приходится находиться в помещении с огромным количеством различного оборудования. Большая часть оборудования, которое регулярно необходимо обслуживать и контролировать правильность выполнения технологического процесса, работает при очень высоких и минимально низких температурах. Отсюда появляется вероятность получения ожога и отморожения при контакте с горячим или холодным оборудованием.

Конструкция производственного оборудования должна исключать опасность, вызываемую контактом горячих частей и разбрызгиванием горячих обрабатываемых и (или) используемых при эксплуатации

материалов и веществ. Если конструкция не может полностью обеспечить исключение такой опасности, то эксплуатационная документация должна содержать требования об использовании средств защиты, не входящих в конструкцию (оградительные, защитные устройства, знаки безопасности).

Коллективные средства защиты:

- Оградительные устройства;
- Защитные устройства;
- Знаки безопасности

Индивидуальные средства защиты:

- Спецодежда;
- Спецобувь;
- Защитная каска;
- Очки термостойкие;
- Термостойкие перчатки;

6.3.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Источником возникновения загазованности рабочей среды является нарушение герметичности оборудования, а также регулярное взятие проб природного газа и газового конденсата [32].

Нижний концентрационный предел распространения пламени (воспламенения) (НКПР): Минимальное содержание горючего газа или пара в воздухе, при котором возможно возникновение пламени. Для природного газа НКПР составляет 4,4% объемной концентрации в воздухе.

Для технологического помещения модуля определены величины устанавливаемого предела: минимальная – 0% от значения НКПР; максимальная – 50% от значения НКПР. Отслеживание загазованности производится при помощи датчиковой аппаратуры систем контроля загазованности.

При достижении загазованности 15% от значения НКПР срабатывает предупреждающая сигнализация.

При возникновении пожара применяются установки порошкового пожаротушения.

Для сохранения загазованности на допустимом уровне предусматривается система вентиляции, при достижении загазованности предельных значений – производится автоматическое включение аварийной вентиляции.

В качестве индивидуальных средств защиты от загазованности используются респираторы, фильтрующие противогазы.

6.4 Анализ опасных производственных факторов

6.4.1 Пожаровзрывоопасность

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей. Первичные средства пожаротушения представлены в (таблице 16).

Таблица 16 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП–10		ГОСТ 16005–70	12
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714–71	2

Топор пожарный поясной	ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный	ГОСТ 16714–71	2
Ведро пожарное	ТУ 220	4

Для определения частоты реализации пожароопасных ситуаций на производственном объекте используется информация:

- об отказе оборудования, используемого на производственном объекте;
- о параметрах надежности используемого на производственном объекте оборудования;
- об ошибочных действиях персонала производственного объекта;
- о гидрометеорологической обстановке в районе размещения производственного объекта;
- о географических особенностях местности в районе размещения производственного объекта

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30% раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м³ тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

6.4.2 Электробезопасность

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором [33].

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В 67 установках до 1000В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения.

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки [33].

6.4.3 Механические травмы

Как правило, механические травмы является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на высокой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно - транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д [34].

От всех этих опасных факторов применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

6.4.4 Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например работа компрессорной установки, регулируются нормативным документом.

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые [35].

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды представлены в (таблице 17).

Таблица 17 – Определение группы сосуда

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	
3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 40 до 200	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
		От минус 20 до 200	

6.4.5 Расчет системы искусственного освещения

Проведем расчет системы искусственного освещения в помещении с размерами 7*10*10 м.

В качестве источника света применим лампу ДРЛ

В качестве светильника применим ПВЛ $\lambda = 1,5$

Высота расположения панели управления $h_{pp} = 1,2$ м

Требуемая освещенность 300 лк

Коэффициент отражения стен $R_c = 30$ %, потолка $R_n = 50$ %.

Коэффициент запаса $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$, высоту свеса принимаем $h_c = 0,5$

$$H = 10 - 0,5 - 1,2 = 8,3 \text{ м}$$

$$L = \lambda * h = 1,5 * 3,2 = 4,8 \text{ м}$$

$$l = L/3 = 4,8/3 = 1,6 \text{ м}$$

Размещаем светильники в 10 рядов. В каждом ряду можно установить 6 светильников типа ПВЛ мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 120$.

Находим индекс помещения

$$i = \frac{S}{h/(A + B)} \quad (12)$$

$$i = \frac{70}{8,3/(10 + 7)} = 0,5$$

По таблице определяем коэффициент использования светового потока:

Тип светильника	АОД и ШОД					ПВЛ - I			
	ρ_n , %	ρ_c , %	i	ρ_n , %	ρ_c , %	i	ρ_n , %	ρ_c , %	
	50	30	0,5	50	30	0,5	50	30	
				70	10		70	10	
							50	50	
								70	
				Коэффициенты использования, %					
	19	22	24	30	14	10	13	17	

$$\eta = 0,13$$

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{E_n * S * K_z * Z}{N * \eta} \quad (13)$$

$$\Phi = \frac{300 * 70 * 1,5 * 1,1}{120 * 0,13} = 2221 \text{ Лм}$$

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛТБ 40 Вт с потоком 2850

ЛМ.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_c - \Phi_p}{\Phi_c} * 100 \leq +20\% \quad (14)$$
$$-10\% \leq \frac{2850 - 2221}{2850} * 100 \leq +20\%$$
$$-10\% \leq 20\% \leq +20\%$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки

$$P = 120 \cdot 40 = 4800 \text{ Вт}$$

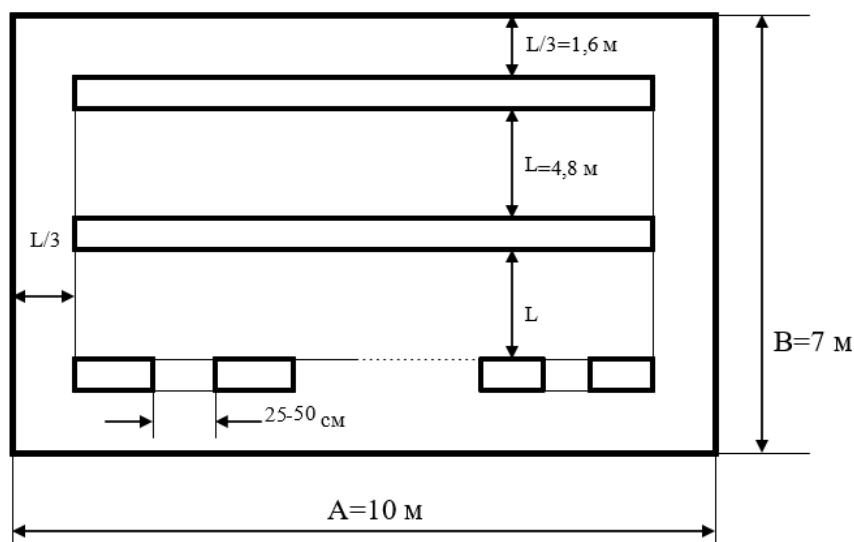


Рисунок 17 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

6.5 Экологическая безопасность

На стадии эксплуатации месторождений техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух. Факторы воздействия – выбросы загрязняющих веществ, забор свежей воды из поверхностных и подземных источников, размещение отходов, шум.

6.5.1 Воздействия на литосферу

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и

отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов [35].

6.5.2 Воздействие на атмосферу

В ходе технологической подготовки газа, возникают ситуации, когда необходимо попутный газ отводить на факел низкого давления.

При горении факела низкого давления в атмосферу выбрасывается сажа (С), диоксид азота (NO_2), оксид углерода (CO_2) и метан (CH_4). Эти

вещества создают серьезные проблемы с точки зрения защиты окружающей среды, а сжигание метана ведет к неэффективному использованию товарного продукта.

Количество вредных выбросов непосредственно связано с режимом горения факела, следовательно, необходимо уменьшить расход газа, поступающего на факел, до значений, необходимых для поддержания режима его дежурного горения.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. №1148, не менее 95% попутного газа (ПГ) должно использоваться рационально, лишь 5% возможно сжигать на факелах. В случае не исполнения данных норм недропользователь облагается штрафами, размеры которых ежегодно возрастают.

Так или иначе при сжигании даже регламентированных количеств попутного газа происходит загрязнение атмосферы.

В качестве борьбы с загрязнением атмосферы в данной выпускной квалификационной работе предлагает внедрить в технологическую схему блочную компрессорную станцию (БКС), на которую будет отводиться до 100% газа, ранее отводившегося на факел низкого давления. Поступающий газ на БКС будет с пользой использован в технологической схеме подготовки.

6.5.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;
- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.6.1 Анализ вероятных ЧС месторождении

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро – газо - водоснабжения и т.д.).

Для нефтяного месторождения «Х» характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до – 45 °С) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое (+23 °С) и пасмурное, с частыми заморозками);

- технические: сильные взрывы газовоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ [36];

6.6.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;

- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;

- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты [36].

Вывод: в ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, даст возможность избежать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были использованы данные существующего технологического регламента по эксплуатации УНТС Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения, где была описана существующая технология подготовки газа и его характеристика.

Был проведен сравнительный расчет охлаждения газа за счет процессов дросселирования и детандирования при одинаковых входных параметрах газа, который продемонстрировал эффективность внедрения турбодетандерно – компрессорного агрегата (ТДКА). Внедрение турбодетандерно – компрессорного агрегата позволит улучшить степень осушки газа по влаге и углеводородам, так как температура газа в конце процесса охлаждения понизилась с минус 17 °С до минус 36,8 °С.

С понижением точки росы увеличилась степень выхода жидких углеводородов (нестабильного конденсата), что привело к увеличению объемов стабильного конденсата и пропан – бутановой фракции.

Таким образом, внедрение турбодетандерно – компрессорного агрегата является эффективным решением для улучшения процесса подготовки газа на газовых месторождениях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бондаренко, В.И. География нефтяных и газовых месторождений и история их открытия / В.И. Бондаренко, Г.Б. Варламов, И.А. Вольчин. – Киев : От огня и воды к электричеству, 2006. – 358 с.
2. Яркеева, Н.Р. К вопросу об эффективности технологии низкотемпературной сепарации / Н.Р. Яркеева, И.А. Ишбулатов // *Petroleum engineering*. – 2019.
3. Потехин, В.Н. Газовый конденсат, свойства, добыча, применение / В.Н. Потехин // *Статьи на общие темы*. – 2016.
4. СТО Газпром 089–2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам.
5. СТО Томскгазпром 002–2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии.
6. Сбор и подготовка газа и нефти // *Нефтегаз*. – 2016.
7. Геологическое строение района [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
https://studbooks.net/1773169/geografiya/geologicheskoe_stroenie_rayona. – Дата доступа: 01.04.2023.
8. Подготовка природного газа к транспортировке в трубопроводе [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<https://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/stati/item/metody-podgotovki-prirodnogo-gaza-k-transportirovke-v-truboprovode>. – Дата доступа: 10.04.2023.
9. Низкотемпературная конденсация и ректификация // *Нефтегаз*. – 2017.
10. Билянский, К. В. Подготовка газа методом абсорбции / К. В. Билянский, О. М. Дарбазановт // *Молодой ученый*. — 2018. — № 50 (236). — С. 41-43.
11. Жданова И. В. Осушка природных газов / И. В. Жданова, А. Л. Халиф. – М.: Недра, 1975. – 192 с.

12. Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1997. – 473 с.
13. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка газов.: пер. с англ. / Д.М. Кемпбел. – М.: Недра, 1977 – 349 с.
14. Калекин, Вячеслав Степанович. Основы холодильной техники в химической технологии : учебное пособие для вузов / В. С. Калекин, В. Калекин; Омский государственный технический университет (ОмГТУ). — Омск: Изд-во ОмГТУ, 2007. — 129 с.: ил.: 21 см.. — Библиогр.: с. 126-127.
15. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2012. – 630 с.:ил.
16. Технологические процессы и методы расчета оборудования установок подготовки углеводородных газов: учебное пособие / Г.К. Зиберт Е.П. Запорожец, А.Г. Зиберт, и др.; М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 447 с.: ил.
17. Воронцов М.А., Федулов Д.М., Грачев А.С. Методический подход к расчетному исследованию промысловой подготовки природного газа к транспорту по технологии низкотемпературной сепарации с применением турбодетандерных агрегатов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», 2016. №2 (26). С.105–111. 5.
18. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 450 с. 6.
19. Давлетов К.М., Глазунов В.Ю., Эльберт И.П. Анализ пиковых режимов установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения // нефтегазовое дело: электронный научный журнал, 2013. №5. С.170–178
20. Елизарьева Н.Л., Колчин А.В., Коробков Г.Е. Анализ влияния характеристик газа на эффективность узла редуцирования // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2015. №4 (102). С.178-184.

21. Жданова Н. В., Халиф А. Л. Осушка природных газов. Изд.2-е, перераб.и дополн. М., Недра 1984г. 160 с
22. Кубанов А.Н. Применение турбохолодильной техники на УКПГ: компрессор-детандер или детандер-компрессор / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, А.В. Прокопов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 3. – С. 55–62.
23. Петрухин В.В., Петрухин С.В. Справочник по газопромысловому оборудованию. – М.: Инфа-Инженерия, 2013. – 928 с.
24. Технологический регламент по добыче, сбору и подготовке газа к транспорту на установке низкотемпературной сепарации Мыльджинского газоконденсатного месторождения. «ВНИПИгаздобыча» 2007г.
25. Технологический регламент. Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения, 525 с.
26. Л. В. Шишмина, О. В. Носова Методические указания. Расчет процессов и аппаратов сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин.
27. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов. [Электронный ресурс]. / М.: Мин-во экономического развития РФ. – 2022.
28. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
29. Отчет о налоговой базе и структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2023, сводный [Электронный ресурс]. / М.: Федеральная налоговая служба. URL: https://www.nalog.gov.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/13251930/.
30. СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР».
31. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую

среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа.

32. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ - Опасные и вредные факторы. Классификация.

33. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное.

34. ГОСТ 12.4.011-89 – Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

35. СНиП 23-05-95 – Естественное и искусственное освещение.

36. СНиП 41-01-2003 – Отопление, вентиляция, кондиционирование.

Приложение А

(справочное)

MODERNIZATION OF THE TECHNOLOGICAL PROCESS OF GAS COLLECTION AND TREATMENT AT THE MYLDZHINSKY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD (TOMSK REGION)

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Галиев РусланГазинурович		

Руководитель ВКР

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

Консультант – лингвист отделения (ОИЯ) школы ИШПР

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

Technology of application of the turbo-expander unit in the gas industry

Turbo expander unit

Turbo expanders have become very popular over the past 20 years. Their demand is associated with high efficiency in technological cycles, as an aggregate that lowers the temperature (enthalpy) of the gas [22].

The turbodetander compressor consists of a radial centripetal turbine and a centrifugal compressor, which are connected by a robust shaft. The speed at which the shaft rotates is dependent on the size of the installation, resulting in a decrease in the number of revolutions per minute as the installation size increases.

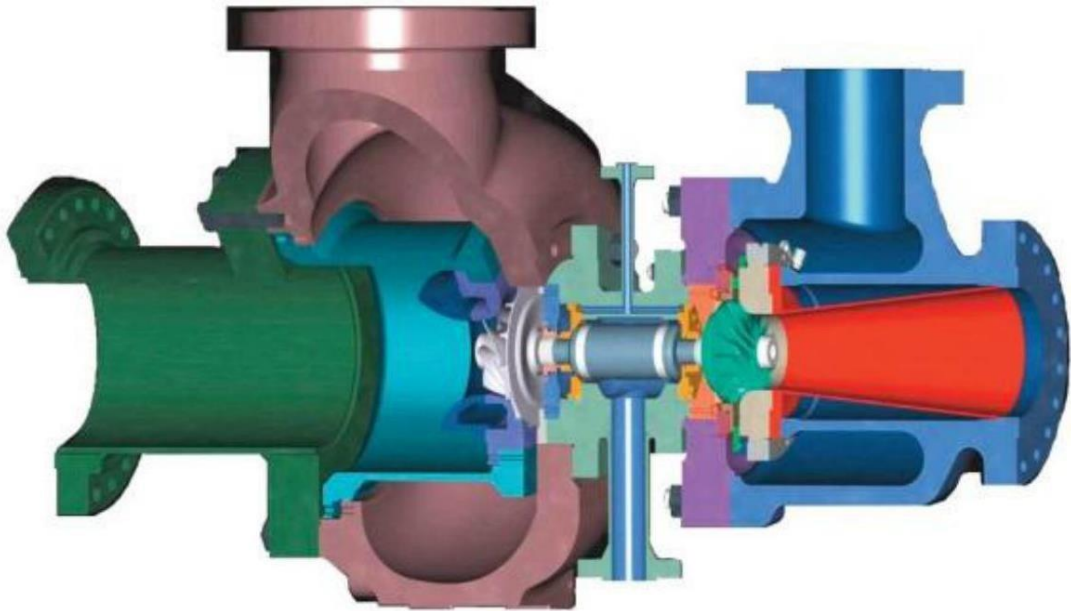


Figure 18 – General view of the expander compressor

The turbo expander compressor operates by harnessing the energy of the gas flow, resulting in a cooling effect during its operation. This cooling effect is primarily achieved by expanding the gas on the impeller of the turboexpander. The energy obtained from the gas expansion is then transferred to the compressor impeller via a solid shaft, enabling its utilization in this technology. Essentially, a turbo-expander compressor leverages this energy transfer process to cool the gas while simultaneously harnessing the generated energy for other purposes.

The turbodetander compressor operates using two essential elements: the turbodetander stage and the turbocharger stage. The turbodetander stage effectively channels gas through its intake mechanism, ensuring a steady flow into the channels within the guide device. Within these channels, a portion of the gas's potential energy is transformed into kinetic energy. Upon exiting the guide device, the gas enters the impeller, where the remaining kinetic and potential energy is converted into useful work. This work is then transmitted through the shaft to the turbocharger stage for further processing. As a result, the gas is cooled and subsequently released for use by the consumer. Overall, this process allows the turboexpander compressor to efficiently convert potential and kinetic energy, making it an exceptionally effective cooling system.

The turbocharger stage, which is the second component of the system, operates by guiding the supplied gas through the intake diffuser, directing it into the channels of the impeller to achieve a slight increase in velocity. Through the transfer of work from the expander, a portion of the gas's potential and kinetic energy is converted into kinetic energy of the flowing gas. Upon exiting the impeller, the gas enters the diffuser, where the remaining kinetic energy is fully transformed into potential pressure energy. As a result, the gas is discharged through the outlet as compressed hot gas, ready to be utilized by the consumer. Overall, the turbocharger stage maximizes the conversion of pressure and kinetic energy, thereby contributing to the efficient production of compressed gas.

When compared to throttle technologies that employ isentropic expansion, turbodetander compressor technology offers a significant advantage. The primary benefit of turbodetander technology stems from its isentropic gas flow during the cooling process, leading to higher efficiency.

This, in turn, has increased demand for turbo expander installations, which are commonly used in low-temperature separation applications in the gas industry. There are two ways to connect turbo expander units to ICGT: "expander compressor" ("C-E") or "expander compressor" ("E-C").

In the cold period, it is possible to disconnect the TEU from the technological scheme of gas treatment, the LTS can be carried out using a throttle and an ejector.

In the LTS technological scheme, efficiency plays a crucial role in compression and separation processes. The scheme utilizes TEU connection techniques known as "C-E" or "E-C." These techniques contribute to enhancing the parameters of low-temperature separation, resulting in an augmented production of marketable goods. While both connection approaches have a low-temperature separation (LTS) temperature range of minus 35°C to minus 30°C, the LTS temperature can be further decreased to minus 50°C by increasing the pressure drop.

There are distinct contrasts between the two TEU connection methods known as "C-E" and "E-C". The "C-E" technology ensures a consistent temperature of approximately minus 35 °C throughout both warm and cold seasons. In contrast, the "E-C" method maximizes the cold environment by offering a lower LTS temperature of minus 50°C during the cold season and a minimum of minus 25°C during the warm season. The "E-C" approach proves particularly advantageous in MKG fields situated in the Far North, where the cold period is prolonged, enabling the continuous utilization of a cold environment [22].

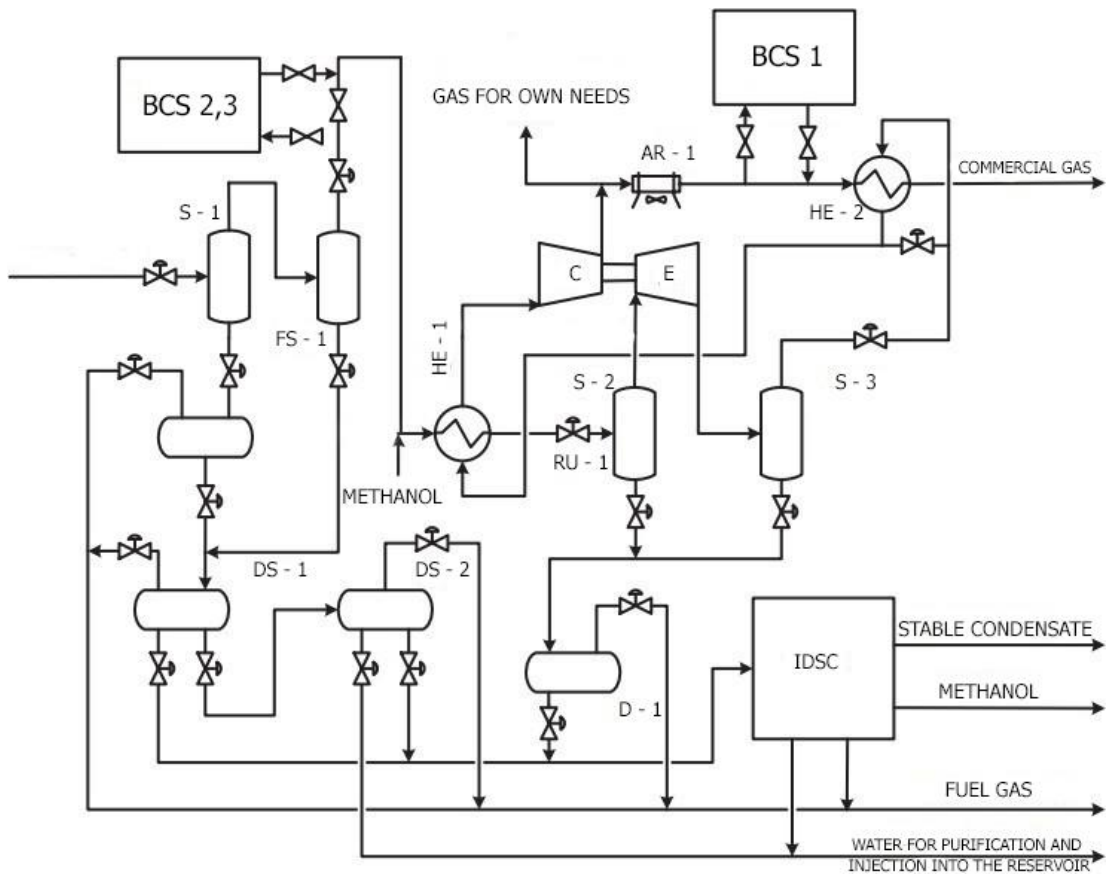


Figure 19 – An example of a technological scheme of an LTS with a TEU with a connection method "E-C"

Symbols: S-1, S-2, S-3 – separators; D-1– degasator; DS-1, DS-2 – degasators– separators; AR-1 – air refrigerator; FS-1 – filter separator; HE-1, HE-2 – heat exchangers; IDSC – condensate deethanization and stabilization unit; RU-1 – reinforcement unit.

The aforementioned technological process comprises a three-stage low-temperature separation (LTS) involving gas cooling at different stages.

The installation of a turbo expander incorporates multiple cooling methods, such as cooling the intake pipes, employing a HE-1 regenerative heat exchanger for gas-gas exchange, and utilizing a TEU turbo expander for transferring a gas-liquid mixture from a high-pressure pipeline to a low-pressure pipeline. The gas is then compressed using the TEU compressor before being cooled in air cooler AI-1, pressurized through BCS-1, and cooled again in regenerative heat exchanger HE-2 before being distributed to the consumer. To achieve the necessary pressure drop in the turbodetander installation, the gas undergoes a series of steps before entering the

compressor. The procedure includes passing through a low-temperature separator, a heat exchanger, and a turbine, which collectively elevate the temperature of the gas while simultaneously reducing its pressure. By precisely managing these variables, the gas is adequately cooled to achieve the necessary pressure reduction in the turbo expander unit [22].

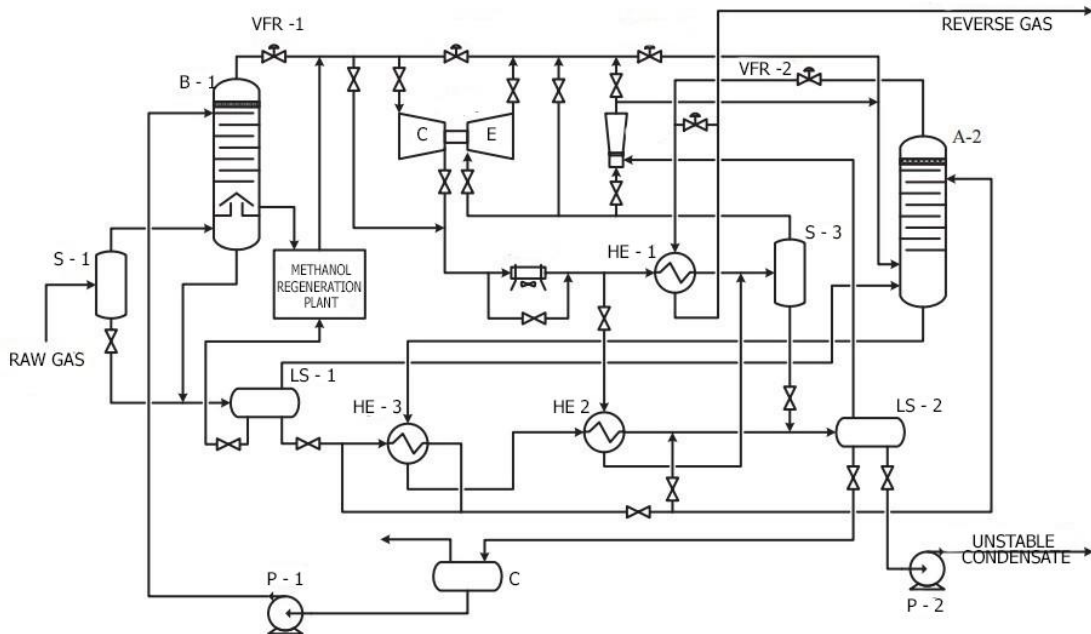


Figure 20 – An example of a technological scheme of a LTS with a TEU with a connection method "C–E"

Symbols: S-1, S-3 – separators; A-1 – blow-off column; LS-1, LS-2 – liquid separator; HE-1, HE-2, HE-3 – heat exchangers; KFR-1, KFR-2 – valves-flow regulators; HE-1, HE-2, HE-3 – heat exchangers; KRD-1, KRD-2 – valves-pressure regulators; C – capacity; A-2 – absorber; H-1, P-1, P-2 – pumps.

After detanding in the TEU turbo expander, the LTS gas enters the A-2 absorber to remove any remaining moisture. It then cools in the HE-1 regenerative heat exchanger before entering the main gas pipeline. The gas coming out of the compressor for cooling goes through the ACU air cooling unit before entering the HE-1 regenerative heat exchanger.

The low-temperature separator S-3 then passes the gas and sends it to the entrance of the expander. The pressure increase and temperature decrease of the gas going into the expander have a significant impact on the joint operation of the expander and the compressor. Gas expansion using TEU has advantages over

isoenthalpy expansion, including the ability to achieve lower gas temperatures with the same pressure drop, and during summer, allowing for negative gas temperature at the entrance to the pipeline. However, using TEU in the LTS process at ICGT has its disadvantages.

The TEU operates in difficult conditions and multiphase flow consisting of hydrocarbon gas, liquid condensate, antihydrate solution, mechanical impurities, and compressor oil BCS. The increased load on the inlet flow of the turboexpander unit (TEU) has an impact on the duration of the maintenance period. To ensure optimal TEU performance, it is crucial to conduct regular and timely maintenance and have qualified personnel for operation. During TEU operation, unforeseen outages may occur, necessitating the activation of the standby line in operational mode. This procedure typically takes approximately 30 minutes and enables the introduction of gas with a higher dew point into the primary pipeline.

Leveraging TEU for the treatment of low-temperature gas offers significant benefits, especially for fields located in the Far North.

This processing approach is also well-suited for the specific oil and gas condensate field in question. At these fields, it is necessary to simultaneously ensure the minimum low temperature of the LTS, as well as the prepared gas sent to the main gas pipeline [22].

Technology used for the preparation of natural gas at the Myldzhinsky field

The structure of the ICGT includes the following objects of main and auxiliary technological purposes, as well as engineering support facilities:

Objects of the main technological purpose:

1. Loop entry nodes:
 - the first entry node of the loop (LEN-1) connects gas pipelines from 10 clusters of MGCF gas wells..
 - loop entry node №. 2 (LEN-2) – gas pipelines from 3 MGCF gas well bushes, 4 SVGCF gas well bushes are connected.
2. The methanol distribution unit for well bushes.

3. The cork collector of the Kazan.
4. The cork collector of the North-Vasyugansky.
5. Three gas treatment modules: GTM №. 1, GTM №. 2, GTM №. 3, the maximum capacity of each GTM for crude gas is 1.8 billion nm³/year.
6. Gas cooling unit with a turbodetander compressor unit.
7. Gaz-gaz HE-3 heat exchanger.
8. Booster compressor station (hereinafter referred to as BCS).
9. The low-pressure gas block compressor station (BCS LPG)
10. The gas commercial metering unit (GCMU)
11. The gas reduction and measurement unit for internal consumption
12. For the two-stage process of deethanization and condensate stabilization, two distinct units, IDSC-1 and IDSC-2, have been designed. Each unit has a capacity of 236,000 tons per year.
13. An installation for injecting a broad range of light hydrocarbons, known as IIWFLH, into the gas pipeline.
14. The gas filling station, or GFS, used to ship a propane-butane technical mixture.
15. Emergency technological condensate tanks.
16. Flare systems
 - sites of shop separators of the flare system (one for GTM №. 1, the second for GTM №. 2,3)
 - installation of a high-pressure flare separator.
 - installation of a low-pressure flare separator.
 - fuel mixture preparation unit.
 - flare installations (flare barrels) of high pressure and low pressure.
17. Methanol blow-off columns (C-1 and C-2).

Objects of auxiliary technological purpose:

1. Warehouse for methanol supplies.
2. Warehouse for methanol products.

3. Unit for methanol blending, engraving, and delivery, equipped with a gas conditioning facility.

4. Pumping unit of treated effluents into the reservoir/

5. Air compressor.

6. Nitrogen-air compressor station.

7. AI-3 air compressor station.

Engineering support facilities:

1. Service and maintenance unit.

2. Service and maintenance repair unit.

3. Fire extinguishing pump.

4. Water storage tanks.

5. Fire hydrants.

6. Treatment facilities for industrial rainwater runoff.

7. Transformer substations.

8. Electrical and panel instrumentation.

9. Checkpoint.

The system of natural gas collection from wells to ICGT

To retrieve items from well clusters, the collector-beam system employs seven individual collectors. These collectors have different diameters, spanning from 200mm to 300mm. Their purpose is to convey a gas-liquid mixture from a collection of wells to the ICGT (Integrated Collector and Gas Treatment) facility.

The well cluster serves as a horizontal platform for gas wells, encompassing various equipment such as fountain fittings, pipes, control and automation systems, as well as tools for measuring flow and studying gas condensates. Production from the wells passes through adjustable throttles and heat-insulated pipelines before being distributed to the distribution comb of the well bush, which allows for flow combination, measurement, and well development.

Natural gas from the well bushes is delivered to the LEN №1 and №2 via individual pipelines, where it is distributed into three GTMs. Methanol injection is administered at various entry points to prevent hydrate formation in wells, while the

wells are purged through high-pressure pipelines to the flare barn. The positioning of well clusters is guided by a technological plan that includes a variety of interlinked safety devices and shut-off valves specifically designed to address emergencies or fluctuations in gas pipeline-loop pressure. It is important to maintain high wellhead pressures to allow low-temperature separation (LTS) for processing gas at the gas processing plant.

The connection of wells to the ICGT is done through a collector-beam, considering the balance of gas consumption according to the GTM. Furthermore, a diaphragm critical flow meter is installed on the process pipeline, ensuring smooth operation. In summary, a well cluster utilizes various systems and equipment to ensure proper gas handling and processing, promoting safety and efficiency [24].

Technological gas preparation module № 1. Gas cooling unit

The separated gas from S-1 (SVGCF) and S-1,2 (KGF) produced by MGCF wells is transported through a pipeline with a diameter of Dn300, from the inlet node of the loops, at a pressure of 2.5-3.5 MPa and a temperature ranging from plus 5-15°C. An electric crane and pressure control valve are used to introduce the gas into the first stage of separation located in the vertical separator, S-1/1.

In the first stage-1/1 separators, gravitational forces are harnessed during the initial phase of separation to segregate the gas stream from its liquid droplet phase and mechanical impurities. Following this stage, a mixture of a strainer, a level control valve, and a shut-off valve is employed to extract the liquid phase comprising gas condensate, methanol, water, and mechanical impurities. The liquid separator functions within a pressure range of 1.7-2.0 MPa and temperatures ranging from plus 5 to 25 °C.

For stability in the inlet pressure to the S-1/1 first-stage separator, a direct-acting control valve that is managed by GTM-1 is employed. The central control room displays the control and alarm settings of the status, operating through remote control. The gas-liquid mixture pressure is measured using electrocontact pressure gauges positioned at pos. RIA M1.9 and pos. RIA M1.10. In the central control

room, a pre-separator and post-separator output alarm specifies the minimum and maximum pressure.

To prevent the formation of hydrates, a methanol supply line is installed before the shut-off valve as a preventative measure. A technical pressure gauge is utilized to measure the pressure in the methane pipeline.

As a preventative measure to avoid excess pressure at the inlet of the first-stage separator, S-1/1, two safety valves equipped with alarms are installed. Activation of the safety valves occurs at a pressure of 15.85 MPa to prevent pressure overload.

When the S-1/1 separator is in a closed position, the gas flow that has undergone partial separation, with a pressure ranging from 2.4 to 3.4 MPa and a temperature between plus 5 and 15 °C, is directed through a pipeline. Subsequently, it passes into the intertube space of the gas-gas heat exchanger, where it undergoes heating through the counter-flow of gas from the downstream control system (DCS) in the annulus. This heating mechanism elevates the gas temperature to approximately plus 17-30°C. Following this, the gas is directed towards the intake of horizontal separators situated within the separation unit of the bulk control station (BCS). From there, the purified gas is directed towards the suction area of the gas pumping units while the separated liquid flows into the LS-1/1,2,3 inlet, which is connected to the reservoir fluid line and accessed via the C-1/1,2,3 valves.

After compression to the BCS gas with a pressure of 6.8 ...7.5 MPa and a temperature of 20...35°C is divided into two streams. Part of the gas (60...100 thousand nm³/h) through the pipeline is supplied to the C-1, C-2 methanol blow-off columns. The rest of the gas is sent through the control valve to the inter-tube space of the heat exchanger "gas-gas" HE-3 where it is cooled to a temperature of 10... 18 °C.

Then, through C-8.1, the gas enters the site of the two-section heat exchangers "gaz-gaz" HE-1/1 and HE-2/1, which can work both in series and in parallel.

When heat exchangers operate in a sequential scheme, the gas initially enters the pipe space of the gas-gas heat exchanger HE-1/1. The gas is cooled within this

heat exchanger by the counterflow of drained gas, resulting in a temperature range of +5 to +20°C. The gas then enters the tube space of the gas-gas heat exchanger, HE-2/1, where it experiences further cooling through the counterflow of exhaust gas and reaches a temperature range of -20 to 0°C.

When heat exchangers operate in parallel, the gas is introduced into the pipe space of either heat exchanger, HE-1/1 or HE-2/1, or both simultaneously. The counterflow of drained gas cools the gas inside these heat exchangers, and as a result, the temperature range is maintained between -15 to +5°C.

To inhibit the formation of hydrates within the HE-1/2/1 system pipes, methanol is introduced via a specialized methanol pipeline utilizing the MIU-1/1 methanol injection unit. Methanol is administered into the pipeline through either a C-38 nozzle or a C-36 nozzle, allowing for direct injection. The flow rate of methanol is diligently monitored and measured at the methanol input node, which receives its supply from IDU-2/1.

Additionally, methanol is also supplied through MIU-1/1 to the heat exchanger section HE-1/1. The upper section is supplied with methanol through the 1C-2/m nozzle, while the lower section is supplied through the 1C-3/m nozzle. To purge the methanol injection nozzles, a reverse gas flow is used with the valve closed, passing through the C-38 valve and the flare pipeline valve [24].

The injection of methanol in the heat exchanger section HE-2/1 is through the nozzle 1C-5/m for the upper section and 1C-6/m for the lower section, with purging done through the C 89 valve and B106 valve into the flare pipeline with the valve closed. After undergoing cooling in the HET-1/1 and HE-1/2 heat exchangers, the gas, with a pressure between 6.5 and 7.2 MPa, proceeds into the S-2/1 second-stage separator. In order to mitigate pressure surges at the inlet, a pair of safety valves, SV-2/1-1 and SV-2/1-2, are installed with a trigger pressure of 10.87 MPa.

Within separator S-2/1, the gas condensate, water, and methanol undergo separation and are directed into the inter-tube space of heat exchanger TR-1/1. In this space, the mixture is heated by the counterflow of gas to achieve a temperature range of -10 to +10 °C. Subsequently, the mixture is transferred to heat exchanger

TR-2/1 for additional heating, reaching a level of 20-30 °C. Finally, the flow is directed towards the liquid separator RZH-2/2 for further processing.

The gas flow originating from the drip liquid of C-2/1 undergoes cooling and enters the blades of the turbo expander within the inlet guide device (IGD) of the compressor unit situated in the gas cooling unit.

The pressure decreases to 3.7-5.0 MPa, and the turbine load is a centrifugal compressor. The operator has the capability to adjust the opening degree of the IGD (Inlet Guide Vane) blades either remotely or locally, utilizing instrumentation air as the power source. By implementing this modification, the gas flow through the turbine can be regulated within the range of 2.4 million Nm³/day to 5.5 million Nm³/day. Through the conversion of potential energy into mechanical work, the gas is effectively cooled, resulting in temperatures ranging from -40 to -20 °C.

To turn off the turbine, ball valves with pneumatic hydraulic drive are installed: 1Cz-XV302 - gas inlet line to the expander; 1Cz-XV303 - gas outlet line from the expander [24].

To shut down the TDKA-1 compressor, ball valves equipped with pneumatic hydraulic drive are utilized. The valves include 1Kz-XV402, which controls the gas inlet line to the compressor, and 1Kz-XV403, which regulates the gas outlet line from the compressor.

For emergency shutdown of, a shut-off valve with a pneumatic actuator, high-speed 1Kz-XV301 with a closing time of 0.5 s, is installed at the turbine inlet.

The supply of sealing gas to is designed to prevent oil entrainment into the flow path of the unit and prevent oil liquefaction by condensate. The purpose is fulfilled by utilizing a shaft that has shut-off gas to generate pressure in the spaces between the combs of labyrinth seals. These seals are located on either side of the compressor and turbine.

For optimal sealing during the operation stages, a two-stage sealing gas approach is utilized. At the initial phase of plant operation, the turbine inlet is purged of sealing gas by opening shut-off valve 1B-201. Subsequently, when the compressor is activated, the sealing gas passes through the compressor outlet,

causing the 1B-200 shut-off valve to open. The gas used for sealing the unit is passed through filter 1/F-201 to ensure its purity before being supplied to the shut-off cavities within the unit housing to maintain a proper sealing environment.

In order to prevent the instability caused by the fluctuating flow-pressure dynamics within the compressor, an anti-surge system is incorporated featuring a 1Kr-FV 401 valve. Additionally, to enable the discharge of gas from the turbine in situations where shut-off valves 1Cz-XV302 and 1Cz-XV303 are closed, a shut-off valve with a rating of 1Cz-500 has been implemented.

Upon completion of the turbine process, the gas proceeds into the low-temperature separator known as S 3/1, which operates within a pressure range of 3.7 to 5.0 MPa. This specific separator receives gases from the inlet of the block compressor station. These gases subsequently undergo cooling in the tube space of heat exchanger TR-1/1 with the aid of the return flow of condensate from the S-2/1 and S-3/1 separators.

In order to maintain a consistent gas pressure within the specified range of 3.7 to 5.0 MPa, a control valve KR-3/1 is implemented at the inlet of the low-temperature separator S-3/1. This valve is specifically designed to operate in conjunction with the reserve gas preparation scheme and the TDKA-1 soft start procedure, ensuring efficient control of the gas pressure. Gas is extracted to the DC prior to CR-3/1, with cooled gas intake occurring downstream of CR-3/1. Electric contact pressure gauges pos. PIA M2.8 and pos. PIA M2.6 are utilized to measure pressure before and after KR-3/1. These gauges have a pressure warning alarm output that is directed to the central control room.

To avoid the formation of hydrates on KR-3/1, methanol is supplied via a dedicated methanol pipeline from IDU-2/1. Methanol can be introduced into the pipeline through either the B66 nozzle or via direct injection using the B66 nozzle. Additionally, the injectors responsible for methanol injection undergo purging by utilizing a reverse gas flow. This purging process occurs when the B66 valve is closed and the B108 valve is opened, redirecting the gas flow into the flare pipeline.

To prevent hydrate formation on the expander, methanol is supplied to the pipeline through the KSH-2/1 nozzle.

To prevent excessive pressure build-up at the inlet of separator S-3/1, a pair of safety valves, PC-3/1-1 and PC-3/1-2, are installed. These safety valves are set to activate at a trip pressure of 6.3 MPa.

Inside the low-temperature separator C-3/1, the separation of liquid droplets occurs, accompanied by condensation due to a simultaneous decrease in temperature and pressure.

The resulting liquid, comprising gas condensate and methanol water, is discharged through a combination of a level control valve and a check valve located on the LICA 3.12a. Subsequently, the liquid enters the annulus of the TR-1/1 heat exchanger, where it undergoes heating from the reverse gas flow originating from the block compressor station. This heating process elevates the temperature of the liquid within the range of -10 to +10 °C.

Afterwards, the liquid flows through the tube bundle of the TR-2/1 heat exchanger, where it undergoes further heating to reach a temperature of 20-30 °C. This additional heating can be achieved by utilizing either stable condensate from the disc or steam from the boiler room. Finally, the heated liquid is directed to the liquid separator LS-2/2 for subsequent processing.

Following the removal of hydrocarbon condensate and moisture in the low-temperature separator S-3/1, the resulting natural gas undergoes operational tests and is then directed to "gas-gas" two-section heat exchangers HE-1/1 and HE-2/1 through a quick-release membrane. This gas is at a temperature between -40 to -20 °C and operates at a pressure within the range of 3.7 to 5.0 MPa. The two-section heat exchangers have the ability to operate using either a series or parallel scheme.

When functioning in a sequential scheme, the gas is first guided into the inter-tube space of heat exchanger HE-2/1. Within this space, the gas comes into contact with a direct flow of raw gas, leading to a temperature rise within the range of -18 to -12 °C.

Subsequently, the gas is directed to the intertube space of the HE-1/1 heat exchanger, where it encounters a separate flow of untreated gas in a head-on collision. This second encounter allows for further heating of the gas, bringing it to a temperature range of +10 to +15 °C. When the heat exchangers operate in parallel, the gas enters either inter-tube space of HE-1/1 or T-2/1, or both simultaneously. The gas encounters a direct flow of raw gas within these units, and undergoes heating to within a temperature range of +5 to +10 ° C.

In order to control the temperature within the S-2/1 system, a bypass system is incorporated for the HE-1/1 and HE-2/1 dry gas heat exchangers, including a regulating valve [24].

The gas flow, which has been heated and experienced temperature increases within the range of +5 to +15°C through the heat exchange process in HE-1/2 and HE-2/2, is directed into the compressor section of the gas cooling unit. In this section, the gas undergoes compression to reach a pressure of 5.5 MPa before entering the valve assembly.

In the event of operation via CR-3/1 backup scheme, the gas is simultaneously heated to a range of +5 to +25°C. The gas flow from the heat exchangers HE-1/2, HE-2/2 enters directly into the valve assembly through crane 1C-109, bypassing the compressor.

The Clr4 valve automatically regulates the pressure of Figure T1.16a at the gas flow outlet from GTM №. 1..

The dried natural gas, with a temperature ranging from +5 to +25°C, operates under a pressure between 3.7 and 5.5 MPa. Once it passes through the control valve, the gas is guided towards one of the measuring threads (pos. FI 61.1, 61.2, FI 62.1, 62.2) at the CGMU using the electric cranes EC-7, EC-18, and EC-19. From there, it is further directed through the electric cranes EC-20 and EC-21 and enters the main gas pipeline named "Myldzhino-Vertikos".