

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
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.279.8(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Тимиров Дмитрий Николаевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г.-М.Н.		

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
2БМ15	Тимиров Дмитрий Николаевич

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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>	Технологическая схема разработки Мыльджинского месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <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>	1. Рассмотрение теоретических основ подготовки природного газа на месторождении. 2. Анализ системы подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении. 3. Разработка предложений по усовершенствованию системы подготовки газа на Мыльджинском НГКМ.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Цибульникова М.Р.
Социальная ответственность	Сечин А.А.
Английский язык	Болсуновская Л.М.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Теоретические аспекты подготовки газа на месторождении	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Тимиров Дмитрий Николаевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Тимиров Дмитрий Николаевич

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Теоретические аспекты подготовки газа на месторождении	20
	Анализ системы подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении	20
	Разработка предложений по усовершенствованию системы подготовки газа на Мыльджинском НГКМ	20
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Тимиров Дмитрий Николаевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 121 страницу, в том числе 30 рисунков, 23 таблицы.

Ключевые слова: природный газ, моделирование, широкая фракция легких углеводородов, низкотемпературная сепарация, низкотемпературная ректификация, степень извлечения, стабильный конденсат, установка комплексной подготовки газа, точка росы.

Объектом исследования является Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение.

Целью работы является усовершенствование технологии подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения для повышения степени извлечения тяжелых углеводородов из газоконденсатной смеси.

Основной метод исследования – моделирование в программном комплексе UnisimDesign.

В процессе работы произведен обзор существующих методов подготовки природного газа, а также способов по увеличению степени извлечения тяжелых углеводородов из состава газового потока. В программном комплексе UnisimDesign построена моделирующая схема действующей и усовершенствованной установки подготовки газа. Предложено введение в систему подготовки газа стадии низкотемпературной ректификации.

Показана эффективность введения технологии низкотемпературной ректификации, заключающаяся в повышении качества товарного газа. Точка росы по углеводородам подготавливаемого газа снизилась с минус 38,44 °С до минус 75,53 °С.

Область применения: установки комплексной подготовки газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Показана экономическая эффективность проекта за счет увеличения выхода СПБТ. Увеличение выхода СПБТ с 42 135,6 т/год до 102 229,2 т/год позволило получить за три года 1,937 млрд рублей дополнительной выручки.

В будущем целесообразно использовать полученные результаты при оптимизации подготовки газа на других газоконденсатных месторождениях.

Обозначения, определения и сокращения

- ВВП – внутренний валовый продукт
- СПБТ – смесь пропана и бутана технических
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- НТС – низкотемпературная сепарация
- УКПГ – установка комплексной подготовки газа
- ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов
- НТК – низкотемпературная конденсация
- ТЭГ – триэтиленгликоль
- ДЭГ – диэтиленгликоль
- НТСР – низкотемпературная сепарация и ректификация
- НТР – низкотемпературная ректификация
- УВШ – узел входа шлейфов
- МППГ – модуль подготовки газа
- ДКС – дожимная компрессорная станция
- УДСК – установка деэтанализации и стабилизации конденсата
- ГНП – газонаполнительный пункт
- УКУГ – узел коммерческого учета газа
- БСМ – базисный склад метанола
- РСМ – расходный склад метанола
- УСТРМ – установка смешения, травления и распределения метанола с блоком выветривания газа
- УЗОС – узел закачки отходов в скважину
- АВКС – азотно-воздушная компрессорная станция
- СЭБ – служебно-эксплуатационный блок
- СЭРБ – служебно-эксплуатационный ремонтный блок
- МЭФ – метан-этановая фракция
- АВО – аппарат воздушного охлаждения
- ГПА – газоперекачивающий агрегат

РЖ – разделитель жидкости
БКС – блочная компрессорная станция
ТДКА – турбодетандер-компрессорный агрегат
ВГ – выветриватель газа
ДНП – давление насыщенных паров
ФОТ – фонд оплаты труда
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых
ОПФ – основные производственные фонды
ЧДД – чистый дисконтированный доход
ВНД – внутренняя норма доходности
СИЗ – средства индивидуальной защиты
НКПВ – нижний концентрационный предел воспламенения
ПДК – предельно допустимая концентрация
КИП – контрольно-измерительные приборы
ЧС – чрезвычайная ситуация
ПЛА – план ликвидации аварий

Оглавление

Введение	13
1 Теоретические аспекты подготовки газа на месторождении.....	16
1.1 Низкотемпературная сепарация	16
1.2 Низкотемпературная конденсация	22
1.3 Абсорбционная осушка.....	24
1.4 Адсорбционная осушка.....	28
1.5 Способы повышения уровня извлечения тяжелых углеводородов из природного газа.....	31
1.5.1 Криогенные технологии.....	32
1.5.2 Низкотемпературная сепарация с газодинамическим сепаратором.	32
1.5.3 Технология низкотемпературной абсорбции.....	34
1.5.4 Применение процесса низкотемпературной ректификации в промысловых условиях.....	36
1.6 Требования к товарному газу	39
2 Анализ системы подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении	41
2.1 Геолого-технологическая характеристика Мыльджинского НГКМ	41
2.1.1 Нефтегазоносность.....	42
2.1.2 Запасы газа, стабильного конденсата и нефти.....	43
2.1.3 Текущее состояние разработки.....	44
2.1.4 Характеристика установки подготовки газа	45
2.1.5 Поэтапное описание выполняемых операций технологического режима работы оборудования в процессе реализации технологии	48
2.2 Моделирующая программа UnisimDesign	53
2.3 Совершенствование процесса подготовки газа на Мыльджинском месторождении.....	54
3 Разработка предложений по усовершенствованию системы подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении.....	59
3.1 Сравнительный анализ действующей и усовершенствованной установок подготовки газа и конденсата.....	59

3.2	Подбор оптимального давления ректификационной колонны.....	63
3.3	Выводы по главе.....	65
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	67
4.1	Выручка от реализации продукции УКПГ	67
4.2	Капитальные вложения	69
4.3	Амортизационные отчисления	69
4.4	Эксплуатационные затраты	70
4.5	Налоговые отчисления.....	72
4.6	Оценка экономической эффективности проекта	73
4.7	Анализ чувствительности	75
5	Социальная ответственность	80
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.1.1	Правовые нормы трудового законодательства.....	81
5.1.2	Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.....	82
5.2	Производственная безопасность	82
5.2.1	Анализ выявленных вредных факторов производственной среды ..	84
5.2.2	Анализ выявленных опасных факторов производственной среды ..	87
5.2.3	Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	89
5.3	Экологическая безопасность	91
5.3.1	Селитебная зона	91
5.3.2	Атмосфера	92
5.3.3	Гидросфера	92
5.3.4	Литосфера	93
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
5.5	Выводы по главе.....	95
	Заключение	97
	Список использованных источников	99
	Приложение А	106

Введение

Нефтегазовая промышленность занимает большое значение в экономике нашей страны. Так в I квартале 2022 года доля нефтегазового сектора в ВВП России составила 21,7 %. Большинство добытого сырья направляется на экспорт в другие страны. Причем доля газовой промышленности здесь достаточна велика. Россия занимает первое место в мире по запасам этого сырья. При этом по добыче газа она занимает второе место. Так, за 2022 год добыча газа в России составила 673,8 млрд м³.

Как мы понимаем, природный газ является ценным энергетическим ресурсом. Однако в его составе может находиться значительное количество тяжелых углеводородов, механических примесей и агрессивных компонентов, таких как сероводород, углекислый газ. И в таком виде его нельзя транспортировать по магистральным трубопроводам, в связи с чем необходима его подготовка и приведение его физических и химических показателей к определенным требованиям. Основные требования к природному газу устанавливаются в СТО Газпром 089-2010.

Наибольшую популярность среди методов подготовки газа получил метод низкотемпературной сепарации ввиду своей простоты и относительно небольшой стоимости. В основе этого метода лежит эффект Джоуля-Томсона. Эффект Джоуля-Томсона выражается в изменении температуры газа в результате его изоэнтальпийного расширения при протекании через дроссель. Поэтому данный метод эффективен при больших пластовых давлениях. Однако большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки из-за чего пластовые давления уже не такие большие и достижение нужных показателей качества газа становится затруднительным даже при применении турбодетандерных агрегатов.

Поэтому актуальны решения, которые способны улучшить данный метод и помогут достичь необходимой для газа точки росы по углеводородам и максимизировать выход жидких продуктов.

Объектом исследования данной работы является Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение.

Предмет исследования: система подготовки газа.

Цель работы – усовершенствование технологии подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения, которая позволит повысить качество товарного газа и снизить содержание тяжелых углеводородов в его составе.

Для решения цели были поставлены задачи:

1. Рассмотрение теоретических основ подготовки природного газа на месторождении.
2. Анализ системы подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении.
3. Разработка предложений по усовершенствованию системы подготовки газа на Мыльджинском НГКМ.

Научная новизна исследования.

Проведен анализ степени извлечения компонентов газа и показателей качества готовых продуктов при использовании действующей технологической схемы подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения. Также проведен анализ этих показателей после внедрения в существующую схему стадии низкотемпературной ректификации, позволяющую улучшить качество подготавливаемого газа, которая была смоделирована при помощи программы UnisimDesign.

Практическая значимость.

На основании проведенного моделирования в программе UnisimDesign было доказано, что предложенная модернизация позволит повысить не только технологическую эффективность процесса, но и экономическую за счет большего выхода СПБТ и стабильного конденсата.

Защищаемые положения.

Усовершенствование технологии подготовки газа с помощью низкотемпературной ректификации позволит увеличить степень извлечения тяжелых углеводородов C_{3+} из сырого газа, в результате чего удастся понизить температуру точки росы товарного газа по углеводородам с минус 38,44 °С до минус 75,53 °С, что повысит его качество, а также повысить выход товарного продукта – СПБТ на 142,6 %, что обеспечит прибыль от введения технологии.

1 Теоретические аспекты подготовки газа на месторождении

На выбор способа подготовки газа влияет множество факторов. На него влияют как термодинамические условия месторождения, так и сам состав газа, содержание в нем влаги и различных механических примесей, а также от того, как этот газ в дальнейшем планируется использовать и каким образом транспортировать.

Существует несколько способов подготовки газа. Ниже представлены четыре основные технологии:

- абсорбционная осушка газа,
- адсорбционная осушка газа,
- низкотемпературная сепарация газа,
- низкотемпературная конденсация газа.

1.1 Низкотемпературная сепарация

Низкотемпературная сепарация (НТС) представляет собой способ подготовки природного газа в условиях промысла, используемый для извлечения из газа конденсата (тяжелых углеводородов) и удаления влаги, чтобы в конечном итоге достичь точки росы, соответствующей безгидратному транспортированию газа по трубопроводу. Низкотемпературная сепарация обычно проходит при температурах от 0 до -15 °С. При данной температуре обеспечивается конденсация влаги и тяжелых компонентов углеводородов, содержащихся в газе. Чтобы охладить газ используется дросселирование газа или так называемый эффект Джоуля-Томсона.

Проведение низкотемпературной сепарации при помощи эффекта Джоуля-Томсона считается достаточно простым и надежным способом охлаждения газа. Помимо этого, он имеет еще некоторые неоспоримые преимущества в виде небольших эксплуатационных и капитальных затрат. Однако данный метод на дистанции требует дальнейших вложений ввиду

того, что со временем пласт истощается, падает пластовое давление, а, соответственно, и устьевое давление, что приводит к повышению температуры сепарации, что, в свою очередь, ведет к снижению эффективности извлечения из газа компонентов C_{5+} , то есть тяжелых углеводородов.

Под дросселированием понимают изменение температуры газа, медленно протекающего сквозь дроссель при постоянном перепаде давления. Данный процесс изменения температуры является адиабатическим (теплообмен с внешней средой отсутствует) и изоэнтальпийным, то есть энтальпия газа на входе и выходе дросселя равны (рисунок 1). Также этот процесс является необратимым, из чего можно сделать вывод, что энтропия газа будет расти ($dS > 0$) [1].

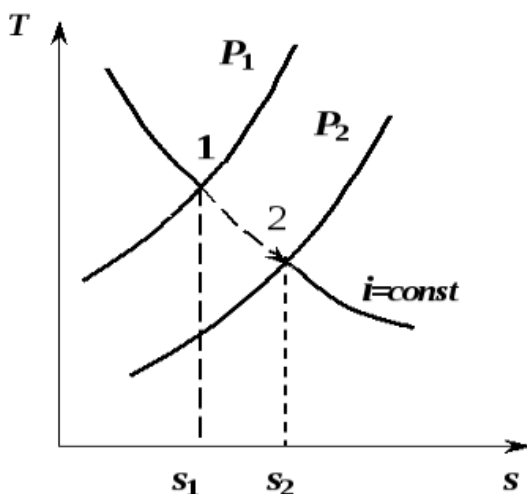


Рисунок 1 – Изображение дросселирования на sT -диаграмме

Одним из основных параметров дросселирования служит изменение температуры в процессе адиабатического дросселирования. Чтобы его определить, необходимо знать значение отношения $(\partial T / \partial p)_h$:

$$\alpha_h = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_h = \frac{T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p - v}{c_p} \quad (1)$$

где α_h – коэффициент адиабатического дросселирования.

Этот коэффициент необходим при расчёте изменения температуры в процессе дросселирования:

$$T_2 - T_1 = \int_{p_1}^{p_2} \alpha_h dp \quad (2)$$

Эффект Джоуля-Томсона может быть как отрицательным, так и положительным. Это зависит от того нагревается газ или охлаждается. При охлаждении газа эффект Джоуля-Томсона будет положительным ($\Delta T < 0$) и отрицательным, соответственно, при нагревании газа ($\Delta T > 0$).

Эффект Джоуля-Томсона говорит о наличии в газе сил межмолекулярного взаимодействия, что следует из молекулярно-кинетической теории строения вещества. При отсутствии внешнего притока энергии внутренняя энергия газа не изменяется при его расширении, однако происходит увеличение потенциальной энергии взаимодействия молекул, то есть растет расстояние между ними. Это происходит за счет кинетической энергии. Все это приводит к тому, что движение молекул замедляется, а, следовательно, температура газа будет снижаться. Но это происходит в идеальных условиях, когда газ изолирован от внешней среды. В реальности это невозможно и всегда будет происходить энергообмен с окружающей средой.

Газ совершает работу (внешнюю), то есть последующие порции газа, справа от дросселя, теснят предыдущие, а слева от дросселя над самим газом совершают работу силы внешнего давления. Это необходимо при составлении энергетического баланса в опытах Джоуля-Томсона. Работа, которая затрачивается для продавливания газа через дроссель, занимающей до дросселя объем V_1 , равна произведению $p_1 V_1$. После дросселя этот газ уже занимает объем V_2 , при этом совершенная работа уже равна произведению $p_2 V_2$. Суммарная внешняя работа, совершенная над газом, будет равна разности $p_1 V_1 - p_2 V_2$. Эта работа может быть как отрицательная, так и положительная. Если процесс адиабатический, то вся эта работа идет на изменение внутренней энергии: $A = U_2 - U_1$. Отсюда уже можно определить ΔT , зная выражение для U и уравнение состояния газа.

От соотношения между работой самого газа и той работы, которую совершает внешнее давление и будет зависеть величина и знак эффекта Джоуля-Томсона. При этом немаловажную роль при этом играют и сами свойства газа.

Так как у идеального газа молекулы между собой не взаимодействуют, то и эффект Джоуля-Томсона будет равен нулю.

Как уже говорилось ранее, эффект Джоуля-Томсона может иметь как положительный, так и отрицательный знак. Все это зависит от конкретных условий. Температура, при которой эффект Джоуля-Томсона меняет свой знак, называется температурой инверсии. Кривая зависимости температуры инверсии от давления показана на рисунке 2. Данная кривая отделяет те состояния газа при переходе между которыми он охлаждается, от состояний, между которыми он нагревается.

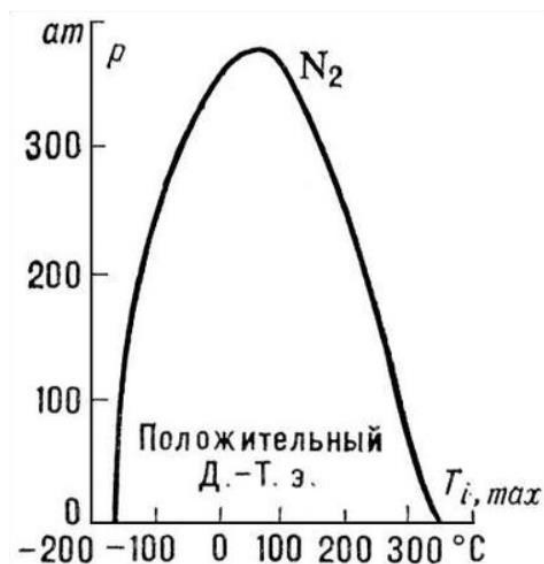


Рисунок 2 – Кривая инверсии азота

В пределах этой кривой эффект Джоуля-Томсона положителен ($\Delta T < 0$), вне кривой – отрицателен ($\Delta T > 0$). Для точек, находящихся на самой кривой эффект Джоуля-Томсона равен нулю.

Эффект Джоуля-Томсона называют дифференциальным, если происходит малое изменение температуры ΔT при малых перепадах давления Δp . Однако, если мы имеем большой перепад давления, в результате которого

будет происходить значительное изменение температуры, то следует вводить понятие интегрального эффекта Джоуля-Томсона.

Рассмотрим схему осуществления метода низкотемпературной сепарации. Сперва газ по трубопроводам со скважин направляется в сепаратор, называемый сепаратором-каплеотбойником, где происходит предварительное удаление жидкости. Затем он охлаждается в теплообменнике до температур порядка 4-16 °С и проходит через клапан (дроссель), где за счет дросселирования температура этого газа падает до минус 10 °С. Для того чтобы при охлаждении газа не образовывались гидраты, в поток газа вводятся так называемы ингибиторы гидратообразования. Самым часто используемым ингибитором является метанол. После отделения жидкости в низкотемпературном сепараторе, газ поступает в теплообменник для нагрева потоком сырого газа перед его отправкой в магистральный трубопровод. Этот процесс позволяет удалить большую часть жидкости из газа и обеспечить его чистоту и качество (рисунок 3).

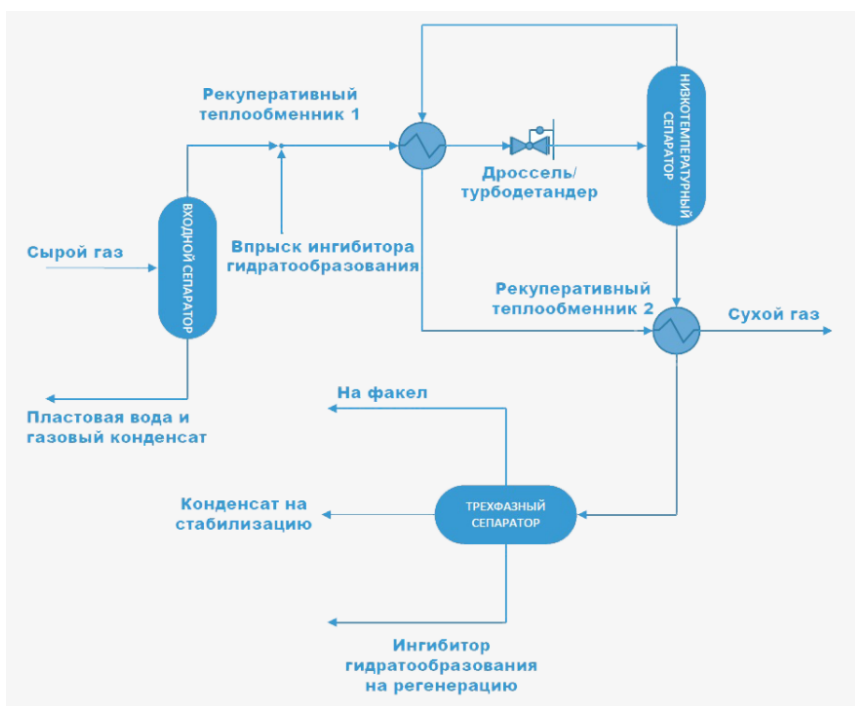
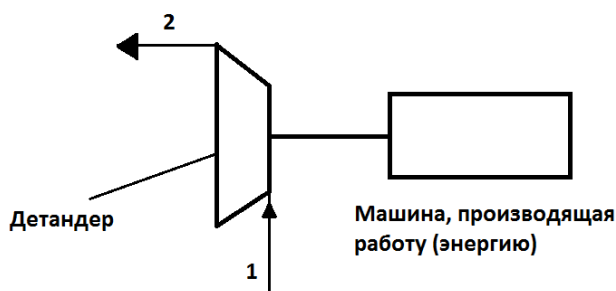


Рисунок 3 – Типичная схема установки низкотемпературной сепарации

Как говорилось ранее, со снижением пластового давления данный метод теряет свою эффективность и становится недостаточным для достижения необходимых параметров для дальнейшей транспортировки газа. Поэтому

помимо дросселя могут использоваться в таких случаях дополнительные холодильные машины или детандеры.

Принцип работы турбодетандеров заключается в политропическом расширении газа. При этом газом совершается внешняя работа (рисунок 4). Внешняя работа расходуется валом компрессора, который необходим для компримирования газа до давления в газопроводе. Данные агрегаты хорошо показали себя на поздних стадиях разработки месторождения, когда происходит интенсивное снижение пластового давления. На производительность холода турбодетандерного агрегата в наибольшей степени влияет расширение газа. В газовой промышленности наибольшее распространение получили детандеры-компрессоры.



1 – газ высоконапорный; 2 – газ низконапорный
Рисунок 4 – Схема охлаждения газа в детандере

Еще в 1962 году А. И. Арутюновым и В. И. Ивановым было предложено использовать детандеры в низкотемпературной сепарации при подготовке природного газа, когда был получен первый опытный образец турбодетандера. При чем газ при изоэнтропийном расширении в детандере охлаждается лучше, чем просто при использовании дросселя. И эта разница в способах охлаждения газа растет при уменьшении давления [2].

Сейчас все чаще применяют турбодетандерные агрегаты в качестве модернизации УКПГ вместо использования традиционного дросселя.

Преимущества использования технологии НТС включают возможность постепенной модернизации технологии при снижении пластового давления, низкие эксплуатационные затраты в начале эксплуатации, простоту эксплуатации и обслуживания, а также низкие капитальные затраты. Кроме

того, технология НТС может быть легко автоматизирована в условиях газового месторождения [3].

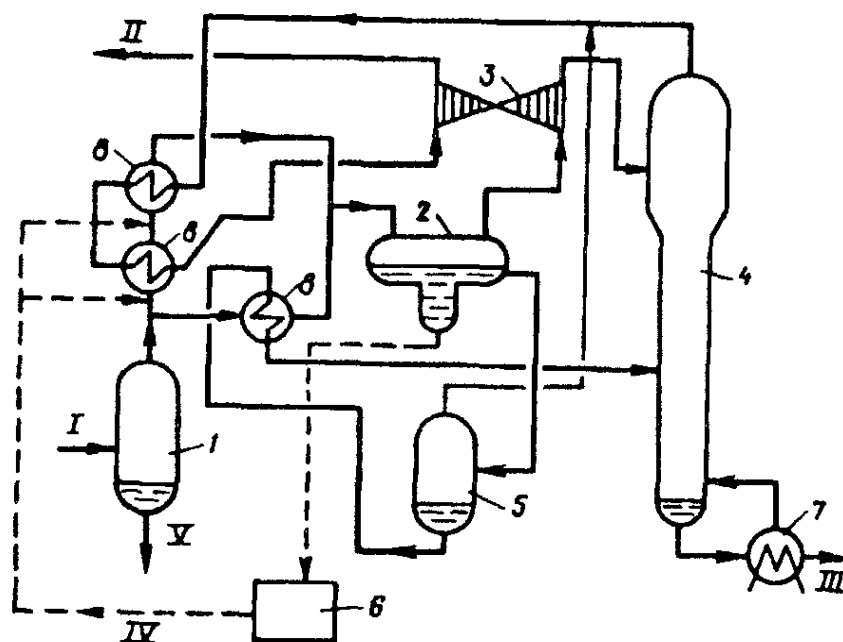
1.2 Низкотемпературная конденсация

Низкотемпературная конденсация – процесс охлаждения природного или попутного нефтяного газа. По своей сути это изобарный процесс, протекающий при температурах от 0 до минус 30 °С. В ходе охлаждения удастся сконденсировать из газа определенные компоненты и получить конденсат и другие интересующие нас фракции (рисунок 5).

Сущность метода проста. Углеводородная смесь при постоянном давлении охлаждается из-за чего происходит конденсация компонентов, которые мы планируем извлечь из газового потока. И затем, используя сепараторы, происходит разделение на жидкую и газовую фазу.

Однако данный способ не позволяет получать на выходе четко разделенные продукты с нужным набором компонентов в составе этих продуктов. Поэтому в дополнение к данной схеме могут применяться ректификационные колонны, а именно колонны деметанизации и деэтанзации.

Для питания этих колонн используется жидкая фаза после сепаратора, предварительно прошедшая теплообменник, а газ из сепараторов выводится и направляется к конечному потребителю через магистральные трубопроводы. В итоге колонны позволяют извлечь из нестабильного конденсата растворенные в нем метан и этан.



1,2 – сепараторы 1-й и 2-й ступеней; 3 – турбодетандер; 4 – ректификационная колонна; 5 – выветриватель конденсата; 6 – блок регенерации ингибитора гидратообразования; 7 – ребойлер; 8 – теплообменники; I и II – исходный и отсепарированный газ; III – ШФЛУ; IV – ингибитор гидратообразования; V – конденсат сырого газа
 Рисунок 5 – Принципиальная схема процесса низкотемпературной конденсации

Подробно рассмотрим схему низкотемпературной конденсации. По трубопроводам, называемым шлейфами, газ от скважин поступает во входной сепаратор. Во входном сепараторе или сепараторе первой ступени происходит предварительное отделение от газа капельной жидкости. После чего газ проходит через теплообменник, где он охлаждается обратным потоком отсепарированного холодного газа. Далее используется дроссель-эффект для охлаждения газа. При помощи штуцера давление газа понижается до отметки давления максимальной конденсации. Также для более эффективного охлаждения может использоваться турбодетандерный агрегат. Когда давление уже достигнет точки, при которой не удастся достичь нужной температуры, тогда в схему вводится внешний источник охлаждения – холодильный агрегат. В качестве хладагента в них может использоваться пропан или аммиак [8].

Охлажденный поток, как и в методе низкотемпературной сепарации попадает в сепаратор, где скорость газового потока снижается и выпадает

конденсат, который в дальнейшем отправляется на стабилизацию. Стабилизация осуществляется в ректификационных колоннах. В колонне деэтанализации сверху мы получаем такие компоненты как метан и этан, а снизу колонны отводится нестабильный газовый бензин.

Для предупреждения образования гидратов в поток могут вводиться различные ингибиторы гидратообразования.

Параметры осуществления НТК определяются следующим образом: температура определяется исходя из того, какие компоненты планируется извлечь, а давление сепарации – давлением в газопроводе. Плюс технологии в том, что она может использоваться в любых климатических условиях. Также с ее помощью можно извлечь до 97 % конденсата из газа и получить параметры подготовки газа, например, точку росы по углеводородам, удовлетворяющие требованиям транспортировки этого газа и позволяющие исключить образования влаги в потоке газа. Еще одним преимуществом является небольшие капитальные затраты. Однако имеются и недостатки в виде реконструкции при падении входного давления, низкой степени извлечения тяжелых компонентов из тощих газов.

С целью повышения эффективности НТК могут использовать абсорбцию конденсатом [4].

1.3 Абсорбционная осушка

Абсорбция газа – это осушка природного или нефтяного газа при помощи жидкого реагента. Для этого используются жидкие сорбенты. Они имеют неоспоримые преимущества в виде:

- небольшой стоимости,
- малой вязкости,
- слабого поглощения углеводородных компонентов газа,
- простоты регенерации,
- высокой растворимости в воде.

Наибольшую популярность при абсорбционной осушке получили такие сорбенты как этиленгликоль, диэтиленгликоль и триэтиленгликоль.

Этиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{OH}$) является двухатомным спиртом, который может смешиваться в любых пропорциях с водой. Но в абсорбционной осушке применяется нечасто, так как существуют некоторые недостатки, к которым относят высокую упругость паров и низкую гигроскопичность, в результате чего в процессе регенерации происходят большие потери этого сорбента.

Диэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$) – это один из видов двухатомных спиртов, являющийся бесцветной жидкостью, который возможно получить при реакции соединения двух молекул этиленгликоля с выделением воды в процессе реакции. ДЭГ начинает распадаться при температуре $164\text{ }^\circ\text{C}$, исходя из этого степень осушки его при регенерации может достигать 96 %. Проведенные эксперименты показали, что диэтиленгликоль способен понижать точку росы газа примерно на $30\text{ }^\circ\text{C}$, что может оказаться недостаточным при осушке газа. Поэтому для достижения более низких значений температур точки росы применяют триэтиленгликоль.

Триэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{OH}$) – бесцветная гигроскопичная и горючая жидкость, получаемая соединением трех молекул этиленгликоля с образованием воды. Температура кипения – $283\text{-}285\text{ }^\circ\text{C}$. Однако ТЭГ склонен к пенообразованию, поэтому при его использовании необходимо применять присадки, например, моноэтаноламин для борьбы с этим. ТЭГ начинает распадаться при температуре $205\text{ }^\circ\text{C}$, исходя из этого степень осушки его при регенерации может достигать 99 %.

Потери абсорбента при регенерации незначительные ввиду низкой упругости паров. Так для ТЭГ потери составляют порядка 2-4 г на 1000 м^3 газа. У ДЭГ этот показатель чуть выше и колеблется от 5 до 18 г на 1000 м^3 газа.

Отбор влаги из газа гликолями эффективен в большом интервале концентраций.

На осушку газа при помощи гликолей оказывают влияние множество факторов, основные из них концентрация сорбента, температура, а также давление. Можно наблюдать следующие закономерности. При понижении температуры снижается парциальное давление водяных паров над сорбентом, что ведет к росту поглотительной способности гликолей, а следовательно, и улучшаются товарные характеристики осушенного газа. Однако нельзя сильно снижать температуру, так как это может привести к повышению вязкости гликоля и соответственно снизится его поглотительная способность. При повышении давления в газе снижается количество влаги, что, в свою очередь, приводит к снижению количества сорбента, необходимого для осушки газа до нужной кондиции [5].

Чем выше концентрация сорбента, тем лучше его поглотительная способность. В результате чего снижается точка росы газа. В среднем концентрация сорбента составляет 90-99 %.

Влияние температуры контакта и концентрации раствора на точку росы газа представлена на рисунке 6.

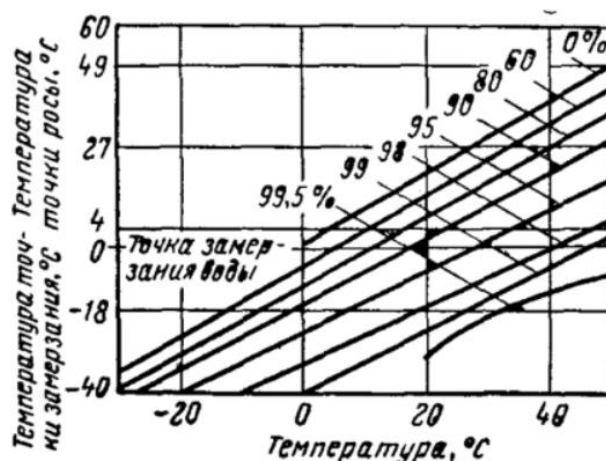


Рисунок 6 – График влияния концентрации водного раствора ДЭГ на точку росы осушаемого газа

Если сравнивать между собой диэтиленгликоль и триэтиленгликоль, то ДЭГ имеет более низкую стоимость, однако ТЭГ имеет более высокую эффективность, в результате чего с ним можно получить температуру точки

росы ниже, чем при использовании ДЭГ (в среднем на 20-25 °С ниже). При этом потери ТЭГ также ниже, так как он имеет меньшую упругость паров.

Ниже представлена принципиальная схема установки осушки газа при помощи ДЭГ (рисунок 7), состоящая из абсорбера 1, десорбера 5 и другого вспомогательного оборудования, в виде емкостей, теплообменников, насосов, фильтров и др. [9].

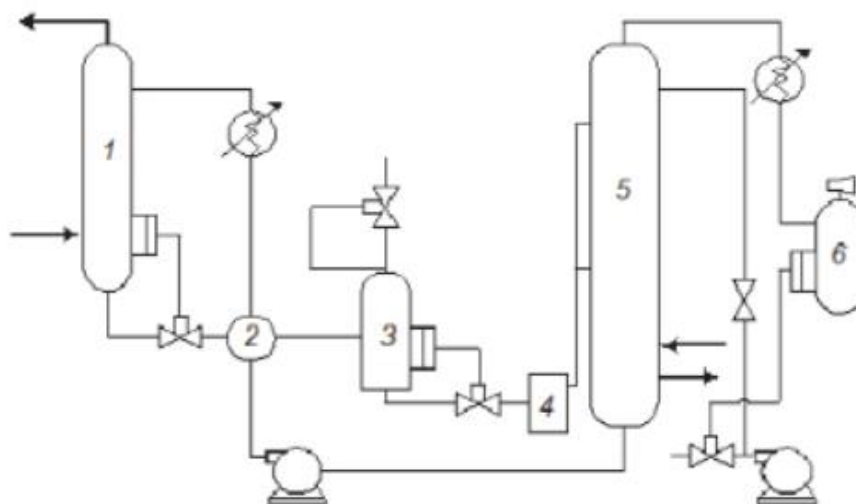


Рисунок 7 – Технологическая схема абсорбционной осушки газа

Процесс абсорбционной осушки протекает следующим образом. В специальном аппарате, который называется абсорбером, происходит контакт газа с абсорбентом. Абсорбент подается сверху колонны, а газ снизу. Когда газ начинает взаимодействовать с абсорбентом, влага из газа начинает поглощаться этим абсорбентом. Чтобы контакт между фазами проходил лучше, в абсорбере установлены специальные перегородки. Весь процесс абсорбции обычно протекает при давлении от 2 до 4 МПа и температуре 20 °С. В итоге процесса получаем сверху осушенный газ, а внизу насыщенный влагой абсорбент. Далее абсорбент направляется на регенерацию. Данный процесс проходит в десорбере. Регенерация происходит при повышенных температурах порядка 170-190 °С. Строение десорбера во многом схоже с абсорбером. Насыщенный водой абсорбент поступает в середину колонны. Там он отделяется от воды, в результате наверх колонны выводятся пары воды,

которые конденсируются в холодильнике, а снизу выводится осушенный абсорбент, который может содержать до 6 % воды по массе. После этого он направляется в абсорбер, предварительно охладившись.

В итоге можно выделить следующие достоинства данного метода осушки:

- можно осушать газ с высоким содержанием веществ, разрушающих твёрдые сорбенты,
- невысокие затраты,
- низкие перепады давления.

Из недостатков можно отметить:

- относительно невысокий уровень осушки,
- нужно повышать температуру газа,
- поглотители могут вспениваться.

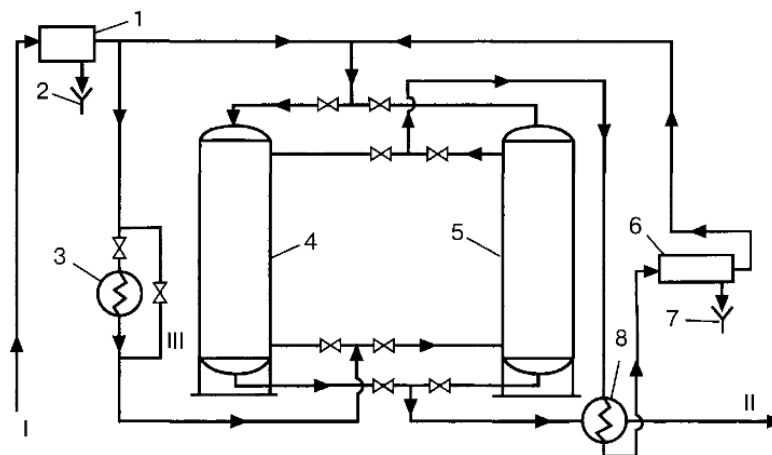
1.4 Адсорбционная осушка

Адсорбционная осушка – это способ поглощения влаги из природного газа твердым поглотителем под влиянием внешних процессов в виде снижения давления или повышения температуры.

Происходит процесс осушки в аппаратах, в которых слой адсорбента находится неподвижно. Сам процесс включает в себя несколько стадий. Сначала идет адсорбция или осушка, затем регенерация адсорбента и последующая его охлаждение. Адсорбентами могут выступать цеолиты, силикагели или бокситы. При чем поглотительная способность этих веществ напрямую зависит от удельной поверхности пор и их размеров. Помимо поглощения влаги при помощи адсорбентов можно удалять нежелательные примеси из газа, к которым относят углекислоту и сероводород. Адсорбенты обычно имеют форму гранул. Сделано это для того, чтобы уменьшить сопротивление движению газа.

К адсорбентам предъявляются высокие требования: они должны выдерживать многократную регенерацию и не терять поглотительную способность, быстро поглощать жидкость из газа, дешево стоить и практически не оказывать сопротивление газовому потоку. Чтобы повысить эффективность адсорбционной осушки, может использоваться комплекс из нескольких поглотителей. В качестве примера можно привести комбинацию из силикагеля и оксида алюминия. Каждый из них имеет свои преимущества. Так, оксид алюминия обладает высокой поглотительной способностью, а силикагель в свою очередь имеет большую степень осушки. Для того чтобы осуществить регенерацию адсорбента необходимо использовать газ, нагретый до температуры порядка 170 °С.

На рисунке 8 представлена схема установки, имеющей в своем составе два адсорбционных аппарата.



1 – водоотбойник; 2, 7 – воронка; 3 – трубчатый нагреватель; 4, 5 – адсорберы; 6 – сепаратор; 8 теплообменник
 потоки: I – влажный газ; II – осушенный газ; III – обводная линия
 Рисунок 8 – Технологическая схема осушки газа твердыми поглотителями

Процесс осуществляется следующим образом. Газ изначально попадает на водоотбойник, после чего направляется в адсорбер, где газ и осушается. Осушенный газ идет в газопровод, при этом часть газа после подогрева идет во вторую колонну, являющуюся десорбером. В нем происходит регенерация адсорбента. Затем газ из десорбера охлаждается, сепарируется и снова направляется в адсорбер с потоком изначального сырого газа [6].

Процесс адсорбции состоит из четырех стадий, которые повторяются. Это говорит о том, что процесс цикличен, как уже и отмечалось ранее:

1. Адсорбция, протекающая около десяти секунд при давлении около 8-12 МПа и температуре порядка 35-50 °С. При этом длительность этого этапа может варьироваться в зависимости от поглотительной способности адсорбента, его количества, влажности газа.

2. Второй этап – это нагрев адсорбента, который направляется на десорбцию. Нагрев осуществляется газом. По длительности процесс занимает чуть больше времени адсорбции.

3. Третья стадия – десорбция. Происходит процесс восстановления поглотительной способности адсорбента и вытеснение из него влаги. Температура на данном этапе изменяется в соответствии с самим адсорбентом. Например, для силикагелей она должна быть в пределах 200-250 °С. И горячий газ теперь проходит адсорбент с противоположной стороны.

4. Охлаждение адсорбента после десорбции холодным газом. Данный этап составляет примерно 0,4 от времени адсорбции.

Нежелательно содержание в газе компонентов от бутана и выше. Так как они могут образовывать коксовые отложения в адсорбенте при высокой температуре при поглощении выходной частью адсорбента. Повышение количества коксовых отложений в порах адсорбента ведет к снижению эффективности адсорбента, поэтому кокс из пор необходимо периодически выжигать.

Для лучшей осушки газов, содержащих в своем составе сероводород и углекислоту, лучше использовать цеолиты.

Адсорбционную осушку от абсорбционной отличает то, что сама установка имеет небольшой размер, а также то, что если установка небольшой мощности, то требуются низкие капитальные затраты. При этом данный метод осушки имеет и свои недостатки. Во-первых, дороговизна самого поглотителя – адсорбента. Во-вторых, адсорбент оказывает высокое сопротивление потоку

газа. И в-третьих, если установка будет большой мощности, то капитальные затраты значительно возрастают.

Сейчас ведутся исследования, которые позволят сократить время процесса адсорбции. На данный момент полный цикл занимает до 10 часов. А так называемая короткоцикловая адсорбция позволит полностью автоматизировать процесс, что, в свою очередь, увеличит производительность установок.

При помощи адсорбции можно достичь глубокой осушки газа и получить очень низкие значения точки росы, вплоть до минус 90 °С. Данный метод наиболее применим при осушке гелия, так как к нему предъявляются жесткие требования по точке росы, поэтому его осушку производят при помощи цеолитов [12].

1.5 Способы повышения уровня извлечения тяжелых углеводородов из природного газа

Одним из самых востребованных способов подготовки газа в газодобывающей отрасли является низкотемпературная сепарация. Для охлаждения в этом случае в основном используют дроссель, однако могут применяться и другие устройства, такие как детандер или эжектор.

Несмотря на свою популярность при данном способе подготовки газа не удается наиболее полно извлечь из газа следующие компоненты: этан, пропан, бутан. Степень извлечения этих компонентов соответственно равна 10, 40 и 55 %. Поэтому рассмотрим дополнительные способы усовершенствования схемы низкотемпературной сепарации, которые позволят добиться извлечения тяжелых компонентов из газа. Существуют различные технологии, дополняющие низкотемпературную сепарацию, например, абсорбция, ректификация, также могут применяться особые криогенные технологии и газодинамические сепараторы [16].

1.5.1 Криогенные технологии

При помощи данного метода возможно достичь очень низких температур порядка минус 100 °С. Для этого используются турбохолодильная техника или холодильные циклы при помощи холодильных аппаратов или турбохолодильной техники. Этот метод уже был опробован, и технология показала себя успешно. Был достигнут высокий выход товарной продукции при большом запасе температуры точки росы по углеводородам.

С помощью данной схемы подготовки газа можно практически полностью извлекать из газа тяжелые компоненты, начиная с пентана. При этом также схема позволяет извлечь из газа бутан, пропан и этан, в количестве 99 %, 95 % и 70 % соответственно. В основе процесса лежит принцип низкотемпературной сепарации, то есть сначала газожидкостный поток охлаждается в несколько ступеней, после чего он уже разделяется на газ и жидкость. После этого могут применяться колонны ректификации, необходимые для получения широкой фракции углеводородов и газа дэтанализации [18].

1.5.2 Низкотемпературная сепарация с газодинамическим сепаратором

Газодинамические сепараторы (3S-сепараторы) пока не получили повсеместного распространения. По сравнению с традиционными способами подготовки природного газа данные сепараторы имеют несколько значительных плюсов. Они просты по конструкции. В этом у них схожесть с эжекторами, при этом они позволяют добиться высокого значения выхода углеводородного конденсата как турбодетандерные агрегаты. Данная технология имеет широкое распространение среди газовых промыслов не только за рубежом, но и в России, например, Губкинское УКПГ ОАО «РН-Пурнефтегаз».

Работает данный сепаратор следующим образом. Входной газовый поток закручивается в статическом завихрителе. После чего он попадает в сопло Лавалья, где происходит ускорение потока до скорости, превышающей скорость звука. Потенциальная энергия начинает переходить в кинетическую. Данный процесс сопровождается охлаждением газового потока. Охлажденный газ движется в рабочую часть сепаратора, где происходит конденсация углеводородов и воды. Под действием центробежных сил сконденсированные капли направляются к периферии рабочей части. В результате по центру остается очищенный и осушенный газ, а по стенкам располагается двухфазный слой, который состоит из газа и жидкости. Далее газ поступает в диффузор, где поток тормозится (рисунок 9) [19].

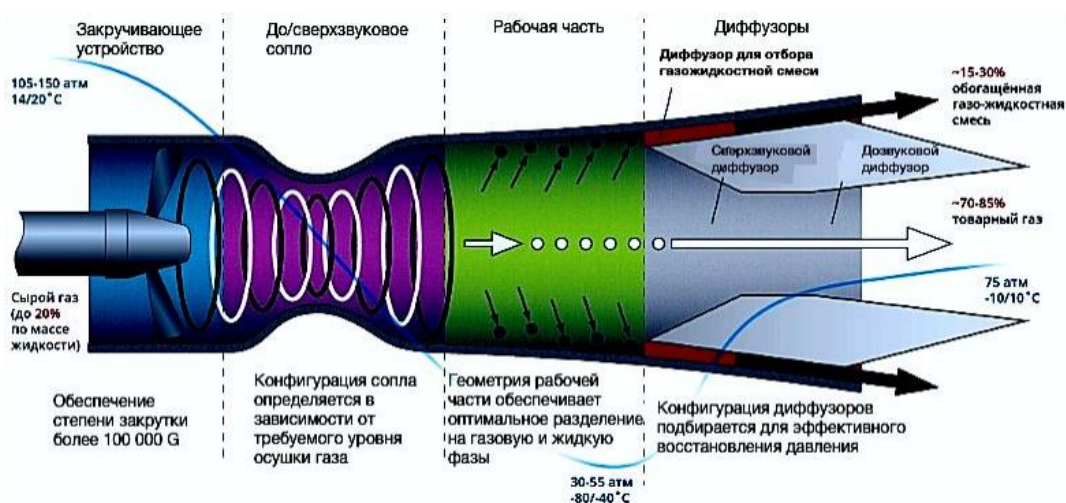


Рисунок 9 – Схема 3S-сепаратора

Сверхзвуковые скорости в данном сепараторе позволяют достичь температуры газа порядка минус 100 °C, это и позволяет наиболее полно извлечь из газа тяжелые компоненты. Распределение скорости движения в 3S-сепараторе представлено на рисунке 10.

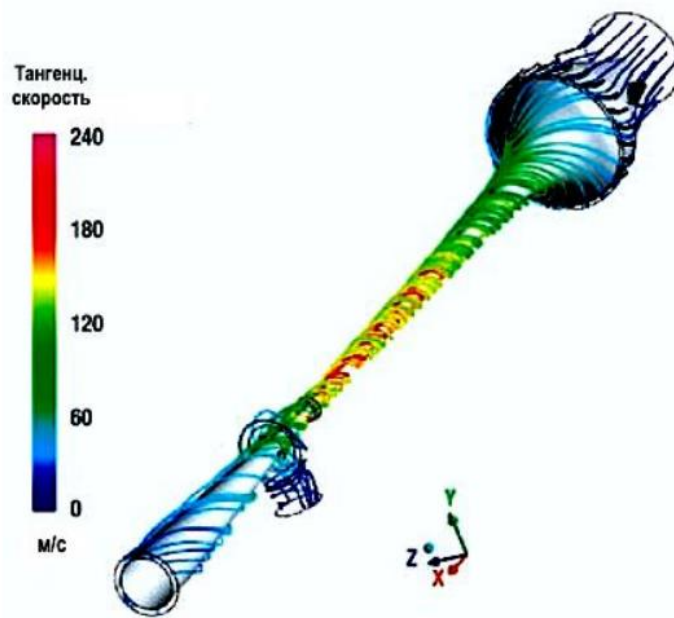


Рисунок 10 – Распределение скоростей в газодинамическом сепараторе

Помимо извлечения тяжелых углеводородных компонентов и воды из газа данный сепаратор можно использовать также для извлечения кислых компонентов, таких как углекислый газ и сероводород.

В итоге данная технология очень востребована ввиду своих неоспоримых преимуществ в виде высокой надежности из-за отсутствия подвижных частей, небольшой стоимости, небольших габаритов, возможности работы при наличии в входном потоке влаги в отличие от турбодетандеров [20].

1.5.3 Технология низкотемпературной абсорбции

Технология низкотемпературной сепарации, которая используется повсеместно, недостаточна эффективна при извлечении тяжелых компонентов из природного газа, таких как этан, пропан и бутан. С целью решения этой проблемы может применяться абсорбция, проходящая при низких температурах.

В данном методе используется абсорбция, то есть поглощение газа жидким поглотителем. В качестве поглотителя при низкотемпературной

абсорбции могут использовать нестабильный конденсат. Однако в данном методе до самого абсорбера должен быть установлен низкотемпературный сепаратор, с помощью которого частично отделяются тяжелые углеводороды от газа. Это все необходимо с целью снижения нагрузки на абсорбер и усиления эффекта извлечения тяжелых компонентов от его действия.

Данный метод не новый и уже применялся на промыслах Ямбургского НГКМ в 90-е годы прошлого века. Так, на УКПГ-1В применялась схема низкотемпературной абсорбции. В схеме, реализованной на данной УКПГ, в качестве абсорбента применялся нестабильный конденсат, выделившийся после первой ступени сепарации, который прошел стадию дегазации в разделителе. Применение этой схемы позволило более эффективно извлечь тяжелые компоненты по сравнению со стандартной низкотемпературной сепарацией и получить на 18-20 % больше выход нестабильного конденсата.

Для предварительного охлаждения газа здесь также могут применяться, как дроссели, так и расширение в детандерных агрегатах, если потребуются охлаждение до более низких температур, например, в теплое летнее время. Сам процесс абсорбции протекает при температурах порядка минус 30 °С.

Несмотря на более усложненную схему, данный метод позволяет доизвлечь из газа те компоненты, пропан-пентановую фракцию, в частности, по сравнению с низкотемпературной сепарацией. Схему подготовки газа по технологии низкотемпературной абсорбции на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ можете наблюдать на рисунке 11 [21].

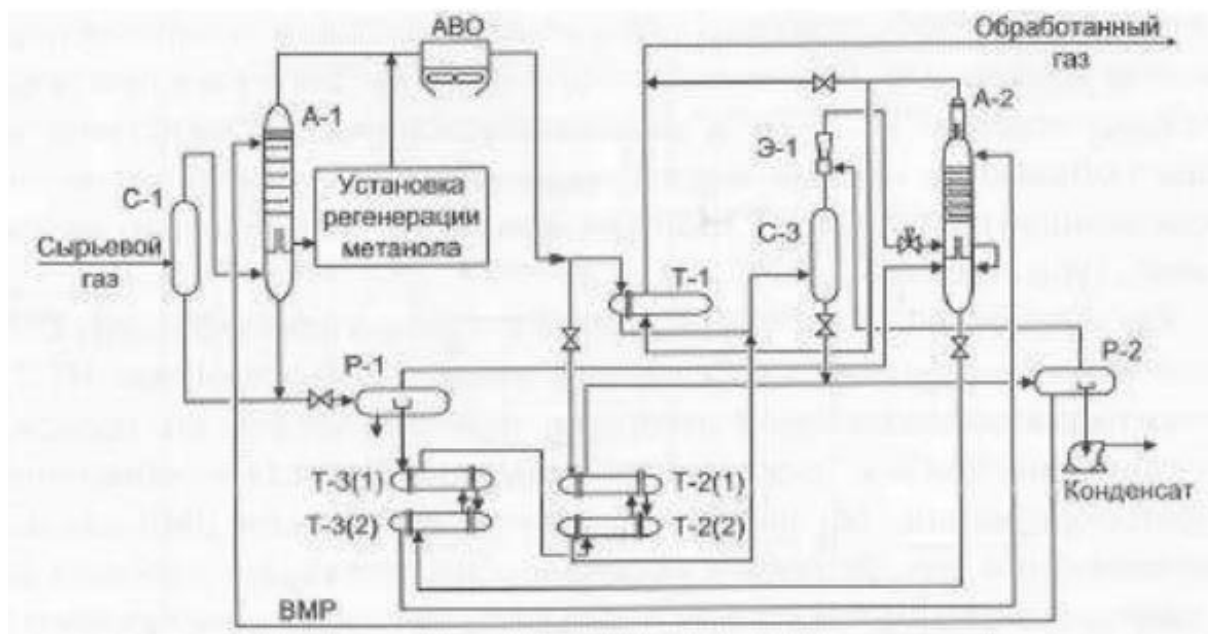


Рисунок 11 – Схема подготовки газа УКПГ-1В

Однако у данного метода существуют и недостатки [22]:

1. При контакте с тяжелым абсорбентом с газом могут уноситься эти тяжелые компоненты, в результате чего температура точки росы по углеводородам может повышаться.
2. Так как в составе абсорбента находятся тяжелые компоненты, при низких температурах они могут замерзнуть, то есть существует риск выпадения тугоплавких парафинов.
3. Также состав абсорбента, а именно нестабильного конденсата, не постоянен и тяжело контролировать количество этого абсорбента и в процессе разработки месторождения его количество падает из-за чего обеспечить необходимое качество товарных продуктов становится более тяжелой задачей.

1.5.4 Применение процесса низкотемпературной ректификации в промышленных условиях

Низкотемпературная ректификация природного газа основана на разделении предварительно охлажденного газожидкостного потока в ректификационных колоннах (рисунок 12) [23].

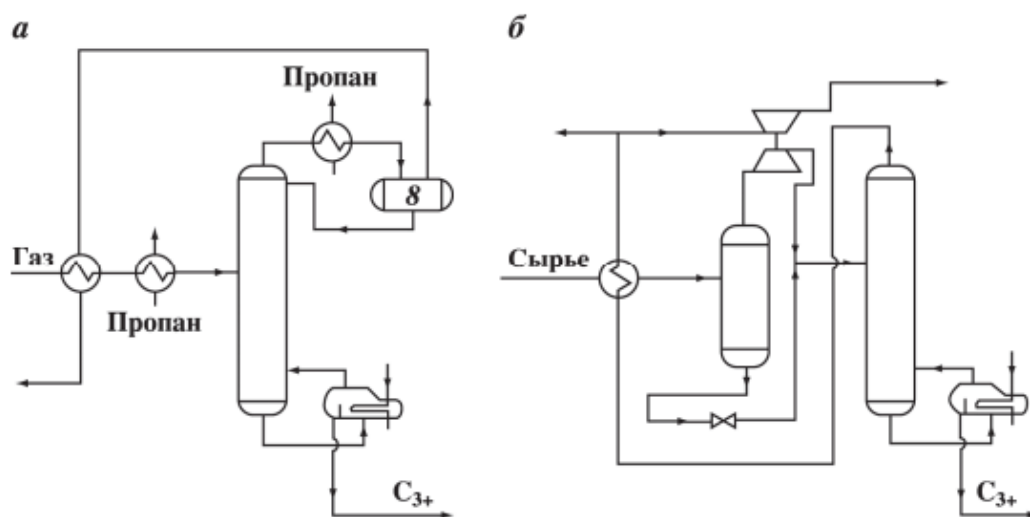


Рисунок 12 – Схема НТР с внешним холодильным циклом (а) и турбодетандером (б)

Данная технология, имеющая в своем составе ректификационную колонну, имеет название низкотемпературной сепарации и ректификации (НТСР). С помощью НТСР можно извлекать из газового потока до 25 % этана, до 65 % пропанов и бутанов, а также до 99 % углеводородов выше пентана. Эта технологическая схема позволяет получать такие готовые продукты, как стабильный и нестабильный, а также деэтанализированный конденсаты.

При этом параметры процесса разделения на установках НТР практически такие же, как и на установках НТК. Однако следует сказать, что коэффициент извлечения этана колеблется в широком диапазоне от 40 до 70 % и от количества этана в газе будет зависеть итоговое значение этого предела. При сравнении технологий НТК и НТР можно заметить, что для НТР необходимо затрачивать меньшее количество энергии на разделение при более высокой изотерме холода, а также достигается более глубокое извлечение необходимых компонентов при аналогичных затратах. Однако установки НТР требуют использования более высокопроизводительного и, следовательно, более дорогого оборудования. Если сравнивать между собой схемы НТР с внешним холодильным циклом и с турбодетандером, то можно наблюдать, что в первом случае требуется меньший расход энергии, но последние схемы требуют меньше капитальных вложений. Следовательно, использование технологической схемы низкотемпературной ректификации с применением

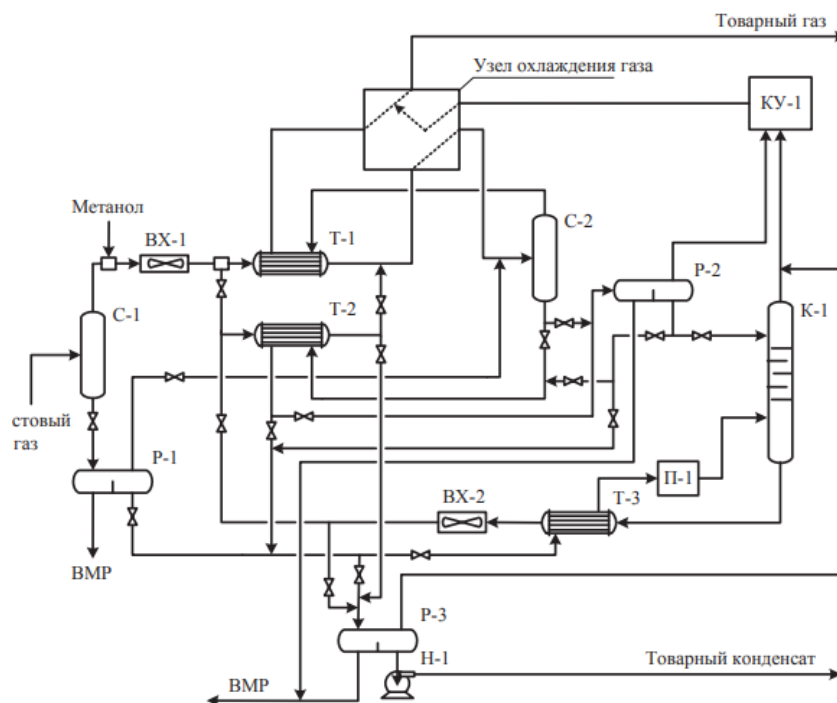
турбодетандера имеет место только в случае наличия свободного перепада давления между сырым и сухим газами.

Использование ректификации для разделения газа стало более часто внедряться при отбензинивании. Суть в следующем. Охлажденный газ вместе с конденсатом подаются в ректификационную колонну, где происходит разделение смеси за счет обогащения газа легкокипящими компонентами, а жидкость, стекающая вниз, наоборот обогащается высококипящими компонентами. В итоге получаем сверху отбензиненный газ, а снизу колонны – нестабильный бензин, содержащий в своем составе тяжелые компоненты. Получаем четкое разделение смеси на компоненты и извлечение из газа тяжелых углеводородов. При этом, чтобы этого достичь холод может быть умеренным при невысоком давлении. Эффективность этого способа подготовки газа будет зависеть от следующих параметров:

- температуры входящего в колонну потока,
- давления входящего в колонну потока газа,
- четкости ректификации по заданной степени извлечения углеводородов и др.

Сперва данная технология была использована на месторождениях Надым-Пур-Тазовской нефтегазовой области. Использовалась она для получения конденсата на заводе деэтанзации и газохимическом комплексе в Новом Уренгое.

На рисунке 13 представлен вариант использования технологии низкотемпературной ректификации в промышленных условиях Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. Для орошения здесь служит поток конденсата со второй и последующих ступеней сепарации, а для питания – поток конденсата после первой ступени сепарации. В результате чего тяжелые углеводороды отсутствуют в орошении колонны [25].



P-1, P-2, P-3 – разделители; ВХ-1, ВХ-2 – воздушные холодильники; К-1 – колонна ректификации; КУ-1 – компрессорная установка; П-1 – печь подогрева конденсата; ВМР – водно-метанольный раствор

Рисунок 13 – Принципиальная технологическая схема НТСР

В итоге можно сказать, что технология низкотемпературной сепарации и ректификации – это эффективный и перспективный способ получения ценных углеводородных компонентов из газожидкостной смеси газоконденсатных месторождений.

1.6 Требования к товарному газу

Неподготовленный газ может содержать в своем составе механические примеси, серо- и кислородсодержащие компоненты. Их наличие в газе при его транспортировке может привести к разрушению стенок трубопровода в результате коррозии. Также влага, находящаяся в газе, может привести к образованию гидратов в магистральном трубопроводе, что приведет к уменьшению проходного сечения трубопровода и вовсе к его остановке.

По этим причинам необходима подготовка газа: удаление нежелательных компонентов и достижение необходимых значений точки росы, при которых не будет происходить гидратообразования.

Требования по температуре точки росы, содержанию примесей в подготовленном для транспортировки газе представлены в СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» (таблица 1) [26].

Таблица 1 – Физико-химические показатели газа, транспортируемого по магистральным газопроводам

Наименование показателя	Значения для макроклиматических районов	
	умеренного	холодного
1. Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	
2. Температура точки росы по воде (ТТР _в) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа (40,0 кгс/см ²), °С не выше: - летний период - зимний период	-10,0 -10,0	-14,0 -20,0
3. Температура точки росы по углеводородам (ТТР _{ув}) при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С не выше: - летний период - зимний период	-2,0 -2,0	-5,0 -10,0
4. Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007	
5. Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016	
6. Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	0,030	
7. Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
8. Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	
9. Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001	

2 Анализ системы подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении

2.1 Геолого-технологическая характеристика Мыльджинского НГКМ

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1964 году. Мыльджинское месторождение расположено в Томской области в Каргасокском районе в 450 километрах от областного центра. Ближайший населенный пункт – поселок Мыльджино (20 километров к северу от месторождения). Месторождение относится к Васюганскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной провинции. (рисунок 14).



Рисунок 14 – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение

2.1.1 Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с поровыми коллекторами пластов Ю₁¹ – Ю₁⁴, Ю₂¹, Ю₂² васюганской и Б₈, Б₁₀, Б_{16–20} куломзинской свит.

Залежь пласта Ю₂² вскрыта 5 скважинами на глубинах 2386 – 2416 м. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее – 17,5Х2 км, высота 79 м. Газоводяная зона занимает 4,6 км² или 13,4% от всей площади.

Залежь пласта Ю₁¹ вскрыта 11 скважинами на глубинах 2392 – 2401 м. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее 21Х4 км, высота 31 м. Газоводяная зона незначительная и равна 12,8 км² или 16,7%.

Залежь пласта Ю₁⁴ вскрыта 19 скважинами на глубине 2365 – 2436 м. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,8 – 11,2 м.

Залежь пласта Б_{16–20} вскрыта 11 скважинами на глубинах 2227 – 2281 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 20,0 м. Залежь является пластовой сводовой, литологически ограниченной. Размеры ее 19 х 4,5 км, высота 40 м.

Залежь пласта Б₁₀ вскрыта 13 скважинами на глубинах 2143 – 2245 м. Эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 2,0 до 13,2 м. Положение Размеры залежи 19,0 х 4,0 км, высота 111 м. Газоводяная зона занимает 9,1 км² или 11,4 %.

Залежи пласта Б₈ вскрыты 4 скважинами на глубинах 2204 – 2227 м. Выявленные две залежи приурочены к центральному и южному куполам. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 2,0 до 6,4 м.

Залежи газоконденсатные, пластово-сводовые, по всей площади подстилаются водой. Размеры залежей 6,0 х 2,7 км, 5,2 х 4,0 км, высота соответственно составляет 11 и 13 м.

В отложениях палеозоя и тюменской свиты (пласты Ю₃ - Ю₇) опробованные объекты были «сухими», с непромышленными притоками УВ или с незначительными притоками воды.

2.1.2 Запасы газа, стабильного конденсата и нефти

Запасы Мыльджинского ГКМ были утверждены ГКЗ еще в 1966 г. по материалам 14 скважин по категориям С₁ и С₂ в количестве 66480 млн м³ газа и 5047 тыс. т конденсата по категории С₁; 73513 млн м³ газа и 5544 тыс. т конденсата по категории С₂.

Второй подсчет производился Новосибирским территориальным геологическим управлением в 1967 г. по материалам 32 разведочных скважин. Запасы были утверждены ГКЗ СССР в 1968 г. по четырем объектам – продуктивным пластам меловых (Б_{VIII}, Б_X, Б_{XVI-XX}) и юрских (Ю_{I-II}) отложений в количестве: 43508 млн м³ «сухого» газа по категории В, 48059 млн м³ «сухого» газа и 9543 тыс. т конденсата категории С₁, 7596 млн м³ газа и 891 тыс. т конденсата категории С₂. Представленные запасы нефти нефтяной оторочки утверждены не были.

В 2003 г. на основании большого количества накопленной геолого-геофизической информации выполнен оперативный пересчет запасов Мыльджинского месторождения. Утверждены запасы газа и конденсата по восьми объектам меловых (А₃, Б₈, Б₁₀, Б₁₆₋₂₀) и юрских (Ю₁¹, Ю₁³⁻⁴, Ю₁², Ю₂¹) отложений в количестве: 89295 млн м³ «сухого» газа и 11035 тыс. т конденсата категории С₁, 6943 млн м³ «сухого» газа и 810 тыс. т конденсата категории С₂.

По состоянию геологической изученности на 01.01.2011 г. запасы свободного газа, конденсата, нефти и растворенного газа Мыльджинского месторождения представлены на утверждение в ГКЗ МПР РФ. Запасы подсчитаны по девяти продуктивным пластам, содержащим в общей сложности 22 залежи углеводородов (сверху вниз): А₃ (одна залежь), Б₈ (одна залежь), Б₁₀ (одна залежь), Б₁₆₋₂₀¹ (две залежи), Б₁₆₋₂₀² (одна залежь), Ю₁¹ (три

залежи), Ю₁² (три залежи), Ю₁³⁻⁴ (семь залежей), Ю₂¹ (три залежи). Часть запасов объектов Б₁₀, Б₁₆₋₂₀¹ и Ю₁³⁻⁴ расположена за пределами Мыльджинского лицензионного участка.

Суммарные запасы свободного газа Мыльджинского месторождения категории С₁ составили 99825 млн м³, категории С₂ – 5330 млн м³.

Суммарные запасы конденсата Мыльджинского месторождения категории С₁ составили 11974 тыс. т, категории С₂ – 588 тыс. т.

Суммарные запасы нефти Мыльджинского месторождения категории С₁ составили 3577 тыс. т, категории С₂ – 2924 тыс. т.

Суммарные запасы растворенного в нефти газа Мыльджинского месторождения категории С₁ составили 286 млн м³, категории С₂ – 233 млн м³.

2.1.3 Текущее состояние разработки

На конец 2001 года в фонде числилось 42 скважины. В том же году был достигнут максимум по добыче осушенного газа (3593 млн м³) и стабильного конденсата (360 тыс. т). Уже в 2003 году наступила стадия падающих отборов, так как началось падение пластового давления. Несмотря на то, что фонд скважин постоянно наращивался, за 15 лет добыча снизилась на 58 %.

Две скважины данного месторождения являются высокодебитными, пять среднедебитных (150-200 тыс. м³/сут), а остальные 88 % скважин являются малодебитными, то есть их дебит до 150 тыс. м³/сут газа.

Продукцией Мыльджинской УКПГ являются:

- сухой газ,
- смесь пропана и бутана технических (СПБТ),
- стабильный газовый конденсат.

В таблице 2 представлен компонентный состав товарного газа.

Таблица 2 – Компонентный состав товарного газа

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆₊	O ₂	N ₂	CO ₂	He
87,49	4,77	2,89	1,10	0,18	0,02	0,005	2,73	0,80	0,02

Точка росы по углеводородам – минус 12,4 °С.

Точка росы по воде (3,92 МПа) – минус 22,1 °С.

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

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

2.1.4 Характеристика установки подготовки газа

Мыльджинская УКПГиК применяется для подготовки природного газа не только Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения, но и продукции Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения, а также попутного нефтяного газа Казанского нефтегазоконденсатного месторождения и Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения до параметров, которые будут удовлетворять требованиям СТО Газпром 089-2010.

В состав УКПГ входит большой перечень оборудования технологического назначения и инженерного обеспечения. К объектам основного технологического назначения относят:

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 м³/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 (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.

В состав УКПГ входят 3 модуля подготовки газа. Отделение почти всей массы (75 %) жидкой фазы и механических примесей из газожидкостной смеси, поступающей от кустов скважин, осуществляется на 1-й и 2-й ступенях сепарации. После первой ступени сепарации сырой газ через теплообменник

Т-3 направляется на дожимную компрессорную станцию, где его давление повышается, после чего газ возвращается обратно в МПГ-1,2,3 для дальнейшей подготовки.

Газ доводится до нужных требований отраслевого стандарта при помощи теплообменников Т-1 (Т-2) и турбодетандерного агрегата, в котором газ расширяется и совершает работу. В результате чего он охлаждается, далее сепарируется и благодаря этому удается достичь необходимых значений точек росы по воде и углеводородам.

Подготовленный осушенный товарный газ направляется в систему магистральных газопроводов ООО «Газпром Трансгаз Томск». Кроме этого, подготовленный газ может применяться на собственные нужды месторождения. Так этот газ можно использовать в качестве топливного газа на газодизельной электростанции для производства электроэнергии, в печах УДСК, на котельной, а также его используют в качестве топливного и продувочного газа на факелах высокого и низкого давления.

Жидкость, отделенная в сепараторе С-1, идет в разделитель жидкости РЖ-1, где разделяется на три фазы: газ, конденсат и метанольную воду. Оттуда уже газ поступает в блочную компрессорную станцию низконапорных газов, а конденсат – в разделитель жидкости РЖ-2.

Метанольная вода из РЖ-1, пройдя через выветриватель газа ВГ-1/1, сбрасывается в производственную канализацию.

В сепараторах С-2 и С-3 также происходит отделение жидкой фазы, которая далее подогревается в теплообменниках ТК-1 и ТР-2. Нагревшись, жидкая фаза поступает в трёхфазный разделитель РЖ-2. Газ из него идет в блочную компрессорную станцию низконапорных газов. Метанольная вода из разделителя жидкости РЖ-2 через выветриватель газа ВГ-1,2 подается на колонны отдувки метанола К-1 и К-2 насосами Н-1 УСТРМ, либо направляется в промливневую канализацию и далее на очистные сооружения.

Нестабильный конденсат из РЖ-2 направляется на УДСК.

Нестабильный конденсат на УДСК разделяется на метан-этановую фракцию (МЭФ), ШФЛУ и стабильный конденсат в ректификационных колоннах. МЭФ с УДСК, объединяясь с газом отдувки из РЖ-1 и РЖ-2, поступает в блочную компрессорную станцию низконапорных газов и далее возвращается в МПГ-2 или МПГ-3.

Чтобы исключить образование гидратов при охлаждении газожидкостного потока в поток вводится метанол. Так метанол вводится перед теплообменниками (Т-1, Т-2, ТР-2), перед клапанами (КР-1, КР-3). Для того чтобы снизить потребление свежего метанола на УКПГ есть колонна отдувки метанола К-1 [27].

2.1.5 Поэтапное описание выполняемых операций технологического режима работы оборудования в процессе реализации технологии

Продукция в виде газожидкостной смеси с кустов скважин (от вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных) поступает на УКПГ по коллекторно-лучевой схеме, в состав которой входят семь коллекторов диаметром 200-300 мм (рисунок 15).

Продукция скважин по НКТ идет в верхний боковой отвод фонтанной арматуры. После чего, пройдя дроссель, по шлейфам идет на распределительную гребенку куста скважин. После дросселя рабочее давление составляет порядка 8,3 МПа при температуре 5-39 °С. Перед поступлением газожидкостной смеси в модули подготовки газа он проходит УВШ №1 и УВШ №2.

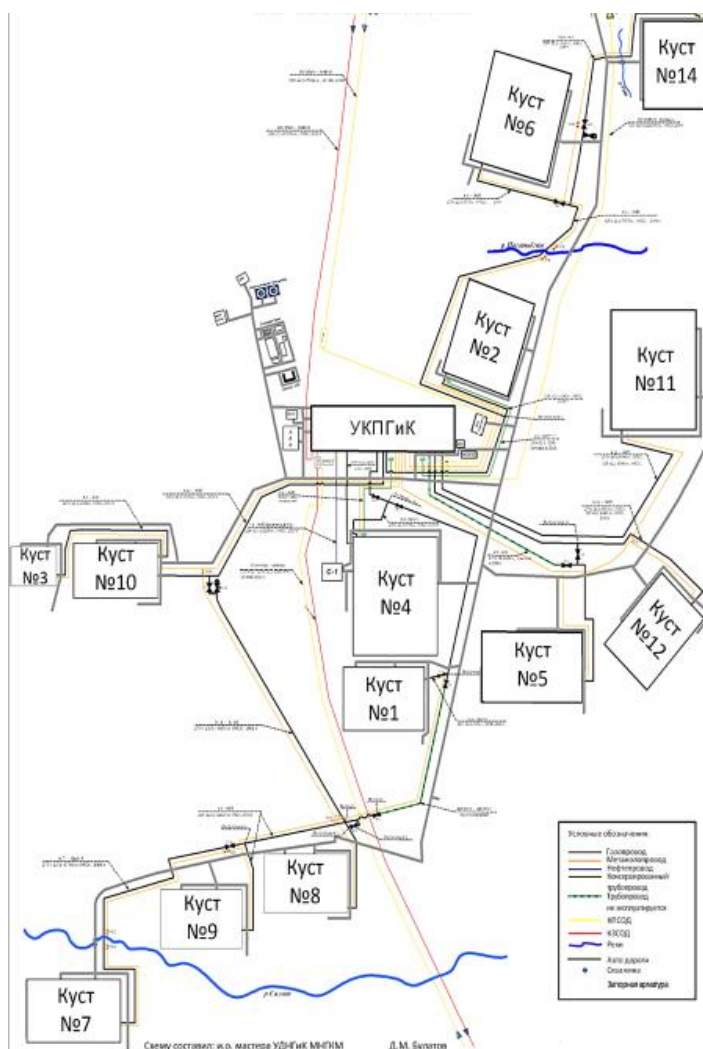


Рисунок 15 – Схема сбора газа Мыльджинского НГКМ

Вся продукция после УВШ с температурой порядка 5-15 °С и давлением около 2,5 МПа идет на первую ступень сепарации (вертикальный сепаратор С-1). В нем происходит предварительное отделение жидкости из газового потока. В составе жидкости находятся метанольная вода, механические примеси и газовый конденсат. Эта жидкость направляется в разделитель жидкости под названием РЖ-1 со следующими технологическими параметрами: давление – 1,8 МПа и температура – 5-25 °С.

Газовая фаза после сепаратора С-1 направляется в трубное пространство теплообменника типа «газ-газ» Т-3 с температурой плюс 5 минус 15 °С и давлением около 2 МПа. Здесь она нагревается потоком газа, который идет с ДКС по межтрубному пространству. Температура после нагрева равна 17-30 °С. Нагретый после теплообменника газ поступает в горизонтальные

сепараторы ФС-1 и ФС-2, находящиеся на ДКС. После отделения жидкости газ идет на всас газоперекачивающих агрегатов ГПА-1, ГПА-2 и ГПА-3, а жидкость направляется в разделитель РЖ-1. В газоперекачивающих агрегатах газ компримируется до давления около 7 МПа и нагревается при этом до температуры 30-70 °С. После этого на аппаратах воздушного охлаждения АВО-4, АВО-5 и АВО-6 газовый поток охлаждается до температуры 20-35 °С.

Этот поток после охлаждения на АВО разделяется на два. Один поток проходит по трубопроводам на колонны отдувки метанола К-1 и К-2, а второй поток подается в межтрубное пространство теплообменника Т-3, где температура газа дополнительно снижается до 10-18 °С.

Затем газ еще охлаждается уже до температур порядка 0 минус 20 °С в трубном пространстве двухсекционного теплообменника Т-1 (Т-2), давление газа при этом равно 6,5-7,2 МПа.

С этими параметрами газовый поток заходит во второй сепаратор С-2, где также происходит отделение жидкой фазы. Эта жидкая фаза поступает через клапан регулятор в теплообменник ТК-1 с температурой вплоть до минус 40 °С и давлением 2,6-2,8 МПа. В межтрубном пространстве ТК-1 жидкость, в составе которой вода, метанол и газовый конденсат, нагревается до температуры минус 18 плюс 25 °С. Нагрев осуществляется газами, поступающими с блочной компрессорной станции. После чего она проходит трубное пространство теплообменника ТР-2. В нем жидкость дополнительно нагревается до температуры 15-30 °С потоком стабильного конденсата с УДСК, также вместо стабильного конденсата может применяться пар от котельной. После нагрева жидкая фаза поступает в разделитель жидкости РЖ-2.

В то же время газ из сепаратора С-2 поступает в детандер-компрессорный агрегат с параметрами: температура – 0 минус 20 °С, давление – 6,5-7,3 МПа. Во входном направляющем аппарате ТДКА происходит падение давления газа до 5 МПа. Так как происходит совершение работы газом в процессе своего расширения, газ охлаждается до минус 40 °С.

Расход турбины может варьироваться от 2,4 млн м³/сут до 5,5 млн м³/сут. Этот расход зависит от степени открытия лопаток входного направляющего аппарата ТДКА.

Затем в низкотемпературном сепараторе третьей ступени С-3 происходит финальное разделение газа после детандера, а также газа с блочной компрессорной станции, имеющего давление 3,7-5 МПа и охлажденного до минус 15°С в трубном пространстве теплообменника ТК-1, от капельной жидкости. Отделившаяся в процессе сепарации жидкость из сепаратора С-3 с давлением 3,7-5,5 МПа вместе с потоком из С-2 проходит трубное пространство теплообменника ТР-2. В нем происходит нагрев жидкости до температуры 15-30 °С потоком стабильного конденсата. После чего весь жидкостный поток идет в разделитель РЖ-2.

Газ после низкотемпературного сепаратора С-3 проходит оперативный замер расхода и с давлением 3,7-5,2 МПа и температурой минус 25 минус 40 °С нагревается в межтрубном пространстве теплообменника Т-1 (Т-2) до температуры 12-15 °С. Подогретый газ поступает на компрессорную часть детандерного агрегата, где повышается его давление до 5,5 МПа. В итоге получаем товарный газ с давлением 5,5 МПа и температурой 20-25 °С, который поступает на замер в УКУГ, а затем в магистральный газопровод «Мыльджинское месторождение – Вертикос».

Жидкость, полученная в результате сепарации в сепараторе С-1, идет в разделитель жидкости РЖ-1 с температурой порядка 5-15 °С. В результате разделения в РЖ-1 получаем нестабильный конденсат, метанольную воду и газ дегазации.

Газ дегазации, имеющий давление 2 МПа и температуру 10 °С направляется в БКС. Под действием насосов давление конденсата повышается до 2,5-2,7 МПа и он из разделителя РЖ-1 поступает в разделитель РЖ-2, куда также направляется конденсат из сепараторов С-2 и С-3, который предварительно проходит теплообменники ТК-1 и ТР-2. В теплообменнике ТК-1 конденсат в межтрубном пространстве нагревается потоком газа

дегазации из БКС до температуры минус 25 минус 18 °С, имея начальную температуру около минус 40 °С. В теплообменнике ТР-2 также происходит нагрев конденсата. Здесь конденсат уже подается в трубное пространство теплообменника и после нагрева потоком стабильного конденсата или паром от котельной температура конденсата составляет 15-30 °С.

В разделителе РЖ-2 жидкость находится под давлением 2,6-2,8 МПа. Здесь происходит окончательное разделение потока на газ дегазации, метанольную воду и нестабильный конденсат.

Метанольная вода после разделителя сначала поступает на выветриватели газа ВГ-1,2, после чего уже направляется на колонну отдувки К-1. Нестабильный конденсат из разделителя РЖ-2 идет на стабилизацию на одну из линий УДСК. Газ дегазации с температурой 15-30 °С смешивается с газом дегазации из РЖ-1 и далее направляется на блочную компрессорную станцию.

Схема технологического процесса представлена на рисунке 16.

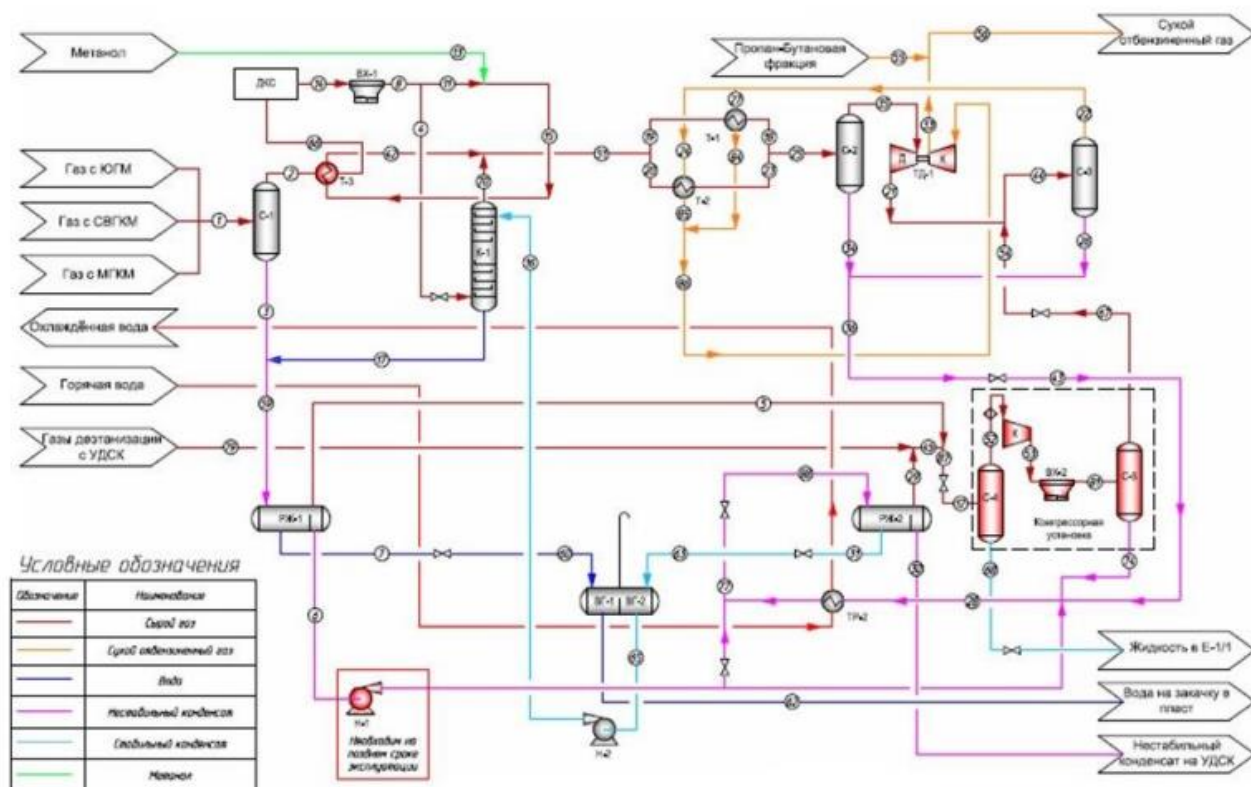


Рисунок 16 – Технологическая схема установки НТС на МНГКМ

2.2 Моделирующая программа UnisimDesign

В качестве метода исследования применялось моделирование. С помощью моделирования можно построить аналог существующего объекта или события с их реальными характеристиками, чтобы лучше понять как устроены процессы, если результаты моделирования подтверждаются, то эта модель может в дальнейшем использоваться для прогнозов и экспериментов, то есть можно внести изменения в построенную модель, чтобы увидеть, как будет себя вести объект при измененных условиях. Чтобы воспроизвести свойства реального объекта в модели применяются различные математические уравнения.

Мною в качестве моделирующей программы, необходимой для проведения исследования и экспериментов использовалась программа UnisimDesign R460. Данный программный комплекс является неотъемлемой частью при моделировании процессов сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. В этом программном комплексе существуют различные блоки, способные решить задачи математического моделирования:

- модели оборудования, необходимые при построении технологических схем,
- инструменты для расчета технологических схем,
- термодинамические данные веществ,
- методы расчета термодинамических свойств.

Помимо стандартных компонентов, которые можно добавить в качестве потока, можно создать гипотетический компонент, который будет иметь те характеристики, которые ему задал пользователь, например, можно самому задать плотность компонента и его молекулярную массу.

Для моделирования также необходимо выбрать уравнение, на основе которого будут рассчитываться все основные параметры. В качестве уравнения мы используем уравнение состояния Пенга-Робинсона. Данное уравнение позволяет связать термодинамические параметры реального газа.

Это происходит благодаря введению дополнительного объёмозависимого кубического трёхчлена, который позволяет учесть межмолекулярные взаимодействия в реальном газе.

После выбора компонентов и уравнения состояния, программа позволяет перейти в моделирующую схему, где с помощью трубопроводов, сепараторов, теплообменников, абсорберов и прочего оборудования можно смоделировать систему сбора и подготовки. После расчета данной схемы на основе просчета фазовых переходов можно получить готовый материально-тепловой баланс, а также нужные характеристики оборудования для осуществления данного процесса. Полученные результаты позволяют в дальнейшем использовать эту модель для реконструкции и модернизации искомого объекта.

В данной работе этот программный комплекс необходим для создания текущей и модернизированной схемы подготовки газа объекта исследования, а именно Мыльджинского НГКМ, сравнения полученных технологических параметров и составов готовых продуктов [28].

2.3 Совершенствование процесса подготовки газа на Мыльджинском месторождении

При помощи программы UnisimDesign R460 была построена моделирующая схема подготовки газа и конденсата на основании технологического регламента Мыльджинского НГКМ и состава поступающей продукции на УКПГ, представленной в таблице 3.

Таблица 3 – Компонентный состав сырого газа

Компонент	Состав сырого газа, % мольн.
CH ₄	84,940
C ₂ H ₆	2,860
C ₃ H ₈	1,950
i-C ₄ H ₁₀	0,557
n-C ₄ H ₁₀	0,700
i-C ₅ H ₁₂	0,298
n-C ₅ H ₁₂	0,267

Продолжение таблицы 3

Компонент	Состав сырого газа, % мольн.
C_6H_{14}	0,326
C_7H_{16}	0,528
N_2	2,840
CO_2	0,672
Метанол	0,982
Вода	3,080
Расход, кмоль/ч	6910

Сырой газ поступает в вертикальные сепараторы С-1, где осуществляется отделение капельной жидкости. Затем газ идет на дожимную компрессорную станцию, предварительно нагревшись пройдя через теплообменник Т-3. На ДКС газ компримируют до давления порядка 7 МПа, следом он охлаждается на аппаратах воздушного охлаждения, часть газа после этого отправляется в колонну отдувки метанола К-1 с целью выделения метанола из насыщенного водного раствора, а другая часть направляется на дальнейшую подготовку. При этом он дополнительно охлаждается, пройдя через теплообменники Т-3 и Т-1 (Т-2). В Т-3 он охлаждается потоком газа, идущим на ДКС, а в Т-1 (Т-2) сухим газом. Достаточно охладившись, газ направляется в сепаратор С-2 вместе с газом, насыщенным метанолом из колонны К-1.

Отсепарированный газ из сепаратора С-2 идет на рабочее колесо ТДКА, где происходит изоэнтропийное расширение газа и его охлаждение до температуры порядка $-36,74$ °С. При этом давление снижается с 6,94 МПа до 5 МПа. Затем вместе с газами, полученными в результате разделения в РЖ-1 и РЖ-2, поток направляется в низкотемпературный сепаратор С-3. Здесь температура уже составляет $-36,65$ °С. После финального разделения газ направляется в теплообменники Т-1 (Т-2), где он нагревается, а затем следует в компрессорную часть ТДКА. Здесь давление газа повышается до 5,5 МПа. Температура газа при этом составляет $23,24$ °С.

Жидкость из сепаратора С-1 направляется в разделитель жидкости РЖ-1. Здесь поток делится на газ, конденсат и метанольную воду. Вода идет в

выветриватель ВГ-1 и далее в систему закачки воды в пласт. Нестабильный конденсат из РЖ-1 насосом перекачивается в разделитель РЖ-2. Туда же попадает жидкость из сепараторов С-2, С-3 и С-5, предварительно подогретая в теплообменниках ТК-1 и ТР-2. Метанольная вода из РЖ-2 идет в выветриватель газа ВГ-2, откуда насосом перекачивается уже в колонну отдувки метанола К-1. Газ дегазации из РЖ-1 и РЖ-2 направляется на БКС. Нестабильный конденсат направляется на переработку на УДСК.

На УДСК имеются две ректификационные колонны. Первая колонна служит для деэтанализации газового конденсата. В ректификационной колонне происходит взаимодействие углеводородного конденсата с восходящим потоком, в результате чего он извлекает более тяжелокипящие углеводороды, а поднимающиеся потоки обогащаются легкокипящими углеводородами. Это позволяет получить метан-этановую фракцию, отходящую с верха колонны с наименьшим количеством ПБФ. Во второй колонне происходит стабилизация конденсата и отделение пропан-бутановой фракции.

На рисунке 17 представлена схема действующей системы подготовки газа.

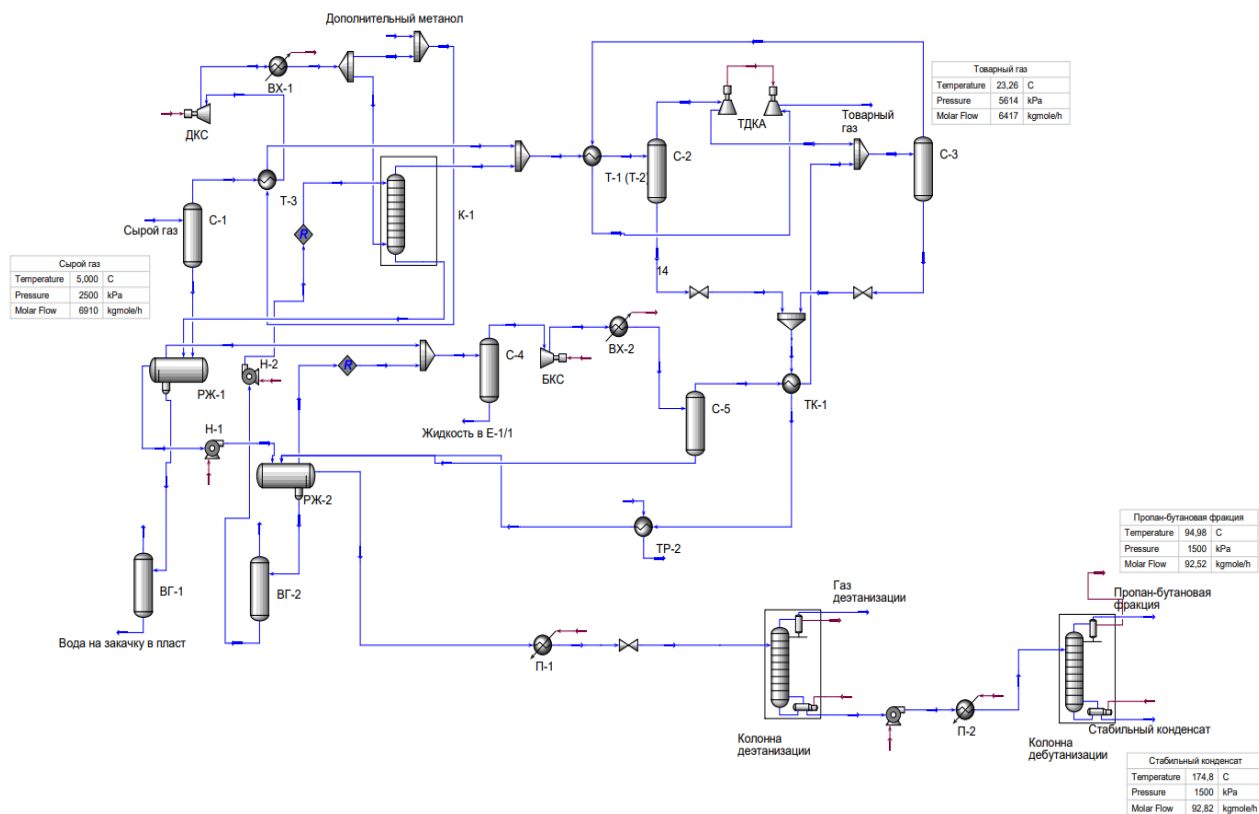


Рисунок 17 – Моделирующая схема технологии низкотемпературной сепарации

В данной работе предлагается извлечь дополнительно компоненты C_{3+} из природного газа при помощи технологии низкотемпературной ректификации. Для этого газ после прохождения детандера будет направляться не в низкотемпературный сепаратор, а в ректификационную колонну. Также в ректификационную колонну направляем поток нестабильного конденсата из РЖ-2. После чего метан-этановая фракция направляется на компрессорную часть турбодетандерного агрегата, а конденсат на дальнейшую стабилизацию и получение пропан-бутановой фракции как целевого продукта (рисунок 18).

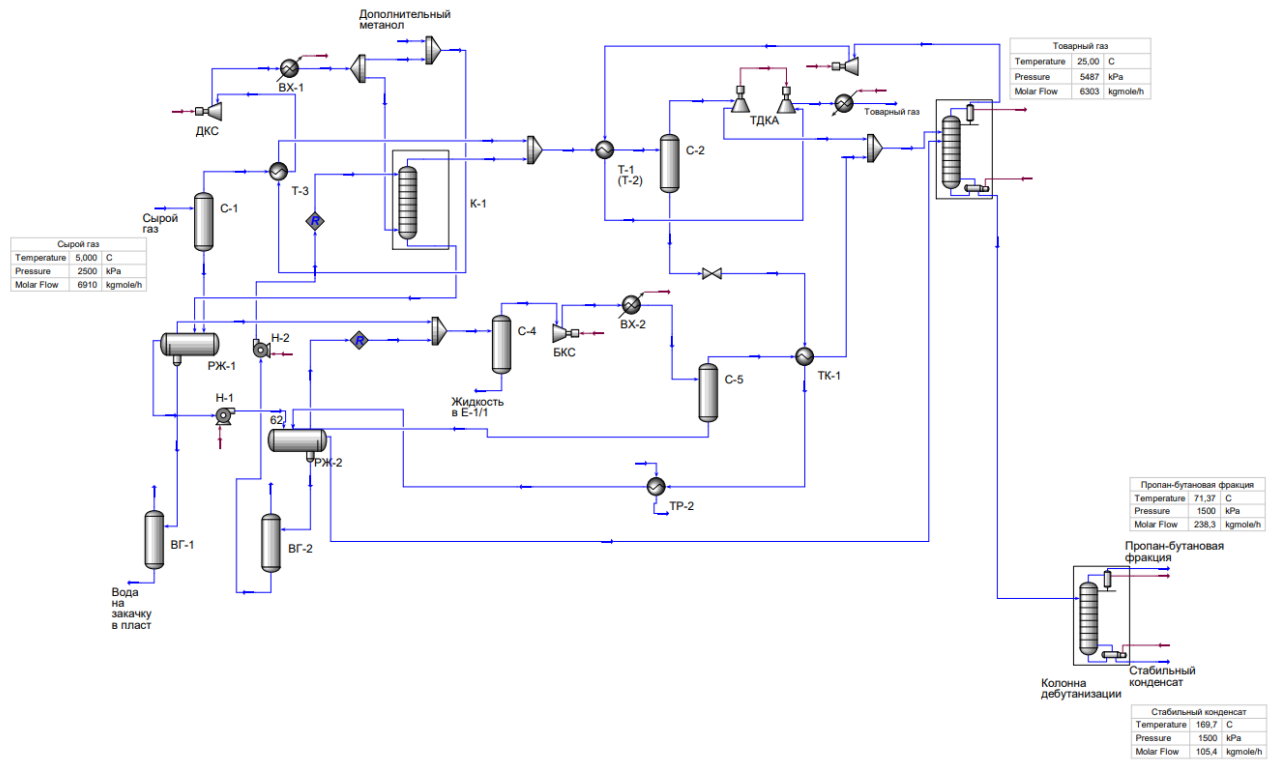


Рисунок 18 – Моделирующая схема технологии низкотемпературной ректификации

По итогу моделирования установки газа были созданы в программном комплексе две схемы: действующая установка подготовки газа с применением НТС и установка подготовки газа с применением НТР. Результаты моделирования будут рассмотрены подробно в следующей главе.

3 Разработка предложений по усовершенствованию системы подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении

3.1 Сравнительный анализ действующей и усовершенствованной установок подготовки газа и конденсата

В результате моделирования процессов подготовки газа при помощи низкотемпературной сепарации и низкотемпературной ректификации получили характеристики и состав товарного газа и стабильного конденсата (таблицы 4 и 5).

Таблица 4 – Состав и характеристики товарного газа

Компонент	Состав сырого газа, % мольн.	Состав товарного газа, % мольн.	
		НТС	НТР
CH ₄	84,940	91,055	93,124
C ₂ H ₆	2,860	2,893	3,027
C ₃ H ₈	1,950	1,592	0,000
i-C ₄ H ₁₀	0,557	0,306	0,000
n-C ₄ H ₁₀	0,700	0,295	0,000
i-C ₅ H ₁₂	0,298	0,050	0,000
n-C ₅ H ₁₂	0,267	0,027	0,000
C ₆ H ₁₄	0,326	0,003	0,000
C ₇ H ₁₆	0,528	0,000	0,000
N ₂	2,840	3,056	3,113
CO ₂	0,672	0,707	0,736
Метанол	0,982	0,015	0,000
Расход, кмоль/ч	6910	6417	6303
Точка росы по УВ, °С	-	-38,43	-75,54
Плотность, кг/м ³	23,87	46,42	47,31
Молярная масса	19,26	17,76	17,05

Таблица 5 – Состав и характеристики стабильного конденсата

Компонент	Состав сырого газа, % мольн.	Состав стабильного конденсата, % мольн.	
		НТС	НТР
CH ₄	84,940	0,000	0,000
C ₂ H ₆	2,860	0,000	0,000
C ₃ H ₈	1,950	0,000	0,000
i-C ₄ H ₁₀	0,557	0,198	0,092
n-C ₄ H ₁₀	0,700	1,802	0,908
i-C ₅ H ₁₂	0,298	12,308	15,792
n-C ₅ H ₁₂	0,267	14,092	16,794

Продолжение таблицы 5

Компонент	Состав сырого газа, % мольн.	Состав стабильного конденсата, % мольн.	
		НТС	НТР
C ₆ H ₁₄	0,326	24,246	21,372
C ₇ H ₁₆	0,528	39,659	34,614
N ₂	2,840	0,000	0,000
CO ₂	0,672	0,000	0,000
Метанол	0,982	7,694	10,427
Расход, кмоль/ч	6910	91,9	105,4
ДНП, кПа	-	60,57	66,59

Результаты моделирования показали, что применение технологии низкотемпературной ректификации позволяет добиться большего содержания метана в составе товарного газа и практически 100 % извлечения компонентов C₃₊ из товарного газа.

Чтобы оценить эффективность полученных нововведений рассматриваются характеристики трех потоков: товарный газ, стабильный конденсат и ШФЛУ. В таблицах 6 и 7 приведены характеристики потоков для этих схем.

Таблица 6 – Характеристика товарных продуктов установки подготовки газа методом НТС

Компонент	Состав продукта, % мольн.		
	Товарный газ	Стабильный конденсат	ШФЛУ
CH ₄	91,055	0,000	0,000
C ₂ H ₆	2,893	0,000	4,002
C ₃ H ₈	1,592	0,000	24,566
i-C ₄ H ₁₀	0,306	0,198	20,119
n-C ₄ H ₁₀	0,295	1,802	30,206
i-C ₅ H ₁₂	0,050	12,308	6,629
n-C ₅ H ₁₂	0,027	14,092	4,111
C ₆ H ₁₄	0,003	24,246	0,014
C ₇ H ₁₆	0,000	39,659	0,000
N ₂	3,056	0,000	0,000
CO ₂	0,707	0,000	0,003
Метанол	0,015	7,694	10,345
Вода	0,000	0,000	0,004
Количественный расход, кмоль/ч	6417	91,94	91,85
ДНП, кПа	-	60,57	642,1
Точка росы по УВ, °С	-38,43	-	-
Объемный расход, м ³ /ч	151700	-	-

Продолжение таблицы 6

Компонент	Состав продукта, % мольн.		
	Товарный газ	Стабильный конденсат	ШФЛУ
Объемный расход исходного сырья, м ³ /ч	163400		
Массовый расход исходного сырья, кг/ч	133100		
Массовый расход, кг/ч	114000	7659	4810
Массовая доля, %	85,65	5,75	3,61

Таблица 7 – Характеристика товарных продуктов установки подготовки газа методом НТР

Компонент	Состав продукта, % мольн.		
	Товарный газ	Стабильный конденсат	ШФЛУ
СН ₄	93,124	0,000	0,000
С ₂ Н ₆	3,027	0,000	2,884
С ₃ Н ₈	0,000	0,000	56,546
i-С ₄ Н ₁₀	0,000	0,092	16,111
n-С ₄ Н ₁₀	0,000	0,908	19,897
i-С ₅ Н ₁₂	0,000	15,792	1,656
n-С ₅ Н ₁₂	0,000	16,794	0,314
С ₆ Н ₁₄	0,000	21,372	0,000
С ₇ Н ₁₆	0,000	34,614	0,000
N ₂	3,113	0,000	0,000
СО ₂	0,736	0,000	0,000
Метанол	0,000	10,427	2,592
Вода	0,000	0,000	0,000
Количественный расход, кмоль/ч	6303	105,4	238,3
ДНП, кПа	-	66,59	939
Точка росы по УВ, °С	-75,54	-	-
Объемный расход, м ³ /ч	149000	-	-
Объемный расход исходного сырья, м ³ /ч	163400		
Массовый расход исходного сырья, кг/ч	133100		
Массовый расход, кг/ч	107400	8489	11670
Массовая доля, %	80,69	6,38	8,77

Использование низкотемпературной ректификации в схеме подготовки газа Мыльджинского НГКМ позволяет получить большего содержания метана (на 2,1 %) и этана (на 0,13 %) в составе товарного сухого газа, а также извлечь из него практически все тяжелые углеводороды по сравнению с используемой технологией низкотемпературной сепарации.

Каждая схема обеспечивает стабилизацию конденсата. В обоих случаях значения ДНП не превышают 66,7 кПа. При низкотемпературной сепарации ДНП даже ниже, чем при низкотемпературной ректификации и составляет 60,57 кПа. Однако наибольшая массовая доля стабильного конденсата была получена при подготовке газа методом НТР (6,38 %).

Из таблиц 5 и 6 следует, что в обоих случаях подготовки газа ШФЛУ будет соответствовать требованиям к технической смеси пропана и бутана (СПБТ). Требования к СПБТ указаны в межгосударственном стандарте ГОСТ 20488-90 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления» (таблица 8) [29].

Таблица 8 – Нормы для смеси пропана и бутана технических

Наименование показателя	Значение нормы
1. Массовая доля бутанов и бутиленов, %: не менее не более	не нормируется 60
2. Объемная доля жидкого остатка при 20°C, %, не более	1,6
3. Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре плюс 45°C, не более	1,6

Ниже представлена сравнительная таблица получения пропан-бутана, конденсата и осушенного газа в зависимости от выбранной технологии получения холода (таблица 9).

Таблица 9 – Выход осушенного газа, СПБТ и стабильного конденсата в зависимости от выбранной технологии получения холода

	Схема с НТС	Схема с НТР	Разница	Процентное соотношение
Осушенный газ (млн м ³ /Г)	1328,9	1305,2	-23,7	-1,8
СПБТ (тыс. т/Г)	42,1	102,2	60,1	142,6
Стабильный конденсат (тыс. т/Г)	67,1	74,4	7,3	10,8

В данной таблице можно наглядно увидеть, что технология НТР позволяет увеличить выход СПБТ на 60,1 тыс. т/год, конденсата на 7,3 тыс.

т/год при незначительном снижении количества осушенного газа с 1328,9 млн куб. м/год до 1305,2 млн куб. м/год. При этом точка росы по углеводородам снижается до $-75,54\text{ }^{\circ}\text{C}$.

3.2 Подбор оптимального давления ректификационной колонны

Эффективность метода низкотемпературной ректификации определяется следующими основными факторами: давлением поступающего в колонну газа и соответствующей температурой охлаждения паров из колонны; четкостью ректификации по заданной степени извлечения заданных углеводородов и газа; температурой поступающих в колонну газа и конденсата и др.

Определим, как влияет давление в ректификационной колонне на выход жидкой продукции: СПБТ и стабильного конденсата.

На рисунке 19 представлена зависимость выхода жидкой продукции УКПГиК в зависимости от давления в ректификационной колонне.

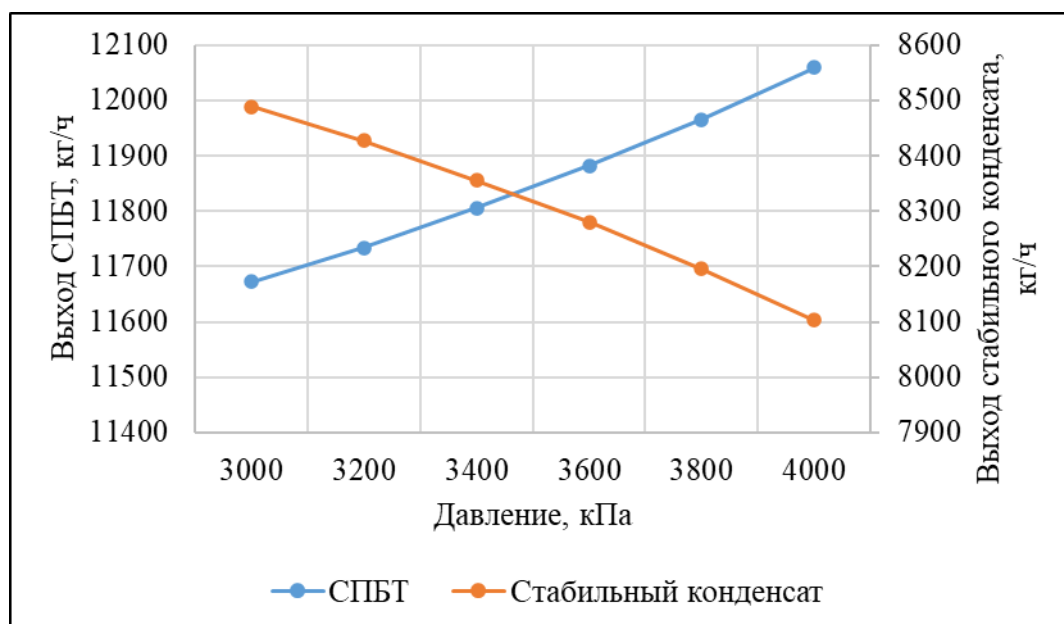


Рисунок 19 – Зависимость выхода стабильного конденсата и СПБТ от давления в ректификационной колонне

При повышении давления в ректификационной колонне степень извлечения углеводородов C_{3+} повышается, а углеводородов C_{5+} снижается, в

результате чего наблюдаем, что выход стабильного конденсата падает, а выход СПБТ растет.

Также выясним влияние давления в колонне на качество итоговой продукции: на точку росы по углеводородам товарного газа и ДНП стабильного конденсата (рисунок 20).

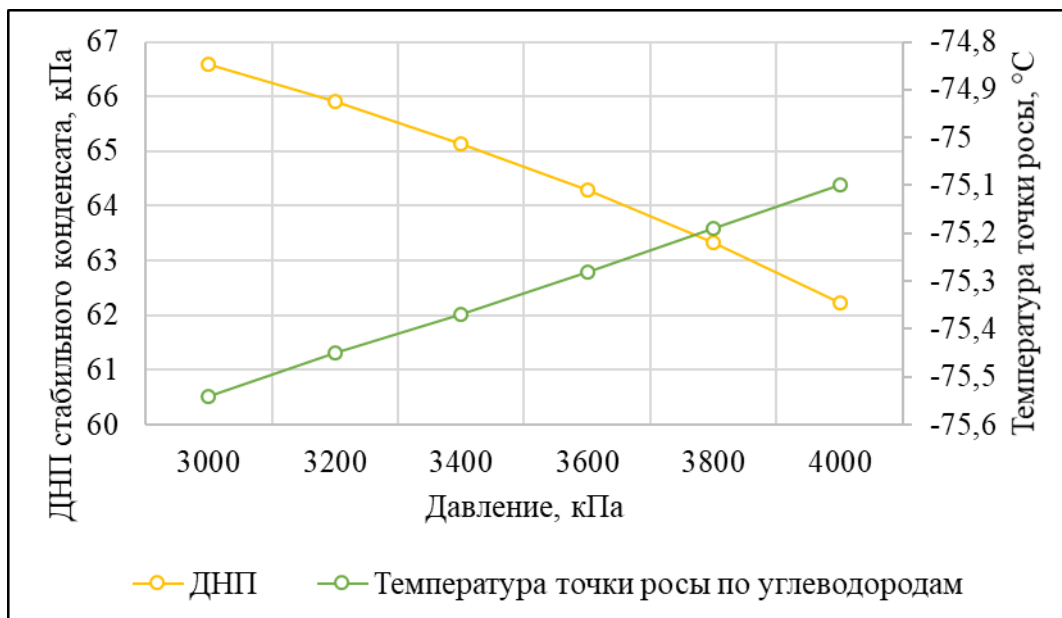


Рисунок 20 – Зависимость качественных показателей товарной продукции от давления в ректификационной колонне

Как мы видим повышение давления в колонне ведет к незначительному росту температуры точки росы по углеводородам товарного газа (разница менее 1 °С), так как снижается эффективность извлечения компонентов C_{5+} . При этом повышается качественный показатель стабильного конденсата, а именно падает ДНП, связанное с более полным извлечением легких компонентов при стабилизации конденсата.

В итоге получаем, что изменение давления в ректификационной колонне слабо влияет на качество подготавливаемой продукции. Оптимальным давлением в нашем случае можно принять значение около 3,5 МПа, так как в этом случае у нас будет баланс между выходом стабильного конденсата и СПБТ.

3.3 Выводы по главе

В схему подготовки газа на Мыльджинском НГКМ была внедрена технология низкотемпературной ректификации. Благодаря этому удалось повысить содержание метана в составе товарного газа (с 91,06 % до 93,12 %). Также это позволило снизить количество тяжелых компонентов C_{3+} (степень извлечения составила 100 %). Количество товарного газа из-за этого немного снизилось (на 1,8 %). Однако это позволило увеличить выход стабильного конденсата на 10,8 %, а выход углеводородов C_3-C_4 на 142,6 %.

Применение технологии низкотемпературной ректификации позволило снизить температуру точки росы по углеводородам для осушенного газа с минус 38,43 до минус 75,54 °С по сравнению со стандартной технологией низкотемпературной сепарации.

Проанализировано влияние давления в ректификационной колонне на выход и качество итоговых продуктов. Анализ показал, что давление в колонне не сильно сказывается на качестве товарного газа и конденсата.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ15	Тимирову Дмитрию Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов при выполнении работ по проведению операций по добыче и подготовке газа и конденсата.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ГОСТ 32359-2013</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс Российской Федерации Ф3 №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование целесообразности проведения технологии НТР на месторождении</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Оценка и расчет эксплуатационных затрат на проведение работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности по проведению работ</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Тимиров Дмитрий Николаевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В разделе приведен расчет экономической эффективности предлагаемого технологического решения. В действующую схему промышленной подготовки газа планируется ввод ступени низкотемпературной ректификации. Экономическая эффективность технологии будет достигаться увеличением выхода ценного продукта – СПБТ (смеси пропана и бутана технических).

Действующая УКПГ предназначена для получения трёх типов продукции: осушенный газ, стабильный конденсат и СПБТ. Выход продукции, действующей УКПГ и УКПГ с внедренной предлагаемой технологией приведен в таблицах 10 и 11, соответственно.

Таблица 10 – Производительность действующей УКПГ

Выход продукции УКПГ		
Товарный газ, млн м ³ /год	Стабильный конденсат, т/год	СПБТ, т/год
1 328,9	67 092,8	42 135,6

Таблица 11 – Производительность модернизированной УКПГ

Выход продукции УКПГ		
Товарный газ, млн м ³ /год	Стабильный конденсат, т/год	СПБТ, т/год
1 305,2	74 363,6	102 229,2

4.1 Выручка от реализации продукции УКПГ

Цена товарного газа взята из прогноза социально-экономического развития России на 2023-2025 гг. (Приложение А – Исходные условия для формирования вариантов развития экономики) [30]. Цена СПБТ и стабильного конденсата берется как средняя по рынку (таблица 12).

Таблица 12 – Цена продукции УКПГ

	2023	2024	2025
Цена на газ (среднеконтрактная), долл./тыс. м ³	592,2	477,1	400,1
Цена на стабильный конденсат, руб./т	23 000	23 000	23 000
Цена на СПБТ, руб./т	21 500	21 500	21 500
Курс доллара (среднегодовой), рублей за доллар США	68,3	70,9	72,2
Цена на газ (среднеконтрактная), руб./тыс. м ³	40 447,3	33 826,4	28 887,2

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации продукции и добычи за годичный период:

$$V_t = C_p \cdot Q_p \quad (3)$$

где C_p – цена реализации в t -ом году, руб./т;

Q_p – добыча продукции за t год.

Выручка от реализации продукции УКПГ представлена в таблицах 13 и 14.

Таблица 13 – Выручка от реализации продукции действующей УКПГ

	2023	2024	2025
Товарный газ, млн руб.	53 750,0	44 951,6	38 388,0
Стабильный конденсат, млн руб.	1 543,1	1 543,1	1 543,1
СПБТ, млн руб.	905,9	905,9	905,9
Сумма, млрд руб.	56,2	47,4	40,8

Таблица 14 – Выручка от реализации продукции модернизированной УКПГ

	2023	2024	2025
Товарный газ, млн руб.	52 793,4	44 151,6	37 704,8
Стабильный конденсат, млн руб.	1 710,4	1 710,4	1 710,4
СПБТ, млн руб.	2 197,9	2 197,9	2 197,9
Сумма, млрд руб.	56,7	48,1	41,61

Определим прирост выручки как разницу между выручкой, полученной при использовании действующей и модернизированной УКПГ (таблица 15).

Таблица 15 – Прирост выручки

	2023	2024	2025
Прирост выручки, млн руб.	502,6	659,2	776,0

Прирост выручки за 3 года составил 1 937 761 503 рублей.

4.2 Капитальные вложения

Для реализации технологического предложения необходимо внедрить в систему подготовки следующие аппараты: ректификационная колонна, компрессор, теплообменник. Также для сообщения между аппаратами следует проложить технологические трубопроводы. Все внедрения планируется произвести единовременно в 2023 году. В расчете учтены затраты на природоохранные мероприятия (5 % от капитальных вложений) и прочие капитальные вложения (10 % от капитальных вложений). Капитальные вложения представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Капитальные вложения

Промысловое обустройство	Затраты, руб.
Ректификационная колонна	180 000 000
Компрессор	60 000 000
Теплообменник	6 000 000
Промысловый трубопровод	3 234 000
Прочие КВ	24 923 400
Природоохранные мероприятия	12 461 700

4.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления составляют определенный процент от капитальных вложений. Процент определяется нормой амортизации для каждого типа оборудования в зависимости от срока полезного использования:

$$N_A = \frac{1}{T_{\text{исп}}} \cdot 100 \% \quad (4)$$

где N_A – норма амортизации, %;

$T_{\text{исп}}$ – срок полезного использования, лет.

Данные для определения нормы амортизации взяты из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [31]. Результаты представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования	Норма амортизации
Трубопровод местный для газа	7	14,3
Насосы и компрессоры прочие	5	20,0
ВЛ, прочие КВ, природоохранные мероприятия, автодороги	20	5,0
Установки для обработки материалов с использованием процессов, включающих изменение температуры, не включенные в другие группировки	5	20,0
Установка по очистке газа	15	6,7

Суммарные амортизационные отчисления составят 19,55 млн руб./год.

4.4 Эксплуатационные затраты

Процесс эксплуатации оборудования сопровождается затратами на смазочные операции и обеспечение аппаратов электроэнергией.

Для ректификационной колонны принимается норма расхода смазочного масла, равная 300 г/маш-ч. Тогда за смену использование масла составит 3,6 кг/маш-см. Цена одного килограмма масла принимается 500 руб. Следовательно общие годовые затраты на масло будут равны:

$$Q_M = q_M \cdot n_{\text{см}} \cdot Z = 1,31 \text{ млн руб.} \quad (5)$$

где q_M – использование масла за смену;

$n_{\text{см}}$ – количество смен в году;

Z – цена одного килограмма масла, руб.

Тариф на электроэнергию для рассматриваемого региона принимается равным 3,85 руб/(кВт·ч) или 3 850 руб/(МВт·ч). Используемая для системы подготовки ректификационная колонна потребляет 3,3 МВт/ч. Следовательно получаем годовые затраты на электроэнергию – 111,3 млн руб.

Ремонт оборудования является частью процесса эксплуатации. Затраты на ремонт принимаем равными 0,5 % от балансовой стоимости основных фондов и получаем годовые затраты на ремонт – 1,43 млн руб.

Сюда же включаем заработную плату с учетом НДФЛ двум работникам, обслуживающим данное оборудование по 70 тыс. руб. каждому ежемесячно. Также сюда входит социальный налог. Ставка единого социального налога, принимается в расчетах равной 30,0 % от ФОТ (статья 241 главы 24 НК РФ) + 1 % страхование от несчастного случая. Имеем следующую формулу:

ФОТ (фонд оплаты труда) = заработная плата + страховые взносы, составляющие 31 % от фонда ЗП (6)

Получаем годовые затраты на фонд оплаты труда:

$$\begin{aligned} \text{ФОТ} &= 70\,000 \cdot 2 \cdot 12 + 0,31 \cdot (70\,000 \cdot 2 \cdot 12) = 2\,200\,000 \text{ руб.} \\ &= 2,2 \text{ млн руб.} \end{aligned}$$

К эксплуатационным затратам, также относятся налоги, относимые на себестоимость. Это налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и прочие налоги.

Согласно уточнённому отчету по форме № 5-П по состоянию на 01.01.2023 [32], для Томской области средний НДПИ равен 108,55 руб./1000 м³ добытого газа и 12493,31 руб./т газового конденсата.

Прочие налоги, включающие в себя земельный, водный и транспортный, определяются по ставке 1,5 % от выручки за текущий временной период.

Результаты расчетов эксплуатационных затрат представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Эксплуатационные затраты

Показатели	Сумма	Значения по годам		
		2023	2024	2025
Заработная плата, включая страховые взносы, млн руб.	6,6	2,2	2,2	2,2
Затраты на электроэнергию, млн руб.	333,9	111,3	111,3	111,3
Затраты на обслуживание оборудования, млн руб.	3,93	1,31	1,31	1,31
Затраты на ремонт, млн руб.	4,29	1,43	1,43	1,43
Амортизационные отчисления, млн руб.	58,65	19,55	19,55	19,55
НДПИ, млн руб.	264,81	88,27	88,27	88,27
Прочие налоги, млн руб.	29,07	7,54	9,89	11,64
Текущие затраты (экспл. затраты без НДПИ), млн руб.	436,65	143,33	145,68	147,44
Общие эксплуатационные затраты, млн руб.	701,26	231,6	233,95	235,7

Таким образом, общие эксплуатационные затраты внедряемого оборудования за три года составят 701,26 млн руб.

4.5 Налоговые отчисления

К налоговым отчислениям относят налог на имущество и налог на прибыль.

Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2 % от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.

Ставка налога на прибыль организаций в соответствии с последними изменениями составляет 20 % от налогооблагаемой прибыли.

4.6 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.

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

$$\text{ЧДД} = \sum_0^m \text{CF}_m / (1 + r)^m \quad (7)$$

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:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i} \quad (8)$$

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.

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 19 и 20.

Таблица 19 – Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Сумма	Значения по годам		
		2023	2024	2025
Выручка, млн руб.	1 937,76	502,58	659,18	776,00
Текущие затраты (экспл. затраты без НДС), млн руб.	436,45	143,33	145,68	147,44
НДС, млн руб.	264,81	88,27	88,27	88,27
Валовая прибыль, млн руб.	1 236,5	270,98	425,23	540,30
Налог на прибыль, млн руб.	247,3	54,2	85,05	108,06
Налог на имущество, млн руб.	16,34	5,88	5,45	5,02

Продолжение таблицы 19

Показатели	Сумма	Значения по годам		
		2023	2024	2025
Итого налоги, млн руб.	263,64	60,07	90,49	113,07
Чистая прибыль, млн руб.	972,87	210,91	334,74	427,22

Таблица 20 – Финансовые показатели проекта

Показатели	Сумма	Значения по годам			
		Ввод оборудования	2023	2024	2025
Амортизация, млн руб.	58,65	-	19,55	19,55	19,55
Капитальные вложения, млн руб.	286,62	286,62	-	-	-
Чистая прибыль, млн руб.	972,87	-	210,91	334,74	427,22
Денежный поток, млн руб.	744,9	-286,62	230,46	354,29	446,77
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($r = 15\%$), млн руб.	475,43	-286,62	-86,22	181,67	475,43
Внутренняя норма доходности (ВНД), %	89,25				
Срок окупаемости, год	2,4				
Индекс доходности капитальных вложений, доли ед.	2,66				

4.7 Анализ чувствительности

Для исследования чувствительности проекта в работе рассматриваются сценарии изменений ситуации на рынке. Три основных показателя, влияющие на экономическую эффективность проекта (цена на продукцию УКПГ, капитальные вложения и эксплуатационные затраты), искусственно уменьшаются и увеличиваются на 20 %, после чего оцениваются показатели ЧДД и ВНД. На рисунках 21 и 22 представлены результаты изменений.

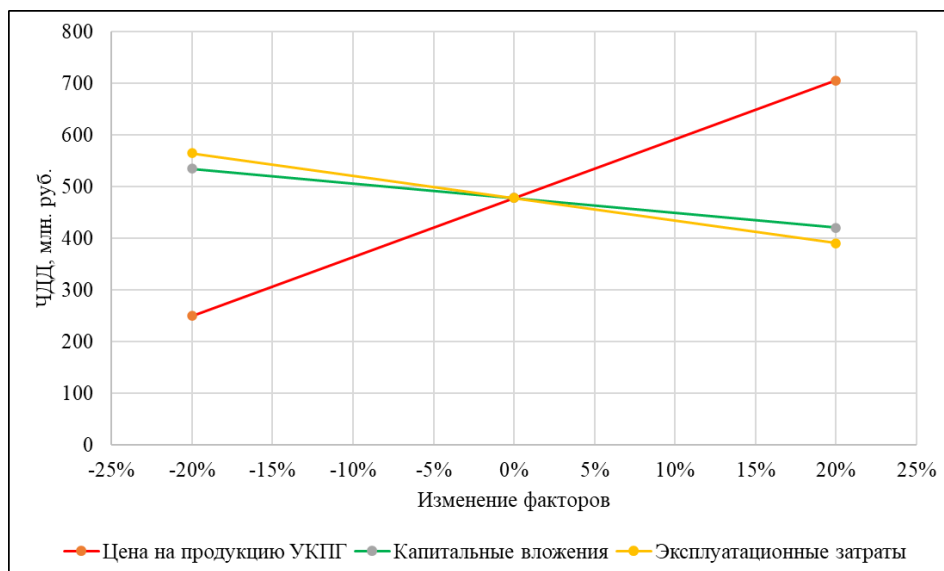


Рисунок 21 – Зависимость ЧДД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

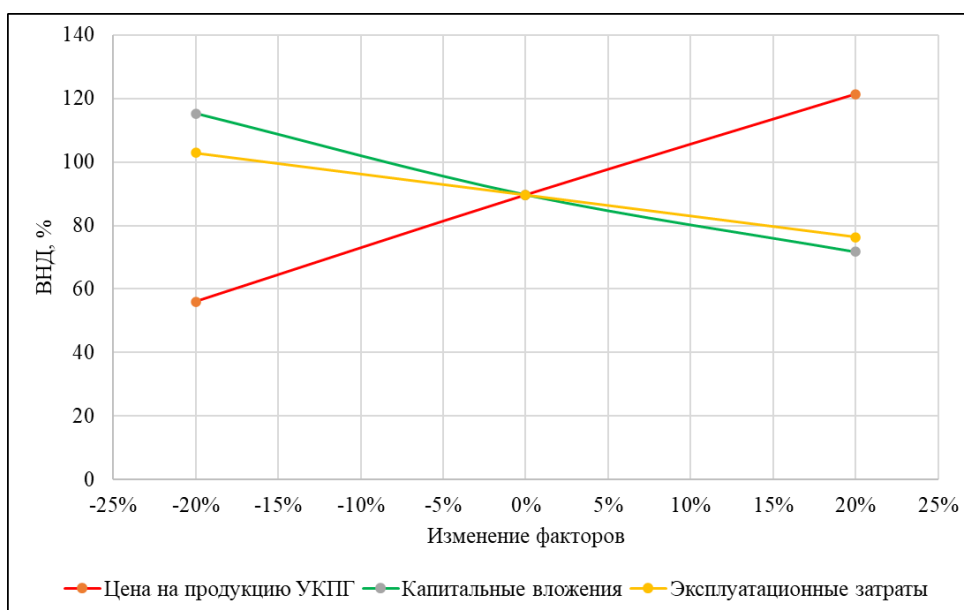


Рисунок 22 – Зависимость ВНД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Наибольшее влияние на основные показатели экономической эффективности оказывает цена реализации продукции УКПГ. Так при снижении цены на 20 % ЧДД снижается на 227,84 млн руб., а ВНД на 33,59 %. Однако проект не становится убыточным ($ЧДД < 0$ и $ВНД < 15\%$) при любом изменении рассматриваемых факторов. В то же время ЧДД и ВНД относительно устойчивы к изменению эксплуатационных затрат и капитальных вложений.

Анализ чувствительности также показал, что изменение анализируемых факторов (главным образом, рост цены реализации продукции) может привести к существенному улучшению показателей экономической эффективности проекта.

По итогу можно заключить, что проект является экономически выгодным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ15		Тимирову Дмитрию Николаевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01. «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Повышение эффективности подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение</p> <p>Область применения: промысловая подготовка газа</p> <p>Рабочая зона: производственное помещение</p> <p>Размеры помещения: 25 м x 45 м</p> <p>Наименование оборудования рабочей зоны: сепараторы, компрессоры, трубопроводы, теплообменники, ректификационные колонны, насосы, турбодетандеры</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: обслуживание и ремонт оборудования</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".</p> <p>2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 19.12.2022).</p> <p>3. Постановление Правительства РФ от 28 апреля 2020 г. N 601 "Об утверждении Временных правил работы вахтовым методом" (с изменениями и дополнениями)</p> <p>4. ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата в помещении и на открытом воздухе; – повышенный уровень шума; – повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – повышенный уровень вибрации; – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы; – превышение допустимого давления; – электробезопасность. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p>

	<p>спецодежда, наушники, спецобувь, защитные очки, утепленные перчатки с дополнительными слоями и покрытием для защиты от кислот и щелочей, защитные каски.</p> <p>Расчет потребного воздухообмена по загазованности.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: объект исследования удален от селитебной зоны</p> <p>Воздействие на литосферу: утечка конденсата</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение подземных вод неочищенными сточными водами</p> <p>Воздействие на атмосферу: продукты сгорания природного газа на факеле и выброс газа при негерметичности трубопроводов</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, утечка химических веществ</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Тимиров Дмитрий Николаевич		

5 Социальная ответственность

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих сотрудников вредных и опасных производственных факторов. Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

Целью настоящей работы является повышение эффективности технологии подготовки природного газа на МНГКМ.

В качестве пользователей предлагаемого в работе решения можно выделить газодобывающие компании.

Местом выполнения работ служит Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение, располагающееся в Каргасокском районе Томской области.

Работы по обеспечению бесперебойного процесса подготовки газа обеспечивают операторы технологических установок. Местом работы оператора технологических установок является установка комплексной подготовки газа и конденсата.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по обеспечению заданного режима подготовки газа, контроль за системами работы агрегатов, а также обслуживание оборудования, используемого при подготовке газа, а именно обслуживание турбодетандеров, сепараторов, теплообменников, разделителей жидкости, систем трубопроводов. Работы выполняются круглогодично.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Подготовка газа и конденсата на месторождении обеспечивается людьми, которые работают вахтовым методом. Согласно ТК РФ, работа вахтовым методом – это особая форма осуществления трудового процесса, когда он происходит вне постоянного проживания работника.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.) [33].

К обслуживанию установки подготовки газа допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста. Изначально весь персонал должен пройти инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности. И только после сдачи экзамена по данному инструктажу сотрудник может быть допущен к самостоятельной работе.

5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих противопожарных технических условий строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности ПТУСП 01-63 [35].

Рабочее место должно обеспечивать минимальную траекторию движения работника, а также удобную рабочую позу в положении сидя или стоя.

Основные работы при осуществлении процесса подготовки газа делаются стоя. Документом, в котором описаны основные эргономические требования к рабочему месту при работе стоя, является ГОСТ 12.2.033-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования». Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда, которые представлены в соответствующих нормативных документах [36].

5.2 Производственная безопасность

Чтобы определить потенциальные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при осуществлении операций по обеспечению бесперебойного процесса подготовки газа используем ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» и представим результат в таблице 21 [37].

Таблица 21 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показаний микроклимата в помещении и на открытом воздухе	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
Повышенный уровень шума	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Повышенный уровень вибрации	-	+	ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	+	+	ГОСТ Р 56167-2014 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Метод расчета ущерба от промышленного предприятия объектам окружающей среды ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования
Движущиеся машины и механизмы	+	+	ГОСТ 12.2.061-81. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
Превышение допустимого давления	-	+	ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности
Электробезопасность	+	+	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды

Отклонение показателей микроклимата в помещении и на открытом воздухе

Особенностью условий работы операторов технологических установок является работа в основном в производственном помещении, но также она включает работу и на открытом воздухе.

Так, низкая температура может вызвать снижение подвижности конечностей, так как происходит интенсивная теплоотдача организма.

При высокой температуре снижается реакция рабочего и внимание, к тому же вследствие высокой температуры может наступить тепловой удар.

Еще одним аспектом метеорологических условий, который способен повлиять на безопасность человека, является влажность. Так, согласно ГОСТ 12.1.005-88, нормой считается, когда при температуре 18 °С влажность варьируется в пределах 40-60 %. Отклонение в большую или меньшую сторону негативно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к появлению ощущения сухости слизистых оболочек и кожи вследствие повышенного испарения, в случае повышенной влажности имеем, наоборот, затрудненное испарение [38].

Чтобы сгладить все эти негативные последствия, по правилам безопасности должны быть использованы средства индивидуальной защиты от негативных метеорологических факторов: обогрев рабочих помещений, использование спецодежды и др.

В организации должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата, установленные СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», которые представлены в таблице 22 [39].

Таблица 22 – Оптимальные и допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений [39]

Оптимальные значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
Теплый	23-25	22-26	40-60	0,1
Допустимые значения характеристик микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	20-25	19-26	15-75	0,1
Теплый	21-28	20-29	15-75	0,1-0,2

Повышенный уровень шума

Основными источниками шума на УКПГ являются компрессора на ДКС, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели и вентиляторы. Повышенный уровень шума может привести к снижению внимания. Предельный уровень шума согласно ГОСТ 12.1.003-2014 не должен превышать 80 дБ [40].

Так как превышение допустимого уровня шума может привести к таким негативным последствиям, как нервное истощение и психическая угнетенность работника, необходимо использовать различные средства и методы защиты от шума. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80 [41]:

- использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование. Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы,
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники, противושумные вкладыши (беруши),
- соблюдение режима труда и отдыха.

Повышенная загазованность рабочей зоны

Источником загазованности может стать разгерметизация технологического оборудования, а также выполнение технологических операций, например, снятие заглушек.

УКПГиК оборудован системой, исключающей возможность загазованности помещений, и включает датчики загазованности. При обнаружении загазованности в контролируемых помещениях или наружных установках в объеме 10 % от НКПВ, контроллер пожаротушения выдает команду на включение звуковой и световой сигнализации по месту и в операторной, и на включение аварийной вентиляции. При достижении загазованности в объеме 20 % от НКПВ происходит отключение аварийной, приточной вентиляции и остановка технологического оборудования.

Газ природный при больших концентрациях (более 15-16%) действует удушающе, так как возникает кислородная недостаточность. При тяжелом отравлении пострадавший должен быть госпитализирован. В качестве индивидуальных средств защиты могут применяться шланговые противогазы ПШ-1,2 и изолирующие дыхательные аппараты АСВ-2 [42].

Повышенный уровень вибрации

Не исключено и на рабочем месте воздействие вибрации вследствие выполнения различных операций, работы спецтехники. Это способствует к снижению производительности труда, а также может привести к травмам. Подробнее можно ознакомиться с воздействием вибрации в ГОСТ 31319-2006 [43].

Одним из способов снижения данного негативного воздействия может служить виброизоляция с помощью специальных упругих элементов, поглощающих вибрацию.

Для человека рекомендуется использование обуви с резиновой подошвой, а для защиты рук использование виброгасящих перчаток.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

К веществам, которые оказывают токсическое воздействие на организм человека и впоследствии могут вызвать различные заболевания и отклонения в состоянии здоровья, относят природный углеводородный газ и конденсат газовый, являющиеся согласно классификации ГОСТ 12.1.007–76 вредными веществами 4–го класса опасности, а также метанол, который относится к 3–му классу опасности [45].

На предприятии воздействию вредных веществ можно подвергнуться повсеместно. Часто приходится входить в непосредственный контакт с химическими веществами при отборе проб газа и газового конденсата.

Основным критерием, служащим в качестве нормирования содержания вредных веществ является предельно допустимая концентрация (ПДК). Данный критерий применяется при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции. Он нормируется специальным документами.

Чтобы снизить влияние данного вредного производственного фактора работниками должны применяться средства индивидуальной защиты. Прежде всего это защитные очки, перчатки, спецодежда и фильтрующий противогаз [46].

5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов производственной среды

Движущиеся машины и механизмы

Так как в процессе подготовки газа и конденсата участвуют компрессорные установки и насосное оборудование, которое, в свою очередь, состоит из множества вращающихся деталей, которые могут потенциально навредить человеку и поэтому все вращающиеся детали должны находиться в защитных кожухах.

Также все оборудование должно оснащаться дистанционным управлением и автоматическим отключением, срабатывающим при изменении параметров, измеренными комплектом КИП. Если автоматика неисправна, то эксплуатацию оборудования проводить запрещается [47].

Превышение допустимого давления

Из-за отказа различных предохранительных клапанов возникает риск превышения максимально допустимого давления, которое может привести к разрушению оборудования и нанести травмы работникам. Чтобы предотвратить это используют предохранительную аппаратуру и средства измерения КИП.

Требования к предохранительным клапанам и трубопроводам описаны в ГОСТ 12.2.085-2002 [48].

Электробезопасность

Работа большинства оборудования на предприятии осуществляется с помощью электрической энергии. Поэтому возникает риск получения человеком травм, вызванных электрическим током. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое (ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). Согласно ГОСТ 12.1.038-82 для переменного тока частотой 50 Гц допустимое значение напряжения прикосновения составляет 2 В, а силы тока – 0,3 мА, для тока частотой 400 Гц, соответственно – 2 В и 0,4 мА, для постоянного тока – 8 В и 1 мА [49].

Чтобы избежать нежелательных последствий, на оборудовании, которое может быть под напряжением, должно быть предусмотрено заземление. Силовой кабель, соединяющий оборудование с источником питания должен иметь уплотнение и укладываться на стойках-опорах.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок. В установках до 1000 В – 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.

5.2.3 Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора

Проведем расчет воздухообмена для очистки воздуха. Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_B - X_H}, \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \quad (9)$$

где G , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения;

x_B , мг/м³ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88;

x_H , мг/м³ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21 [50].

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

$$n = \frac{L}{V}, \text{ч}^{-1} \quad (10)$$

где V – внутренний объем помещения, м³.

Также следует учитывать, что кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В нашем случае на УКПГ мы имеем множество оборудования, работающего под давлением. Производственная аппаратура, работающая под давлением, как правило, не является вполне герметичной. Степень

герметичности аппаратуры уменьшается по мере ее износа. Считая, что просачивание газов через неплотности подчиняется тем же законам, что и истечение через небольшие отверстия, и, предполагая, что истечение происходит адиабатически, количество газов, просочившиеся через неплотности, можно определить по формуле:

$$G = kcv \sqrt{\frac{M}{T}}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \quad (11)$$

где k – коэффициент, учитывающий повышение утечки от износа оборудования ($k = 1-2$);

c – коэффициент, учитывающий влияние давление газа в аппарате (таблица 23);

v – внутренний объем аппаратуры и трубопроводов, находящихся под давлением, м^3 ;

M – молекулярный вес газов, находящихся в аппаратуре;

T – абсолютная температура газов в аппаратуре, К .

Таблица 23 – Коэффициент, учитывающий влияние давление газа в аппарате

Давление p , атм	до 2	2	7	17	41	161
c	0,121	0,166	0,182	0,189	0,25	0,29

На УКПГ для предотвращения гидратообразования впрыскивается метанол, который перекачивается системой насосов. Получаем, что мы имеем систему, состоящую из аппаратов и трубопроводов, заполненную метанолом. Пары метанола могут выделяться через негерметичные соединения. Рабочее давление в аппаратуре $p_a = 19$ атм, а в проводящих трубопроводах $p_{\text{тр}} = 18$ атм. Внутренний объем аппаратуры $v_a = 4 \text{ м}^3$, объем трубопроводов, $v_{\text{тр}} = 1,3 \text{ м}^3$. Температура паров метанола в аппаратуре – $t_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, в трубопроводе – $t_{\text{тр}} = 22 \text{ }^\circ\text{C}$.

Сначала определяем величины утечек метанола из аппаратуры и трубопроводов. Принимаем $k = 1$; $c = 0,194$ для аппаратуры и $0,192$ для трубопроводов (по таблице 22); $M = 32$, для CH_3OH .

Утечка паров метанола из аппаратуры составляет:

$$G_a = 1 \cdot 0,194 \cdot 4 \sqrt{\frac{32}{293}} = 0,256 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

Утечка паров метанола из трубопроводов равна:

$$G_{\text{тр}} = 1 \cdot 0,192 \cdot 1,3 \sqrt{\frac{32}{295}} = 0,082 \frac{\text{кг}}{\text{ч}};$$

$$G = G_a + G_{\text{тр}} = 0,256 + 0,082 = 0,338 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

Используя данные из СанПиН 1.2.3685-21 и ГОСТ 12.1.005-88, находим, что для метанола $x_b = 5 \text{ мг/м}^3$ и $x_n = 1 \text{ мг/м}^3$. Потребный воздухообмен равен:

$$L = \frac{1000 \cdot 338}{5 - 1} = 84500 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Объем помещения равен:

$$V = 25 \cdot 45 \cdot 8 = 9000 \text{ м}^3.$$

Для проверки соответствия требованиям устройства вентиляции определим кратность воздухообмена:

$$n = \frac{84500}{9000} = 9,39 \text{ ч}^{-1}.$$

Данное значение не превышает установленную величину – 10 ч^{-1} , следовательно дополнительная вентиляция не требуется.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Селитебная зона

Селитебная зона – это часть земельных участков, которая отводится под жилые постройки, а также отдельные коммунальные и промышленные объекты. На месторождении к селитебной зоне относится вахтовый поселок, располагающийся в паре километров от промысла.

Так, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 месторождение по добыче природного газа относится к классу I, то есть санитарно-защитная зона

составляет 1000 м. Таким образом, вахтовый поселок находится за пределами санитарно-защитной зоны месторождения [51].

5.3.2 Атмосфера

К выбросам в атмосферу вредных загрязняющих веществ предъявляются требования СанПиН 2.1.6.1032-01 «Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест» [52].

Основным выбросом в атмосферу может служить выброс газа при разгерметизации трубопроводов, их коррозии и различных авариях. Также на УКПГ существует планомерный выброс продуктов горения газа при его сжигании на факеле.

Чтобы обеспечить охрану атмосферы от загрязняющих воздействий необходимо провести следующие мероприятия:

- контроль за герметизацией систем сбора и подготовки газа,
- сброс газа с помощью предохранительных клапанов,
- постоянный контроль за воздушной средой на объекте для определения опасной концентрации газов.

5.3.3 Гидросфера

При подготовке газа поступающая продукция в технологический модуль подготовки газа содержит в своем составе большое количество воды, которая в ходе подготовки газа отделяется. После чего эта вода закачивается снова в пласт в поглощающие скважины сеноманского горизонта. И чтобы обеспечить защиту гидросферы эта вода должна быть очищена от содержащихся в ней примесей и солей. Для этого на площадке располагается узел закачки очищенных стоков в пласт. Вода, предназначенная для закачки в пласт, после очистки должна соответствовать требованиям качества ОСТ 39-225-88 [53].

5.3.4 Литосфера

При подготовке газоконденсатной смеси мы получаем в качестве одного из готовых продуктов – стабильный конденсат. Загрязнение почв конденсатом может привести к снижению продуктивности лесных ресурсов и ухудшению санитарного состояния окружающей среды.

К мерам борьбы с утечкой конденсата относится регулярный осмотр оборудования на предмет нарушения герметичности и очистка почвы от конденсата и нейтрализация его в случае разлива посредством биохимического контроля.

Мероприятия по охране земель:

- все материалы и оборудование должны располагаться в пределах отведённой и обвалованной площадки,
- должна планомерно проводиться биологическая рекультивация нарушенных земель посевом,
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола должно производиться в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

По источникам возникновения чрезвычайные ситуации делятся на природные, биологические, социальные, экологические и техногенные [54].

Рассмотрим возможность возникновения каждой из этих чрезвычайных ситуаций на УКПГ.

Так как УКПГ располагается на территории, которая отделена от леса вырубленной зоной, возможность возникновения чрезвычайной ситуации природного характера (лесные пожары) на установке подготовки газа сведена к минимуму.

Вероятность возникновения чрезвычайной ситуации социального характера также минимальна, так как месторождение обособлено и попасть на него можно только вертолетным транспортом. Люди тщательно проверяются охраной на наличие запрещенных для провоза предметов перед тем, как попадут на месторождение. В результате чего осуществление актов террористического характера невозможно.

Если работник заболел каким-либо инфекционным заболеванием, то он отправляется на карантин. Этим исключается возможность возникновения ЧС биологического характера, такого как эпидемия.

Так как на модулях подготовки газа все работы выполняются согласно всем нормам и требованиям экологической безопасности, не возникают ситуации, которые бы могли глобально повлиять на состояние почв, атмосферы, гидросферы и биосферы.

Однако на УКПГ могут возникнуть чрезвычайные ситуации техногенного характера, такие как пожар и взрывы. Пожар может возникнуть на предприятии в результате износа оборудования, которое ведет к разгерметизации оборудования и трубопроводов и выбросу горючих веществ в воздух [55].

Чтобы исключить возможность возникновения данной чрезвычайной ситуации, необходимо каждую смену проводить обход УКПГ и осматривать трубопроводы, наземные сооружения, запорную арматуру, фланцевые соединения на предмет исправности и герметичности. Особое внимание необходимо обращать на показания манометров – осуществлять контроль за давлением.

На всех аппаратах, выходных коллекторах насосов предусмотрена установка манометров, которые обеспечивают контроль за работой в системе. На основных потоках УКПГ установлены электроприводные задвижки, позволяющие отключать аварийные участки в короткий срок. Системой автоматики предусмотрен контроль за соблюдением основных технологических параметров процесса, сигнализация о нарушениях.

Если же ЧС возникла, то ликвидация аварий производится согласно плану ликвидации аварий (ПЛА). Дежурный персонал обязан знать признаки аварий по технологическому оборудованию и коммуникациям, методы нахождения неисправностей и ликвидации аварий.

При возникновении аварии и в течение аварийной ситуации оперативный персонал обязан с учетом складывающейся обстановки принимать быстрые и эффективные меры к предотвращению угрозы жизни и здоровью людей, повреждению смежного с аварийным объектом оборудования и коммуникаций и недопущению других нежелательных последствий.

В аварийной ситуации персонал должен:

- принять меры к локализации аварии, прекращению поступления в зону аварии горючих веществ, материалов, которые при горении выделяют вредные и ядовитые вещества,
- после осмотра места аварии сообщить о создавшейся ситуации и принятых мерах руководству промысла,
- после прибытия на место аварии восстановительных и пожарных подразделений, сообщить их руководителям о создавшейся ситуации, о положении запорной арматуры на технологических коммуникациях, примыкающих к зоне аварии, месторасположении и условиях проезда к пожарным гидрантам.

Для принятия неотложных мер по локализации аварии и ликвидации ее последствий оперативный персонал имеет право привлекать к работам всех, кто находится на установке в момент аварии [56].

5.5 Выводы по главе

В данной главе были рассмотрены такие разделы социальной ответственности как производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на объектах

подготовки природного газа. Рассмотрены основные вредные и опасные факторы, оказывающие пагубное воздействие на человека и рассмотрены основные методы борьбы с ними.

В итоге хочется сказать, что социальная ответственность направлена прежде всего на защиту персонала, так как нет ничего важнее жизни и здоровья человека, а также окружающей среды от вредных воздействий, которые могут возникнуть в процессе работы.

Чтобы защитить персонал работодателями выполняются следующие меры:

- работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты,
- для сотрудников проводится обучение технике безопасности и действиям в чрезвычайных ситуациях,
- оборудование должно подвергаться регулярной проверке и своевременному ремонту.

Заключение

В работе были изучены теоретические основы подготовки газа на месторождении. В частности, рассмотрены схемы применения низкотемпературной сепарации, низкотемпературной конденсации, абсорбционной осушки и адсорбционной осушки газа. А также проанализированы методы повышения степени извлечения тяжелых углеводородов из состава товарного газа методами низкотемпературной абсорбции, низкотемпературной ректификации и с помощью газодинамических сепараторов.

Также в ходе работы был изучен существующий технологический регламент по эксплуатации Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения, на основе которого удалось в программном комплексе UnisimDesign R460 смоделировать существующую технологическую схему подготовки газа, которая стала основой для дальнейшего моделирования усовершенствованной схемы.

Для повышения степени извлечения тяжелых углеводородов из сырьевого газа на действующей установке подготовки газа Мыльджинского месторождения была предложена технология низкотемпературной ректификации.

После введения в схему низкотемпературной ректификации удалось повысить содержание метана в составе товарного газа (с 91,055 % до 93,124 %). При этом произошло снижение компонентов C_{3+} (степень извлечения составила 100 %). Количество товарного газа из-за этого немного снизилось (на 1,8 %). Однако это позволило увеличить выход углеводородов C_{5+} на 10,8 %, а выход углеводородов C_3-C_4 на 142,6 %.

Применение технологии низкотемпературной ректификации позволило снизить температуру точки росы по углеводородам для осушенного газа с минус 38,43 до минус 75,54 °С по сравнению со стандартной технологией низкотемпературной сепарации. ДНП конденсата при этом немного возросло

(с 60,67 кПа до 66,59 кПа), однако оно все еще удовлетворяет требованиям, предъявляемым стабильному конденсату.

Рассмотрено влияние давления в ректификационной колонне на выход и качество итоговых продуктов. Анализ показал, что давление в колонне не сильно сказывается на качестве товарного газа и конденсата.

Экономическая эффективность данного проекта достигается за счет увеличения выхода СПБТ и стабильного конденсата. В результате расчетов определено, что вариант подготовки газа с использованием низкотемпературной ректификации является экономически рентабельным. Прирост выручки за три расчетных года составил 1,938 млрд руб. Срок окупаемости проекта – 2,4 года.

Также для условий работы на УКПГ определены опасные и вредные производственные факторы и предложены мероприятия по защите от их воздействия. Определена степень влияния эксплуатации УКПГ на окружающую среду. Проанализированы основные чрезвычайные ситуации, которые могут случиться на УКПГ и порядок их ликвидации. Произведен расчет необходимого воздухообмена при загазованности в помещении.

Список использованных источников

1. Подготовка природного газа к транспортировке в трубопроводе / [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://gazsurf.com>. Дата обращения: 29.10.2022 г.
2. Яркеева, Н.Р. К вопросу об эффективности технологии низкотемпературной сепарации / Н. Р. Яркеева, И. А. Ишбулатов // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 1. – С. 13-23. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-1-13-23.
3. 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.
4. Апарина, Е. С. Моделирование установки двухступенчатой низкотемпературной конденсации (НТК) / Е. С. Апарина // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства: Материалы 12-й Международной научно-технической конференции, Омск, 16–19 февраля 2022 года / Редколлегия: В.А. Лихолобов [и др.]. – Омск: Омский государственный технический университет, 2022. – С. 113-114.
5. Телишева, К. С. Абсорбционная осушка газа / К. С. Телишева, М. В. Стародуб // Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 3-4. – С. 686-688.
6. Шевкунов, С. Н. Адсорбционная осушка и низкотемпературная ректификация в процессах промысловой подготовки природного газа / С. Н. Шевкунов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7(53). – с. 46-49.
7. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2012. – 630 с.

8. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
9. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 450 с.
10. Жданова Н. В., Халиф А. Л. Осушка природных газов. Изд. 2-е, перераб. и дополн. М., Недра 1984 г. 160 с.
11. Колокольцев С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.
12. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е. П. Запорожец, Д. Г. Антониади, Г. К. Зиберт и др.; ФГБОУ ВПО КубГТУ. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
13. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. – М.: Недра, 2000. – 663 с.
14. Степанова Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1974. – 224 с.
15. Технологии переработки природного газа и конденсата / В. И. Мурин, Н. Н. Кисленко, Ю. В. Сурков и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Ч. 1. – 517 с.
16. Шестерикова, Р. Е. Повышение эффективности работы установок низкотемпературной сепарации / Р. Е. Шестерикова, Е. А. Шестерикова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – № 5. – с. 43-47.
17. Астахов, Г. Л. Исследование перспективных направлений модернизации газопереработки / Г. Л. Астахов // Фундаментальные и прикладные исследования молодых учёных: Сборник материалов V Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных, Омск, 04–05 февраля 2021 года. – Омск: Сибирский

государственный автомобильно-дорожный университет (СибАДИ), 2021. – с. 4-9.

18. Обзор методов низкотемпературной переработки попутных нефтяных газов / Е. А. Атабегова, Л. Б. Волокитин, С. А. Гаранов, С. Д. Глухов // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия Машиностроение. – 2010. – № S1. – с. 230-235.

19. Ишмурзин, А. А. Извлечение целевых компонентов в сверхзвуковом потоке газа / А. А. Ишмурзин, Р. Ф. Мияссаров, Р. А. Махмутов // Проблемы науки. – 2017. – № 7(20). – с. 14-16.

20. Саликаев, Д. А. Исследование процесса сверхзвуковой сепарации попутного нефтяного газа с помощью программного комплекса UnisimDesign R400 / Д. А. Саликаев, О. А. Гумеров // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2016. – № 2. – с. 151-189.

21. Ярунов, А. С. Совершенствование технологии низкотемпературной абсорбции установки комплексной подготовки газа УКПГ-1В Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А. С. Ярунов // Академический журнал Западной Сибири. – 2017. – Т. 13, № 1(68). – с. 23-25.

22. Ишмурзин, А. А. Абсорбционные технологии подготовки природного газа / А. А. Ишмурзин, Р. Ф. Мияссаров, Р. А. Махмутов // Научный журнал. – 2017. – № 9(22). – с. 8-10.

23. Хорошилова, Д. С. Термодинамическое обоснование низкотемпературной ректификации природного газа с выделением метана для производства сжиженного природного газа / Д. С. Хорошилова, В. Б. Мельников, Н. П. Макарова // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – № 2(279). – с. 65-72.

24. Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений / А. В. Прокопов, А. Н. Кубанов, В. А. Истомин [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2015. – № 3(23). – с. 100-108.

25. Прокопов, А. В. Выделение углеводородов C3+В из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке пластового флюида / А. В. Прокопов, В. А. Истомин, Д. М. Федулов // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 4(28). – с. 202-206.

26. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

27. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения». – АО «Газпром добыча Томск», 2016. – 571 с.

28. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2006.

29. ГОСТ 20448-90 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления».

30. 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.

31. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

32. 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/.

33. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) // Доступ из справ. – правовой системы «КонсультантПлюс». Дата обращения: 10.04.2023 г.

34. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

35. Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности (ПТУСП 112 01-63) Утв. 17/VIII 1963 г.

36. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов по безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – М.: Стандартинформ, 2001 год – 10 с.

37. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2017 год – 17 с.

38. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 2005 год – 48 с.

39. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 2001 год – 20 с.

40. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2015 год – 28 с.

41. ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. – М.: Стандартинформ, 1988 год – 4 с.

42. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 1989 год – 49 с.

43. ГОСТ 31319-2006. Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. – М.: Стандартинформ, 2008 год – 23 с.

44. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2010 год – 23 с.

45. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2007 год – 4 с.

46. ГОСТ Р 56167-2014. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Метод расчета ущерба от промышленного предприятия объектам окружающей среды. – М.: Стандартинформ, 2019 год – 12 с.
47. ГОСТ 12.2.061-81. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. – М.: Стандартинформ, 2008 год – 4 с.
48. ГОСТ 12.2.085-2002. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2007 год – 15 с.
49. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Стандартинформ, 1983 год – 7 с.
50. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. – М.: Минздрав России, 2021 год.
51. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – М.: Минздрав России, 2007 год.
52. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест. – М.: Минздрав России, 2001 год.
53. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
54. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000 год – 7 с.
55. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2006 год – 68 с.

56. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. – М.: Стандартинформ, 2019 год – 11 с.
57. Kidnay A.J., Parrish W.R. Fundamentals of Natural Gas Processing. CRC Press, 2006. 464 p.
58. Maddox J. R.N., Bretz K.E. Turbo-expander Applications in Natural Gas Processing // J. Petrol. Tech. 1976. 5. P. 611-613.
59. Rajaei Shooshtari S.H., Shahsavand A. Reliable prediction of condensation rates for purification of natural gas via supersonic separators // Separation and Purification Technology. 2013. Vol. 116, P. 458-470.

Приложение А

Раздел на английском языке

Theoretical aspects of gas preparation at the field

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Тимиров Дмитрий Николаевич		

Руководитель ВКР:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН

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

1 Theoretical aspects of gas preparation at the field

The choice of the gas treatment method depends on many factors. It is influenced by both the thermodynamic conditions of the field and the composition of the gas itself, the content of moisture and various mechanical impurities in it, as well as how this gas is planned to be used in the future and how to transport it.

There are several ways to prepare gas. Below are the four main technologies:

- absorption drying of gas,
- adsorption drying of gas,
- low temperature gas separation,
- low-temperature gas condensation.

1.1 Low temperature separation

Low-temperature separation (LTS) is a method of preparing natural gas, necessary to extract heavy hydrocarbons from the gas and remove moisture in order to eventually reach the dew point corresponding to hydrate-free gas transportation through the pipeline. Low-temperature separation usually takes place at temperatures from 0 to -15 °C. At this temperature, condensation of moisture and heavy components of hydrocarbons contained in the gas is ensured. To cool the gas, gas throttling or the so-called Joule-Thomson effect is used.

Low-temperature separation using the Joule-Thomson effect is considered to be a fairly simple and reliable way to cool the gas. In addition, it has some advantages, which include low capital and operating costs, but this method requires further investments at a distance due to the fact that over time the reservoir is depleted, the reservoir pressure drops, and, accordingly, the wellhead pressure, which leads to negative consequences during gas preparation in the form of an increase in separation temperature, which further leads to a decrease in the efficiency of extracting C₅₊ components from the gas, that is, heavy hydrocarbons.

Throttling is understood as a change in the temperature of the gas as a result of its slow flow through the throttle under the action of a constant pressure drop. This process of temperature change is adiabatic (there is no heat exchange with the external environment) and isenthalpic, that is, the enthalpy of gas at the inlet and outlet of the throttle are equal (Figure 1). Also, this process is irreversible, from which it can be concluded that the entropy of the gas will grow ($dS > 0$).

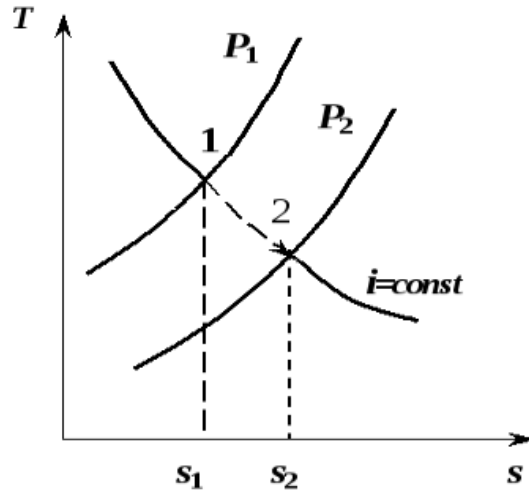


Figure 1 – Image of throttling on the sT diagram

One of the main parameters of throttling is the temperature change during adiabatic throttling. To determine it, you need to know the value of the ratio $(\partial T / \partial p)_h$:

$$\alpha_h = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_h = \frac{T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p - v}{c_p} \quad (1)$$

where α_h is the coefficient of adiabatic throttling.

This coefficient is necessary when calculating the temperature change during throttling:

$$T_2 - T_1 = \int_{p_1}^{p_2} \alpha_h dp \quad (2)$$

The Joule-Thomson effect can be both negative and positive. It depends on whether the gas is heated or cooled. When the gas is cooled, the Joule-Thomson effect will be positive ($\Delta T < 0$) and negative, respectively, when the gas is heated ($\Delta T > 0$).

The Joule-Thomson effect indicates the presence of intermolecular interaction forces in the gas, which follows from the molecular kinetic theory of the structure of matter. In the absence of an external influx of energy, the internal energy of the gas does not change with its expansion, however, the potential energy of the interaction of molecules increases, that is, the distance between them increases. This is due to kinetic energy. All this leads to the fact that the movement of molecules slows down, and, consequently, the temperature of the gas will decrease. But this happens under ideal conditions when the gas is isolated from the external environment. In reality, this is impossible and there will always be an energy exchange with the environment.

At the same time, the gas performs external work, that is, subsequent portions of gas, to the right of the throttle, crowd the previous ones, and to the left of the throttle, external pressure forces work on the gas itself. This is necessary when compiling the energy balance in the Joule-Thomson experiments. The work that is spent to push the gas through the throttle, which occupies the volume V_1 to the throttle, is equal to the product $p_1 V_1$. After the throttle, this gas already occupies the volume V_2 , while the perfect work is already equal to the product of $p_2 V_2$. The total external work performed on the gas will be equal to the difference $p_1 V_1 - p_2 V_2$. This work can be both negative and positive. If the process is adiabatic, then all this work goes to changing the internal energy: $A = U_2 - U_1$. From here it is already possible to determine ΔT by knowing the expression for U and the equation of state of the gas.

The magnitude and sign of the Joule-Thomson effect will depend on the ratio between the work of the gas itself and the work performed by the external pressure. At the same time, the properties of the gas themselves play an important role.

Since the molecules of an ideal gas do not interact with each other, the Joule-Thomson effect will be zero.

As mentioned earlier, the Joule-Thomson effect can be both positive and negative. It all depends on the specific conditions. The temperature at a certain pressure at which the difference ΔT changes its sign is called the inversion

temperature. A typical curve of the inversion temperature versus pressure is shown in Figure 2. This curve separates those states of the gas during the transition between which it cools from the states between which it heats up.

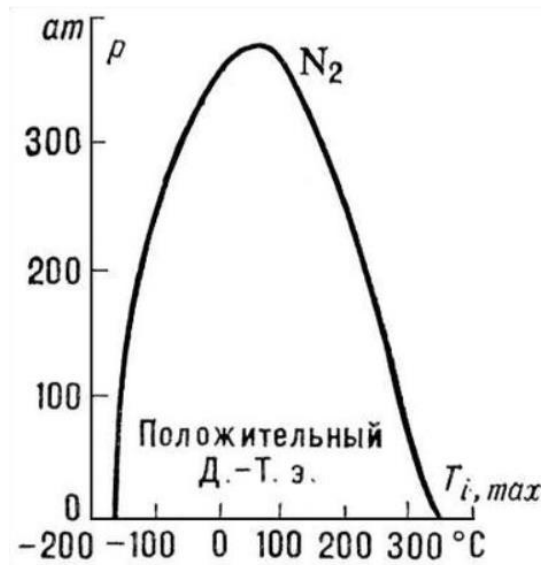


Figure 2 – Nitrogen inversion curve

The Joule-Thomson effect is called differential if there is a small change in temperature ΔT with small pressure drops, etc. However, with large pressure drops, there will be a significant change in the temperature of the gas. This Joule-Thomson effect is already called integral.

Let's analyze how the LTS process takes place in practice on the simplest scheme. Initially, the gas from the wells enters the separator-a drip separator, where the preliminary removal of the liquid takes place. Then it is cooled in the heat exchanger to temperatures of the order of 4-16 °C and passes through the valve (throttle), where due to throttling the temperature of this gas drops to minus 10 °C. In order to prevent hydrates from forming during gas cooling, so-called hydrate formation inhibitors are introduced into the gas stream. The most commonly used inhibitor is methanol. After that, the cooled gas already enters the low-temperature separator, where the main removal of liquid from the gas takes place. And the already drained gas is sent to the inlet of the heat exchanger, where it cools the flow of raw gas, and then goes to the main gas pipeline (Figure 3).

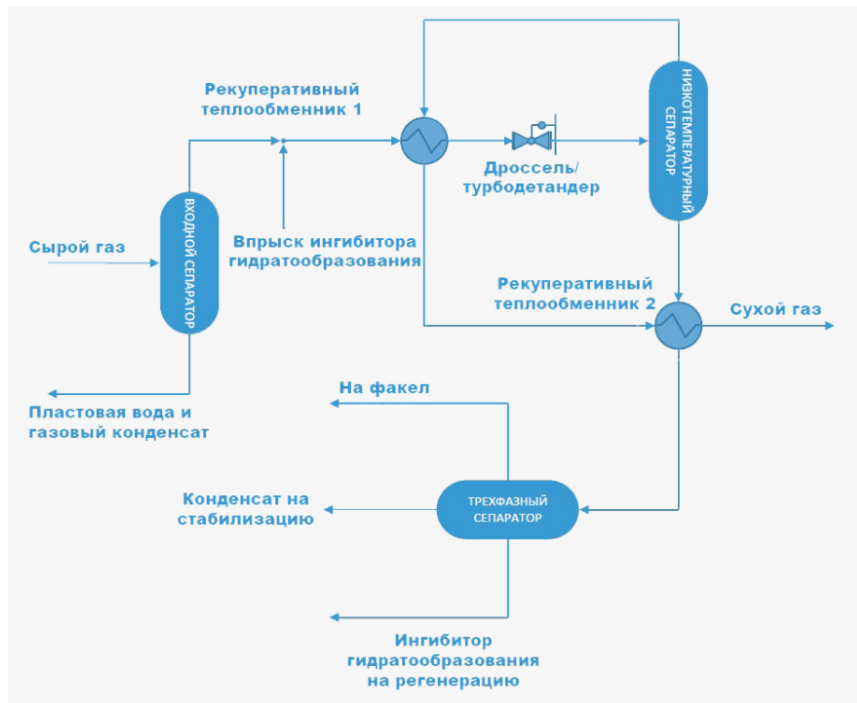
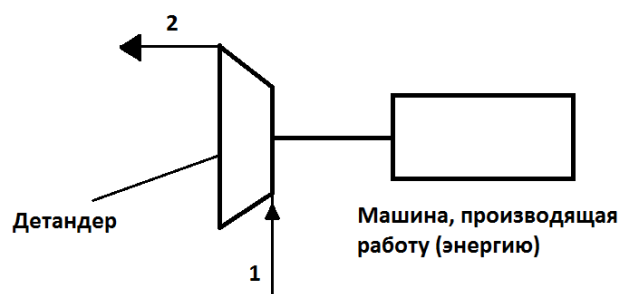


Figure 3 – Typical scheme of a low-temperature separation unit

As mentioned earlier, with a decrease in reservoir pressure, this method loses its effectiveness and becomes insufficient to achieve the necessary parameters for further gas transportation. Therefore, in addition to the throttle, additional refrigerating machines or expanders can be used in such cases.

Turbo expanders work due to the polytropic expansion of the gas with the performance of external work (Figure 4). In this case, the external work is used by the compressor shaft, which in turn compresses the gas to the pressure in the gas pipeline. These units have proven themselves well at the late stages of field development in conditions of falling reservoir pressure. The cooling performance of the turbo-expander unit is most affected by the expansion of the gas. Turbo-expander units (expander compressor) are mainly used in the gas industry.



1 – high-pressure gas; 2 – low-pressure gas
Figure 4 – Gas cooling scheme in the expander

Back in 1962, A. I. Arutyunov and V. I. Ivanov proposed using expanders in low-temperature separation in the preparation of natural gas, when the first prototype of a turbo expander was obtained. Moreover, the gas cools better during isentropic expansion in the expander than simply using a throttle. And this difference in gas cooling methods increases with decreasing pressure.

Now turbo-expander units are increasingly used as an upgrade instead of using a traditional throttle.

Advantages of using LTS technology:

- small capital expenditures,
- low operating costs in the initial period of operation, as there is a free pressure drop,
- bringing gas parameters, such as the dew point for water and hydrocarbons, to the values required by the standards,
- the possibility of easy automation of this technological process in the conditions of a gas field,
- with a decrease in reservoir pressure, this technology can be upgraded gradually.

1.2 Low temperature condensation

Low-temperature condensation is the process of cooling natural or associated petroleum gas. At its core, it is an isobaric process that takes place at temperatures from 0 to minus 30 °C. During cooling, it is possible to condense certain components from the gas and obtain condensate and other fractions of interest to us (Figure 5).

The essence of the method is simple. The hydrocarbon mixture cools at constant pressure, which causes condensation of the components that we plan to extract from the gas stream. And then, using separators, the separation into the liquid and gas phase takes place.

However, this method does not allow to obtain clearly separated products with the necessary set of components in the composition of these products. Therefore, in

addition to this scheme, rectification columns can be used, namely demethanization and deethanization columns.

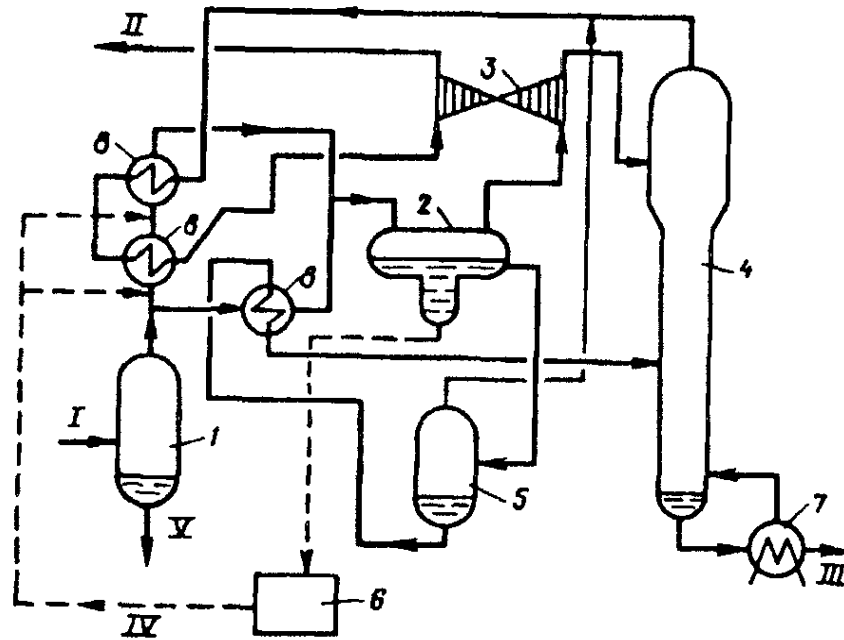


Figure 5 – Schematic diagram of the low-temperature condensation process

To power these columns, the liquid phase after the separator is used, which has previously passed the heat exchanger, and the gas from the separators is removed and sent to the end user through the main pipelines. These columns make it possible to extract methane and ethane dissolved in unstable condensate, respectively.

The scheme of low-temperature condensation is as follows. The gas is sent to the separator of the first stage along the plumes from the wells, to the so-called inlet separator. In it, a preliminary separation of the droplet liquid from the gas takes place. After that, the gas passing through the heat exchanger is cooled by a stream of separated cold gas. Next, the throttle effect is used to cool the gas. With the help of a fitting, the gas pressure is lowered to the maximum condensation pressure level. Also, a turbo-expander unit can be used for more efficient cooling. When the pressure has already reached the point at which it will not be possible to reach the desired temperature, then an external cooling source is introduced into the circuit – a refrigeration unit. Propane or ammonia can be used as a refrigerant in them.

The cooled stream, as in the low-temperature separation method, enters the separator, where the gas flow velocity decreases and condensate falls out, which is

then sent for stabilization. Stabilization is carried out in rectification columns. In the deethanization column, we get components such as methane and ethane from above, and unstable gas gasoline is discharged from the bottom of the column.

To prevent the formation of hydrates, various hydrate formation inhibitors can be introduced into the stream.

The parameters of the LTC implementation are determined as follows: the temperature is determined based on which components are planned to be extracted, and the separation pressure is determined by the pressure in the gas pipeline. The advantage of the technology is that it can be used in any climatic conditions. It allows you to extract up to 97 % of condensate from gas and obtain gas preparation parameters, for example, the dew point for hydrocarbons, meeting the requirements of transporting this gas and eliminating the formation of moisture in the gas stream. Another advantage is the small capital costs. However, there are also disadvantages in the form of reconstruction with a drop in inlet pressure, a low degree of extraction of heavy components from lean gases.

In order to increase the efficiency of LTC, condensate absorption can be used.

1.3 Absorption drying

Gas absorption is the drying of natural or petroleum gas using a liquid reagent. Liquid sorbents are used for this purpose. They have undeniable advantages in the form of:

- small cost,
- low viscosity,
- weak absorption of hydrocarbon components of the gas,
- ease of regeneration,
- high solubility in water.

Such sorbents as ethylene glycol, diethylene glycol and triethylene glycol have gained the greatest popularity during absorption drying.

Ethylene glycol is a diatomic alcohol that can be mixed in any proportions with water. But it is used infrequently in absorption drying, since there are some disadvantages, which include high vapor elasticity and low hygroscopicity, as a result of which large losses of this sorbent occur during regeneration.

Diethylene glycol is one of the types of diatomic alcohols, which is a colorless liquid that can be obtained by the reaction of two ethylene glycol molecules with the release of water during the reaction. DEG begins to disintegrate at a temperature of 164 °C, based on this, its degree of drying during regeneration can reach 96 %. Experiments have shown that diethylene glycol is able to lower the dew point of the gas by about 30 °C, which may not be sufficient when the gas is dried. Therefore, triethylene glycol is used to achieve lower dew point temperatures.

Triethylene glycol is a colorless hygroscopic and combustible liquid obtained by combining three ethylene glycol molecules to form water. The boiling point is 283-285 °C. However, the TEG is prone to foaming, so when using it, it is necessary to use additives, for example, monoethanolamine to combat this. The TEG begins to disintegrate at a temperature of 205 °C, based on this, its degree of drying during regeneration can reach 99 %.

The losses of the absorbent during regeneration are insignificant due to the low elasticity of vapors. So for TEG losses are about 2-4 g per 1000 m³ of gas. In DEG, this indicator is slightly higher and ranges from 5 to 18 g per 1000 m³ of gas.

The extraction of moisture from the gas by glycols is effective from gases in a large range of concentrations.

The drying of the gas with glycols is influenced by factors such as temperature, pressure and concentration of the sorbent. Thus, at high pressure, there is less moisture in the gas, which leads to the fact that less sorbent is already needed to dry the gas to the required level. The temperature affects the process as follows. When it is lowered, the partial pressure of water vapor above the sorbent decreases, which increases its absorption capacity, and consequently improves the commodity characteristics of the drained gas in the form of a reduced dew point. However, it is

impossible to significantly reduce the temperature, as this can lead to an increase in the viscosity of glycol and, accordingly, its absorption capacity will decrease.

The higher the concentration of the sorbent, the better its absorption capacity. As a result, the dew point of the gas decreases. On average, the concentration of the sorbent is 90-99 %.

The effect of the contact temperature and the concentration of the solution on the dew point of the gas is shown in Figure 6.

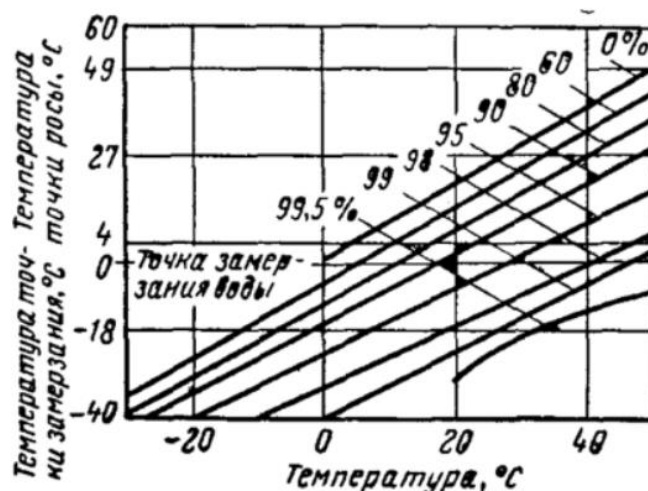


Figure 6 – Graph of the effect of the concentration of an aqueous solution of DEG on the dew point of the drained gas

If we compare diethylene glycol and triethylene glycol, then DEG has a lower cost, but the TEG has a higher efficiency, as a result of which it is possible to obtain a dew point temperature lower than when using DEG (on average 20-25 °C lower). At the same time, the losses of the TEG are also lower, since it has less vapor elasticity.

Below is a technological scheme of the gas drying installation using DEG (Figure 7), consisting of an absorber 1, a desorber 5 and other auxiliary equipment, in the form of tanks, heat exchangers, pumps, filters, etc.

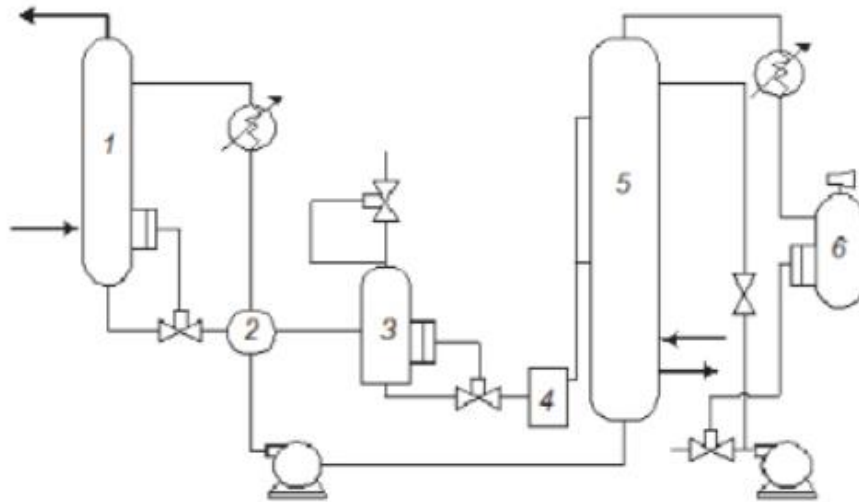


Figure 7 – Technological scheme of absorption drying of gas

The process of absorption drying proceeds as follows. In a special apparatus, which is called an absorber, the gas contacts with the absorbent. The absorbent is supplied from the top of the column, and the gas from below. When the gas begins to interact with the absorbent, the moisture from the gas begins to be absorbed by this absorbent. In order for the contact between the phases to pass better, special partitions are installed in the absorber. The entire absorption process usually takes place at a pressure of 2 to 4 MPa and a temperature of 20 °C. As a result of the process, we get a drained gas from above, and an absorbent saturated with moisture at the bottom. Next, the absorbent is sent for regeneration. This process takes place in a desorber. Regeneration takes place at elevated temperatures of the order of 170-190 °C. The structure of the desorber is in many ways similar to the absorber. The absorbent saturated with water enters the middle of the column. There it is separated from the water, as a result, water vapors are removed to the top of the column, which condense in the refrigerator, and a drained absorbent is removed from the bottom, which can contain up to 6 % water by weight. After that, it is sent to the absorber, having previously cooled down.

As a result, the following advantages of this drying method can be distinguished:

- it is possible to drain gas with a high content of substances that destroy solid sorbents,
- low costs,
- low pressure drops.

Among the disadvantages can be noted:

- relatively low level of drying,
- need to raise the gas temperature,
- absorbers may foam.

Absorption drying can be used in combination with adsorption drying for more complete extraction of moisture from the gas.

1.4 Adsorption drying

Adsorption drying is the process of absorption of moisture from natural gas by a solid absorber under the influence of external processes in the form of pressure reduction or temperature increase.

The drying process takes place in apparatuses in which the adsorbent layer is stationary. The process itself includes several stages. First there is adsorption or drying, then regeneration of the adsorbent and its subsequent cooling. Adsorbents can be zeolites, silica gels or bauxites. Moreover, the absorption capacity of these substances directly depends on the specific surface area of the pores and their size. In addition to absorbing moisture with the help of adsorbents, it is possible to remove unwanted impurities from the gas, which include carbon dioxide and hydrogen sulfide. Adsorbents are usually in the form of granules. This is done in order to reduce the resistance to gas movement.

High requirements are imposed on adsorbents: they must withstand repeated regeneration and not lose their absorption capacity, quickly absorb liquid from gas, cost cheap and practically do not resist gas flow. To increase the efficiency of adsorption drying, a complex of several absorbers can be used. For example, a combination of aluminum oxide and silica gel can be used. One of them has a high

absorption capacity, and the second has a high degree of drying. To regenerate the adsorbent, it is necessary to use a gas heated to a temperature of about 170 °C.

The schematic diagram of the installation, consisting of two adsorption devices, is shown in Figure 8.

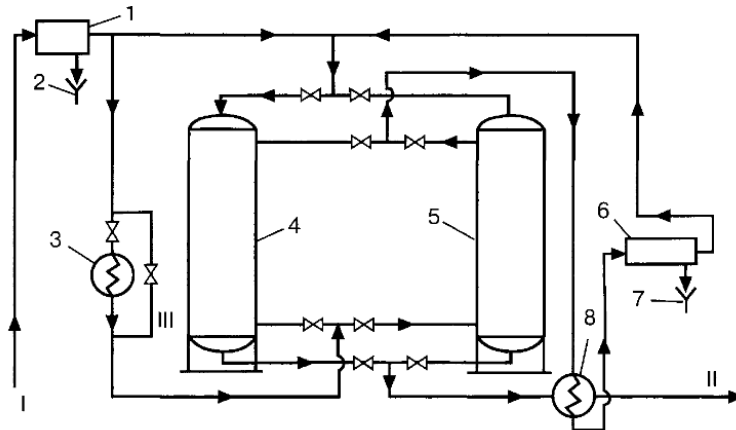


Figure 8 – Technological scheme of gas drying by solid absorbers

The process proceeds as follows. The gas initially enters the culvert, after which it is sent to the adsorber, where the gas is drained. The drained gas goes to the gas pipeline, while part of the gas after heating goes to the second column, which is a desorber. It regenerates the adsorbent. Then the gas from the desorber is cooled, separated and sent back to the adsorber with the flow of the original raw gas.

The adsorption process itself, as mentioned earlier, is cyclical and includes four repeating stages:

1. Adsorption, which takes about 10 seconds at a certain pressure (8-12 MPa) and temperature (35-50 °C). At the same time, the duration of this stage may vary depending on the absorption capacity of the adsorbent, its amount, and the humidity of the gas.

2. The second stage is the heating of the adsorbent, which is sent for desorption. Heating is carried out by gas. In terms of duration, the process takes a little longer than the adsorption time.

3. The third stage is desorption. There is a process of restoring the absorption capacity of the adsorbent and the displacement of moisture from it. The temperature at this stage changes according to the adsorbent itself. For example, for

silica gels, it should be within 200-250 °C. And the hot gas now passes the adsorbent from the opposite side.

4. Cooling of the adsorbent after desorption by cold gas. This stage is approximately 0,4 of the adsorption time.

The content of components from butane and above in the gas is undesirable. Since they can form coke deposits in the adsorbent at high temperature when absorbed by the output part of the adsorbent. An increase in the amount of coke deposits in the pores of the adsorbent leads to a decrease in the efficiency of the adsorbent, therefore, coke from the pores must be periodically burned out.

For better drying of gases containing hydrogen sulfide and carbon dioxide, it is better to use zeolites.

Adsorption drying is distinguished from absorption drying by the fact that the installation itself is small and requires low capital costs if it is a small-capacity installation, but this method also has its drawbacks. So the adsorbent itself is an expensive pleasure, despite the fact that it also has a great resistance to the gas flow. And if the installation is of high capacity, then the capital costs here will be several times higher.

Currently, research is underway that will reduce the time of the adsorption process. At the moment, the full cycle takes up to 10 hours. And the so-called short-cycle adsorption will allow you to fully automate the process and increase the productivity of installations.

With the help of adsorption, it is possible to achieve deep drying of the gas and obtain very low dew point values, up to minus 90 °C. This method is most applicable when drying helium, as it has strict requirements for the dew point, so it is dried using zeolites.

1.5 Requirements for commercial gas

An unprepared gas may contain mechanical impurities, sulfur- and oxygen-containing components in its composition. Their presence in the gas during its

transportation can lead to the destruction of the walls of the pipeline as a result of corrosion. Also, the moisture in the gas can lead to the formation of hydrates in the main pipeline, which will lead to a decrease in the flow section of the pipeline and even to its stop.

For these reasons, gas preparation is necessary: removal of undesirable components and achievement of the necessary dew point values at which hydrate formation will not occur.

The requirements for the dew point temperature, the content of impurities in the gas prepared for transportation are presented in Table 1.

Table 1 – Physico-chemical parameters of gas transported through main gas pipelines

The name of the indicator	Values for macroclimatic areas	
	moderate	cold
1. Component composition, molar fraction, %	Definition required	
2. Dew point temperature in water at absolute pressure from 2,5 to 7,5 MPa (40,0 kgf/cm ²), °C not higher: - summer period - winter period	-10,0 -10,0	-14,0 -20,0
3. The dew point temperature for hydrocarbons at an absolute pressure of 3,92 MPa, °C not higher: - summer period - winter period	-2,0 -2,0	-5,0 -10,0
4. Mass concentration of hydrogen sulfide, g/m ³ , no more	0,007	
5. Mass concentration of mercaptan sulfur, g/m ³ , no more	0,016	
6. Mass concentration of total sulfur, g/m ³ , no more	0,030	
7. Molar fraction of oxygen, %, no more	0,020	
8. Molar fraction of carbon dioxide, %, no more	2,5	
9. Mass concentration of mechanical impurities, g/m ³ , no more	0,001	