

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности процесса подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.279.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Федулаев Максим Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Миронова Вероника Евгеньевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Нефтегазовое дело	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н..		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Федулаеву Максиму Александровичу

Тема работы:

Повышение эффективности процесса подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора	28.02.2020 №59-114/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, технически регламент установки подготовки газа, нормативные документы, проект разработки месторождения, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Основы низкотемпературной технологии подготовки природного газа к транспорту 2. Подготовка газа к транспортировке на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении 3. Разработка предложений по модернизации технологического процесса подготовки газа УНТС Мыльджинского УКПГ и К

	4. Финансовый менеджмент 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Обзорная карта расположения месторождения 2. Геологический разрез 3. Характеристика месторождения 4. Технологическая схема низкотемпературной сепарации газа 5. Моделирующая схема действующей технологии подготовки газа с использованием клапана Джоуля-Томсона 6. Моделирующая схема технологии подготовки газа с использованием турбодетандера
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Диссоциация гидратов	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькиова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Федулаев Максим Александрович		03.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа 2БМ83	ФИО Федулаеву Максиму Александровичу
-----------------	---

Школа	природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему УКПГ второй ступени компримирования»	Оценка затрат на приобретение, установку и годовое обслуживание компрессорных агрегатов, здания, сооружений и коммуникаций
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СТО Газпром РД 1.12-096-2004
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет прироста добычи конденсата и смеси пропана-бутана за счет модернизации УКПГ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Экономическое обоснование турбодетандерного агрегата, расчет стоимости покупки, монтажа и окупаемости
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической оценки эффективности модернизации УКПГ

Перечень графического материала

1. Расчетные формулы
2. График:
 - Чистый дисконтированный доход
3. Таблицы:
 - Показатели разработки
 - Исходные данные для расчета экономических показателей
 - Показатели экономического расчета
 - Расчет привлекательности текущего проекта УНТС с клапанами Джоуля-Томсона
 - Расчет привлекательности текущего проекта УНТС с турбодетандером

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		10.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Федулаев Максим Александрович		10.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Федулаеву Максиму Александровичу

Школа	природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности процесса подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа и конденсата на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Правовые нормы согласно ТК РФ, N 197-ФЗ СанПиН 2.2.2. / 2.4. 1340-03, Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 N 302н. ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Общие эргономические требования. СанПиН 2.2.1//2.1.1.1200-03. ФЗ от 28 декабря 2013 г. №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>При выполнении работ на объектах УКПГ существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума – повышенный уровень вибрации – повышенная загазованность рабочей зоны – недостаточная освещенность рабочей зоны – отклонение показателей микроклимата в помещении – сосуды под давлением – электрический ток

	<ul style="list-style-type: none"> – пожароопасность – движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность:	<p>При проведении ремонтных работ на модуле подготовки газа Мыльджинской УКПГ будет оказываться негативное воздействие, в основном на:</p> <ul style="list-style-type: none"> – атмосферу: выбросы газа в атмосферу при дренировании аппаратов и емкостей; – гидросферу: разлив конденсата; – литосферу: сбросы метанольной воды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожар – взрыв <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – возгорание газа или конденсата

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		10.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Федулаев Максим Александрович		10.03.2020

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление: 21.04.01 нефтегазовое дело
 Уровень образования: магистр
 Профиль: Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений
 Период выполнения: осенний/весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
10.03.2020	Введение	5
20.03.2020	Обзор литературы: подготовка газа методом низкотемпературной сепарации	10
30.03.2020	Аналитический обзор по теме: влияние дроссельного эффекта и эффекта детандирования на подготовку газа	10
05.04.2020	Постановка задачи исследования	5
10.04.2020	Характеристика объекта и метода исследования	5
20.04.2020	Технологическая часть: характеристика технологии, сырья, продукции установки подготовки газа	5
30.04.2020	Исследование по модернизации технологии подготовки	20
	Анализ и обсуждение результатов	10
05.05.2020	Оценка эффективности предложения	5
10.05.2020	Раздел «Финансовый менеджмент»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
15.05.2020	Заключение	4
20.05.2020	Реферат	3
03.06.2020	Предварительная защита	4
07.06.2020	Подготовка доклада и оформление доклада	4
	Итого	100

Составил:

Руководитель ВКР

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

Согласовано:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 116 с., 18 рис., 26 табл., 27 источников, 2 прил.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, СЕПАРАЦИЯ, ОСУШКА, ТОВАРНЫЙ ГАЗ, ТОЧКА РОСЫ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ASPEN HYSYS, КОНДЕНСАТ, ТУРБОДЕТАНДЕР, ДРОССЕЛИРОВАНИЕ

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

Цель работы – исследование вопросов в области теоретического и практического внедрения технологий, позволяющих осуществить максимальное извлечение конденсата и пропан-бутановой фракции из сырого газа при текущем режиме разработки месторождения.

В процессе исследования проводились: моделирование технологической схемы, существующей УКПГ и варианта модернизации с использованием турбодетандера с помощью программного комплекса Aspen HYSYS; исследование влияния эффекта дросселирования и детандирования на степень извлечения компонентов C_{3+} .

В результате исследования установлено: более высокая степень извлечения компонентов C_{3+} достигается при использовании турбодетандера. Максимальный эффект детандирования достигается при подготовке газа с наименьшей температурой на входе в установку. Высокая производительность холода турбодетандерных агрегатов достигается при наименьшем давлении газа на входе в детандер (при одинаковом перепаде давления). Подготовка газа с использованием турбодетандера позволяет увеличить получение пропан-бутановой фракции на 30%, а конденсата на 7,7% в год.

Основные технологические и характеристики: технологические параметры турбодетандерного агрегата: входное давление – 7,2 МПа, входная температура – минус 15 °С, температура сепарации – минус 35,2 °С.

Область применения: установки комплексной подготовки природного газа, с использованием клапана Джоуля-Томсона.

Экономическая эффективность: применение турбодетандерных агрегатов позволяет получить годовой экономический эффект в размере 1063 млн.руб.

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

Обозначения и сокращения

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппараты;

КНГКМ – Казанское нефтегазоконденсатное месторождение;

МНГКМ – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение;

МПП – модуль подготовки газа;

НТС – низкотемпературная сепарация;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

СВГКМ – Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение;

СОНГКМ – Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение

ТДА – турбодетандерный агрегат;

УВ – углеводороды;

УНТС – установка низкотемпературной сепарации;

УКППиК – установка комплексной подготовки газа и конденсата;

ТДКА – турбодетандер компрессорный агрегат;

БКС – блочная компрессорная станция;

ННГ – низконапорный газ;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

УДСК – установка деэтанализации и стабилизации конденсата;

УКУГ – узел коммерческого учета газа;

УВШ – узел входа шлейфов;

ПБФ – пропан-бутановая фракция.

Оглавление

Введение	15
1 Теоретические основы низкотемпературной технологии подготовки природного газа к транспорту	17
1.1 Анализ факторов, влияющих на процесс низкотемпературной сепарации ..	17
1.2 Оборудование, применяемое для понижения температуры газа на УКПГ ...	30
2 Подготовка газа к транспортировке на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении	33
2.1 Геолого-технологическая характеристика	33
2.2 Текущее состояние разработки.....	37
2.3 Технологии, применяемые для подготовки природного газа на Мыльджинском месторождении	40
2.4 Характеристика программного комплекса HYSYS.....	47
3 Разработка предложений по модернизации технологического процесса подготовки газа УНТС Мыльджинского УКПГиК	50
3.1 Варианты модернизации процесса подготовки газа	50
3.2 Материальный баланс УКПГиК Мыльджинского НГКМ. Качество получаемых продуктов	54
3.3. Рекомендации по оптимизации процесса подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении	60
4 Финансовый менеджмент	64
4.1 Экономическая оценка эффективности вариантов модернизации УНТС Мыльджинского месторождения	64
5 Социальная ответственность	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73

5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	73
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	75
5.2 Производственная безопасность	77
5.3 Экологическая безопасность	85
Заключение	90
Список использованных источников	92
Приложение А	95
Приложение Б.....	114

Введение

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (МНГКМ) является первым месторождением, с освоением которого началась производственная деятельность АО «Томскгазпром». Подготовка газа на установке комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК) ведется методом низкотемпературной сепарации с использованием дроссель-эффекта Джоуля-Томсона.

По мере эксплуатации месторождения падало пластовое давление и, как следствие, увеличивалась температура сепарации газа, в связи с чем, предприятие вынуждено было построить и ввести в эксплуатацию дожимную компрессорную станцию (ДКС), с целью получения кондиционного газа и максимально возможного количества газового конденсата.

В настоящее время на месторождении пластовое давление продолжает падать более интенсивно, чем ожидалось, в связи, с чем точка росы по углеводородам и влаге стала повышаться, быстро приближаясь к предельно допустимым значениям, количество жидких углеводородов, выделяемых из газа, начало снижаться, что приводит к экономическим потерям. Поэтому стала актуальной проблема охлаждения газа до необходимой температуры сепарации.

Цель работы – исследование вопросов в области теоретического и практического внедрения технологий, позволяющих осуществить максимальное извлечение конденсата и пропан-бутановой фракции из сырого газа при текущем режиме разработки месторождения.

Задачами данной работы являются:

- анализ текущей технологической схемы установки комплексной подготовки газа;
- предложение вариантов проведения модернизации схемы подготовки газа;
- моделирование предложенных вариантов в программном

комплексе с целью проверки адекватности предложенных моделей.

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

С точки зрения научной новизны в процессе исследования было произведено моделирование технологической схемы подготовки газа до модернизации и после её проведения с использованием программного комплекса Aspen HYSYS. А также произведен подбор оптимальных параметров работы установки, при которых выход пропан-бутана и конденсата будет максимальным.

1 Теоретические основы низкотемпературной технологии подготовки природного газа к транспорту

Технологические низкотемпературные процессы в основном применяются с целью обработки природных газов газоконденсатных месторождений для одновременной осушки и извлечения целевых компонентов — тяжелых углеводородов и инертных газов при их наличии и заметных количествах.

Главным вектором развития в проектировании низкотемпературных установок для промышленной обработки газов, содержащих конденсат, на период после 2010 г. является разработка низкотемпературных процессов с более низкими температурными показателями и высокой технологической гибкостью. Под гибкостью понимается возможность использования технологии при работе в различном диапазоне входных параметров (давление, температура, состав газа) обрабатываемого сырого газа, а также выделения определенных целевых продуктов в объемах, необходимых для удовлетворения текущего спроса. Необходим более дифференцированный подход к технологическим процессам как на вновь обустриваемых месторождениях, так и уже действующих установках, учитывающий специфику эксплуатационных объектов и долговременные тенденции по направлениям сбыта продукции газовой промышленности.

1.1 Анализ факторов, влияющих на процесс низкотемпературной сепарации

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

газа в детандерах (детандирование) [134]. При дросселировании энтальпия газа не изменяется.

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

Температура, при которой дроссельный эффект газа обращается в нуль, называется инверсионной ($T_{\text{инв}}$). Большое количество газов имеют высокую инверсионную температуру и при дросселировании охлаждаются. Дроссельным эффектом с отрицательным значением обладают водород и гелий, которые при дросселировании нагреваются, в отличие от других газов [201]. Однако при температурах ниже инверсионной водород ($T_{\text{инв}} = -73^{\circ}\text{C}$) и гелий ($T_{\text{инв}} = -243^{\circ}\text{C}$) также охлаждаются в случае расширения при $i = \text{const}$, следовательно, имеют положительный дроссельный эффект.

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

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{P_1 - P_2} \quad (1.1)$$

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

Дросселирование является изоэнтальпийным процессом и при определенных термобарических условиях работы промышленных установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному понижению температуры обрабатываемого газа (в диапазоне 3–5 градусов на 1 МПа давления, при этом величина дифференциального дроссельного эффекта

возрастает с понижением температуры газа до дросселя и зависит от состава газоконденсатной смеси). Следовательно, метод низкотемпературной сепарации основан на конденсировании гомологов метана из природного газа, чаще при температуре от -10 до -30°C , и с последующим разделением газовой и жидкой фаз, которые находятся в состоянии близком к термодинамическому равновесию.

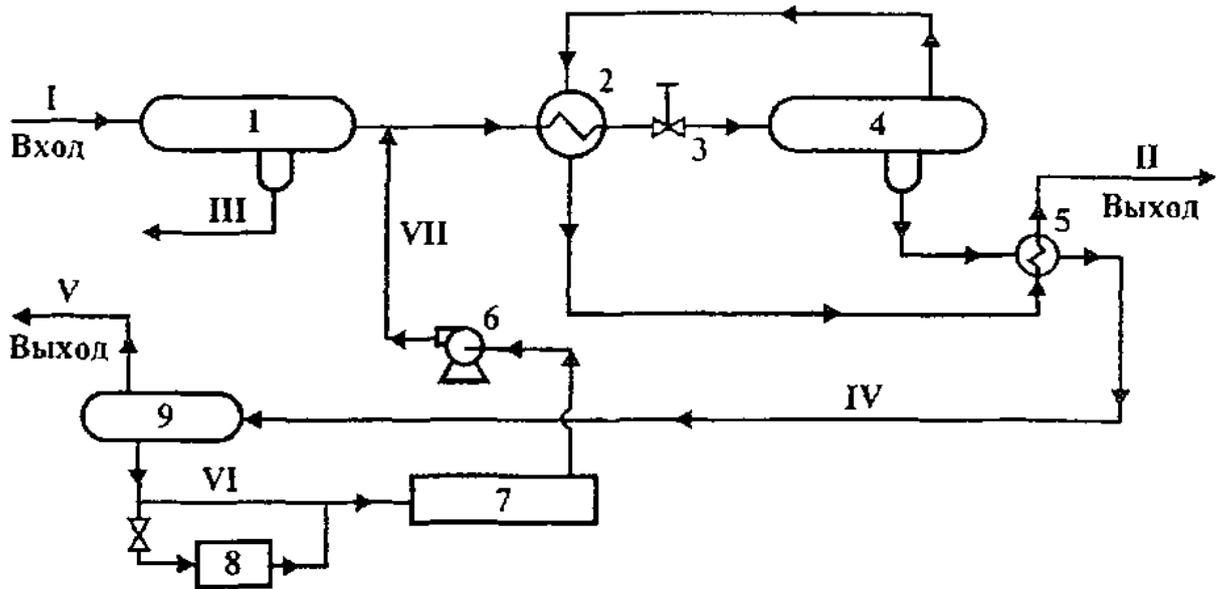


Рисунок 1 – Схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин:

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

Сырой газ с газовых скважин направляется на 1 ступень сепарации во входной сепаратор 1, где происходит отделение жидкости (водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат) от газа, выпавших в стволах скважин и газосборных коллекторах. После этого частично отсепарированный газовый поток поступает в теплообменник 2 типа "газ – газ" для охлаждения прямого потока и нагревания уже сдросселированного газа (охлаждается на $10-15^{\circ}\text{C}$). Далее охлажденный газ поступает на расширительное устройство 3, где происходит его расширение после которого его температура вследствие

эффекта Джоуля-Томсона понижается от -10 до -30°C . После дроссельного клапана 3 газ вместе с образовавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4, в котором происходит отделение жидкой фазы (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов ($\text{C}_{5+\text{в}}$) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с "сырым" газом из первого сепаратора и поступает в газопровод в качестве товарного продукта. Эффективность охлаждения газа посредством использования дроссель эффекта с рекуперацией холода может достигать $10\text{--}12^{\circ}\text{C}$ на 1 МПа свободного перепада.

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

Водная фаза и углеводородный конденсат, которые выделяются в сепараторе 1, поступают в разделитель жидкости 9, где конденсат частично дегазируется. После чего конденсат подается на установку стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриватель газа с подогревом), дебутанизированный конденсат поступает на отдельную газофракционирующую установку для получения дизельного топлива, газоконденсатного бензина, хладагентов, пропеллентов и др. производимых продуктов.

Схему, представленную на рисунке 1, следует назвать принципиальной схемой технологии низкотемпературной сепарации с двухступенчатой сепарацией газа. Количество ступеней сепарации газа может меняться и быть более двух. Например, если после теплообменника 2 перед дросселем 3

включить в технологическую схему дополнительный сепаратор, то сепарация будет уже трехступенчатой. Схемы низкотемпературной сепарации с числом ступеней сепарации больше трех в промышленных условиях используются очень редко (в то же время многоступенчатые каскадные схемы сепарации находят применение в технологиях низкотемпературной абсорбции, ректификации и конденсации, применяемых для более глубокого извлечения из природного газа этана, бутанов и пропана, но эти низкотемпературные процессы не являются собственно процессом низкотемпературной сепарации).

Работа турбодетандерных агрегатов, которые предназначены для получения холода в установках низкотемпературной сепарации газа, основана на принципе изоэнтропийного расширения газа с совершением внешней работы. Внешнюю работу в таком случае используют для вращения вала компрессора, который предназначен для компримирования газа до необходимого давления, равного давлению в газопроводе. Холодопроизводительность турбодетандеа зависит в основном от степени расширения газа и обеспечивает поддержание низкотемпературного режима сепарации газа на установке НТС на завершающих стадиях эксплуатации месторождений. В газовой промышленности используют турбодетандерные агрегаты (детандер-компрессор).

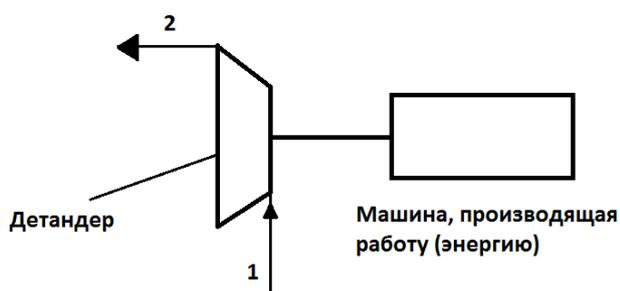


Рисунок 2 – Схема охлаждения газа в детандере [16]

1 – газ высоконапорный; 2 – газ низконапорный

Использование турбодетандерных агрегатов в установках НТС газа было предложено А. И. Арутюновым и В. И. Ивановым в 1962 г. тогда и была

разработана конструкция первого опытного образца турбодетандера-компрессора (турбокомпрессора). Охлаждение газа при его изоэнтропийном расширении газа происходит более глубокое охлаждение газа [3]. Чем ниже давление, тем более высокая разница температур газа достигается при разных способах расширения.

В настоящее время, одна из самых эффективных модернизаций современных установок комплексной подготовки газа является установка турбодетандер-компрессорных агрегатов. На Мыльджинском НГКМ завершены работы по установке третьего ТДА в модуле подготовки газа.

Достоинства технологии НТС:

- низкие капитальные расходы и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период эксплуатации при наличии свободного перепада давления;
- осушка газа до требуемых отраслевым стандартом кондиций;
- простота в эксплуатации и техническом обслуживании, тем самым возможно использование технического персонала средней квалификации;
- легкость автоматизации и регулирования технологического процесса в условиях газопромысла;
- возможное постепенное дополнение и модернизация технологии при снижении пластового давления.

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

Недостатки технологии НТС [5]:

- несовершенство термодинамического процесса однократной конденсации, при этом извлечение из природного газа целевых компонентов при

заданных температуре и давлении в конечном низкотемпературном сепараторе зависят только от состава исходной смеси;

- падение пластового давления в процессе эксплуатации (при этом содержание углеводородного конденсата в пластовом газе уменьшается), так что "свободный перепад" давления на дросселе уменьшается (происходит, как иногда образно говорят, "исчерпание" дроссель-эффекта) и, следовательно, повышается температура сепарации, в результате не только удельное количество, но и степень извлечения целевых компонентов уменьшается;

- термодинамическое несовершенство изоэнтальпийного расширения газа как холодопроизводящего процесса (потенциальная работа, которую мог бы совершить расширяющийся газ, "усваивается" потоком в форме теплоты, тем самым эффективность охлаждения снижается), что изменяется при использовании турбокомпрессоров.

Эффективность работы установок низкотемпературной сепарации в большой степени зависит от температуры, изменения состава сырьевого газа, числа ступеней сепарации и эффективности оборудования, давления [11].

Исходное давление сепарации на установках НТС определяется давлением транспорта газа в магистральном трубопроводе. Как правило, технологическое давление на установках НТС находится в пределах 5,0–7,5 МПа и оно не оказывает значительного влияния на степень извлечения компонентов C_{5+} . Для технологии отбензинивания методом НТС более важным показателем является наличие необходимого перепада давления, который обеспечивает низкие температуры сепарации.

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

Для достижения максимального извлечения из природного газа целевых компонентов C_{3+B} , необходимо выбрать такие давление и температуру в

концевом низкотемпературном сепараторе, которые обеспечат максимальную конденсацию тяжелых углеводородов.

Как показано Степановой [18] для всех углеводородов давление максимальной конденсации с повышением температуры имеет максимум и затем

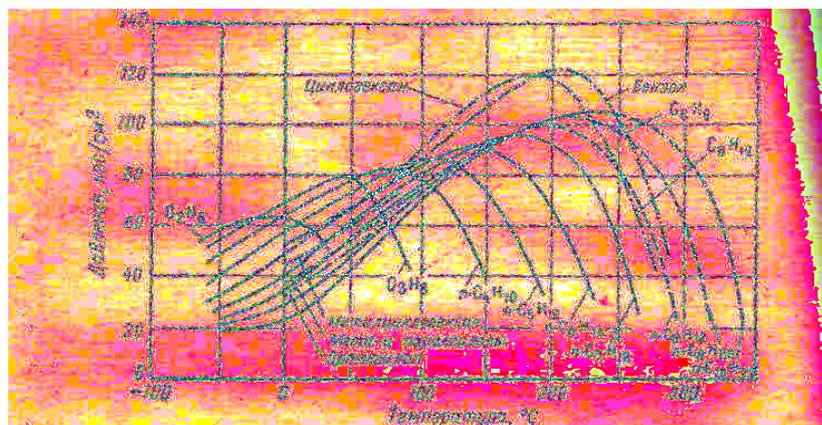


Рисунок 3 – Зависимость давления максимальной конденсации углеводородов различного строения от температуры (бинарные смеси метан – углеводород) [18]

уменьшается до критического давления чистого углеводорода (рисунок 3).

Если рассматривать температуры, которые имеют место в промышленных сепараторах (минус 30 – плюс 20°C), то для бинарных смесей, начиная со смеси метан – *n*-пентан до бинарной смеси метан – *n*-декан, давление максимальной конденсации изменяется в пределах от 20 до 60 кгс/см².

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

Давление необходимое для максимальной конденсации газоконденсатных смесей при температурах от -20 до +20 °C также находится в пределах 20-60 кгс/см² [18].

- Кривая зависимости количества выделившегося конденсата из газа от давления при постоянной температуре называется изотермой конденсации.
- Давление, при котором выпадает наибольшее количество конденсата, называется давлением максимальной конденсации.

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

Значение температуры на установках низкотемпературной сепарации выбирается с учетом достижения необходимой точки росы для дальнейшей транспортировки газа по трубопроводу. Для легких газов средней молекулярной массой не более 22 и средней молекулярной температурой кипения от минус 156 до минус 133 °С снижение температуры сепарации от 0 до минус 40 °С обеспечивает существенный рост степени извлечения жидких компонентов [11].

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

Один из основных факторов, характеризующих газоконденсатное месторождение является конденсатный фактор. Число компонентов, пентана и высших (C₅₊) принято называть конденсатным фактором [3]. Синонимом термина «конденсатный фактор» является термин «конденсатогазовый фактор» – выход сырого конденсата, замеренный при исследовании скважины, см³/м³ [аккредитованная аналитическая лаборатория газоконденсатных исследований N РОСС RU.0001.515830].

В работе автора [5] рассматривался вопрос о степени извлечения жидких углеводородов C_{5+} в зависимости от конденсатного фактора, с учетом фиксированной величины давления концевой дегазации (3 МПа) и температуре нестабильного конденсата близкой к 0°C . Выбраны достаточно характерные величины давления сепарации (6,5 МПа) и температуры в концевом низкотемпературном сепараторе (минус 25°C). Результаты расчетов представлены в таблице 1

Таблица 1 – Степень извлечения (% масс.) тяжелых углеводородов в технологии НТС [5]

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

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

Далее в работе рассматривается вопрос о том, как влияет температура сепарации на степень извлечения тяжелых углеводородов (выбран некоторый усредненный термобарический режим работы установки НТС, характерный для северных ГКМ. При этом изменялись конденсатный фактор и состав пластовых

смесей. Результаты этих расчетов представлены на рисунках 4–7. КФ означает конденсатный фактор газоконденсатной смеси.

Проводя анализ представленных в графической форме результатов, можно сделать следующие некоторые выводы относительно эффективности работы установки низкотемпературной сепарации при изменении температуры НТС от -10°C до -50°C .

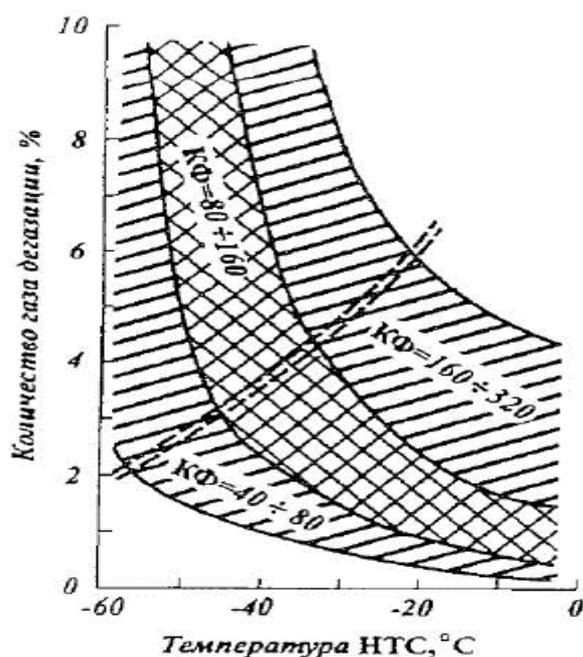


Рисунок 4 – Зависимость количества газа дегазации от температуры НТС [5]

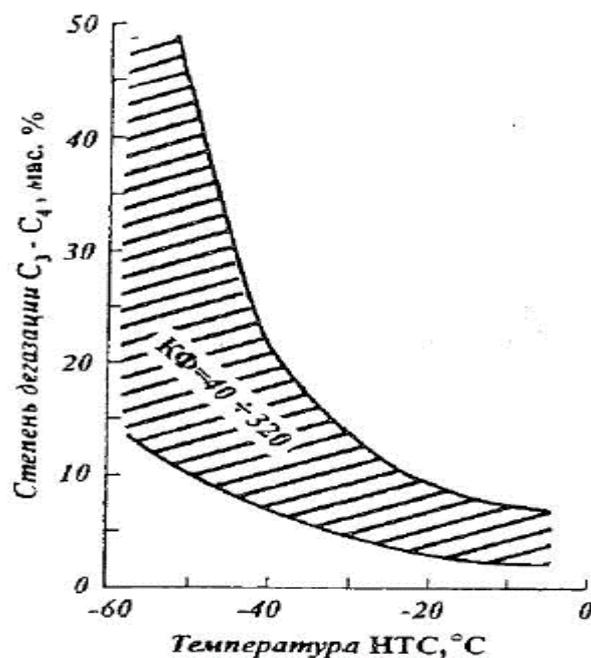


Рисунок 5 – Зависимость степени дегазации пропан-бутанов от температуры НТС [5]

Снижение температуры сепарации приводит к увеличению количества газа конечной дегазации за счет конденсации легких углеводородов, это показано на рисунке 4. Дегазация легких углеводородов в конечном дегазаторе при снижении температуры до -25°C и ниже также резко возрастает (рисунок 5). Следовательно, в зависимости от КФ можно определить необходимую температуру в низкотемпературном сепараторе, при достижении которой количество газа дегазации начинает резко возрастать до такой степени, что

технология НТС в рассматриваемом варианте становится просто нерациональной.

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

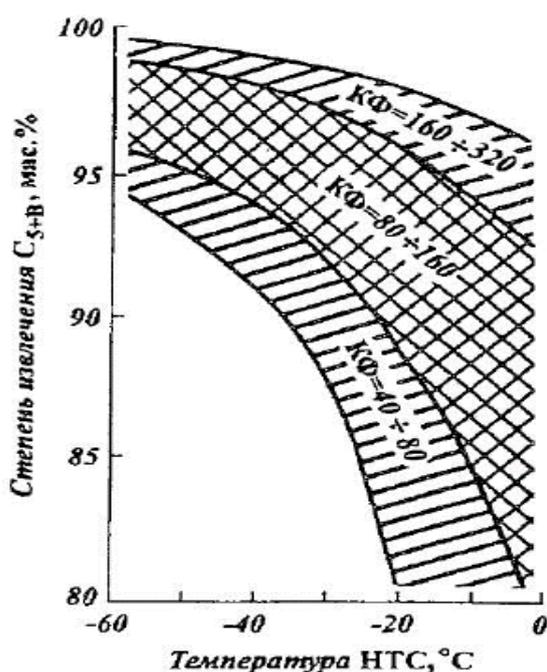


Рисунок 6 – Зависимость степени извлечения C_{5+} от температуры НТС [5]

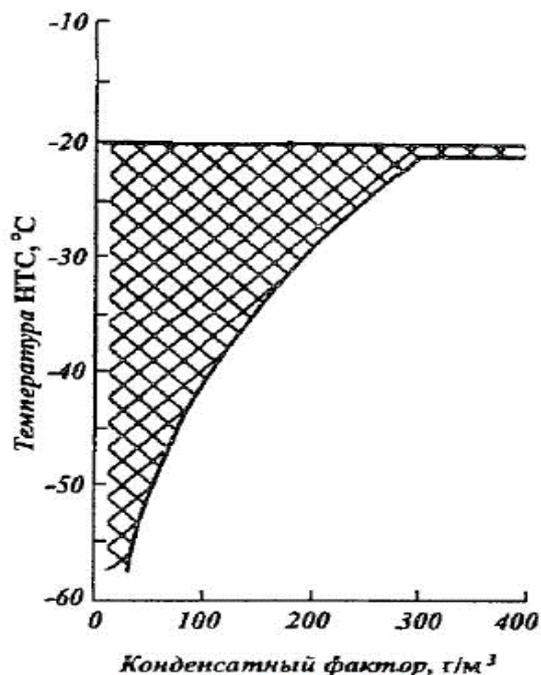


Рисунок 7 – Температурная область применения технологии НТС в зависимости от конденсатного фактора [5]

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

Приблизительная граница наиболее подходящих температур НТС в зависимости от КФ показана на рисунке 4 двойной пунктирной линией. Например, при конденсатном факторе выше 180 г/м^3 не имеет смысла держать температуру сепарации ниже -25°C (если учитывать, что целевым продуктом помимо газа сепарации являются только жидкие углеводороды). Область эффективной применимости технологии НТС с использованием эжектора показана на рисунке 5 (заштрихованная область).

Следовательно, по мнению автора [5] для глубокого извлечения углеводородов C_{3+} из конденсатосодержащего газа необходимо значительно снизить как давление, так и температуру в низкотемпературных ступенях газоразделения, включив дополнительно в технологические схемы процессы абсорбции и ректификации. Зарубежный практический опыт полностью подтверждает такое утверждение.

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

Состав сырьевого газа обуславливает степень извлечения жидких углеводородов: чем тяжелее состав исходной смеси, а значит, и больше средняя молекулярная масса газа, тем выше степень извлечения компонентов C_{5+} . Однако, при отбензинивании газа с молекулярной массой около 22 и соответствующей средней молекулярной температурой кипения около -133°C , утяжеление состава исходной смеси практически не оказывает влияние на степень извлечения компонентов C_{5+} .

С целью повышения степени извлечения жидких компонентов из тощих исходных смесей иногда применяется метод сорбции в потоке. При этом перед входным сепаратором в поток исходной смеси осуществляется впрыск стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей. По данным Колокольцева [11] утяжеление исходной смеси закономерно приводит к повышению степени извлечения компонентов C_{5+} .

1.2 Оборудование, применяемое для понижения температуры газа на УКПГ

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

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

Дросселированием газа называется понижение его температуры за счет понижения давления, т.е. изоэнтальпийного расширения газа. Это самый простой способ получения холода на УКПГ. Этот процесс осуществляется с применением дроссельных устройств. Преимущества таких схем – их меньшая металлоемкость и высокая надежность в работе. Однако эта технология возможна при наличии большого запаса пластовой энергии, что наблюдается при больших глубинах залегания газоносных пластов. Следует учитывать, что давление газа в трубопроводах газотранспортных систем, согласно отраслевого стандарта Газпрома составляет 75 кгс/см^2 .

Изменение температуры газа при его дросселировании на 1 кгс/см^2 называется дроссель-эффектом или коэффициентом Джоуля - Томсона. Различают два вида дроссель-эффекта: дифференциальный и интегральный.

Дифференциальный дроссель-эффект показывает снижение температуры газа при бесконечно малом изменении его давления. На практике используют интегральный дроссель-эффект – изменение давления на

значительную величину. Работа такой схемы показана на примере установки НТС Уренгойского ГКМ [22].

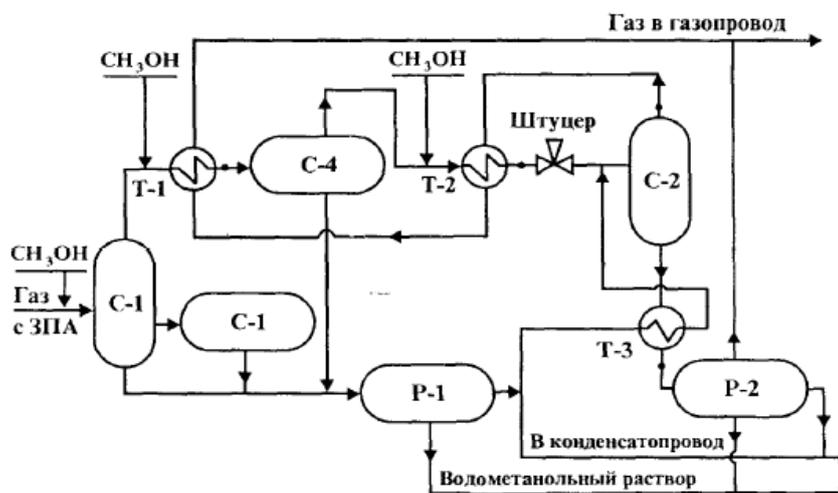


Рисунок 8 - Принципиальная схема подготовки газа на установке НТС Уренгойского ГКМ: С-1, С-2, С-4 — сепараторы; Т-1, Т-2, Т-3 — теплообменники; Р-1, Р-2 — разделители

В зарубежных странах широкое применение нашли способы обработки газа с использованием турбодетандерных агрегатов (ТДА). Включение в схему установок обработки газа ТДА обеспечивает значительное снижение температуры газа на единицу перепада давления. Благодаря этому при прочих равных условиях для поддержания заданного давления газа на выходе из установки требуется "срабатывать" значительно меньшее давление, чем при расширении газа с применением дроссельного устройства.

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

поступает на прием компрессора, установленного на одном валу с турбодетандером, и далее в промысловый коллектор.

Включение в схему установки НТС турбодетандерного агрегата позволит получить кондиционный газ при более низких входных давлениях и уменьшить затраты на дожатие газа. При работе по схеме с ТДА несколько больше степень извлечения бутанов и более тяжелых углеводородов в жидкую фазу. Это объясняется уменьшением значения давления в ступенях сепарации.

На основании рассмотренного теоретического материала по эффективным технологиям извлечения компонентов C_{2+} на установках комплексной подготовки газа, было установлено следующее:

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

2 Подготовка газа к транспортировке на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении

2.1 Геолого-технологическая характеристика

Мыльджинское газоконденсатное нефтяное месторождение открыто в 1964 году.

Месторождение находится в Каргасокском районе Томской области, 450 км к северо-западу от г.Томска – областного центра. Ближайшим населенным пунктом является п.Мыльджино – в 18-20 км к северу. Месторождение расположено в пределах Среднеvasюганского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

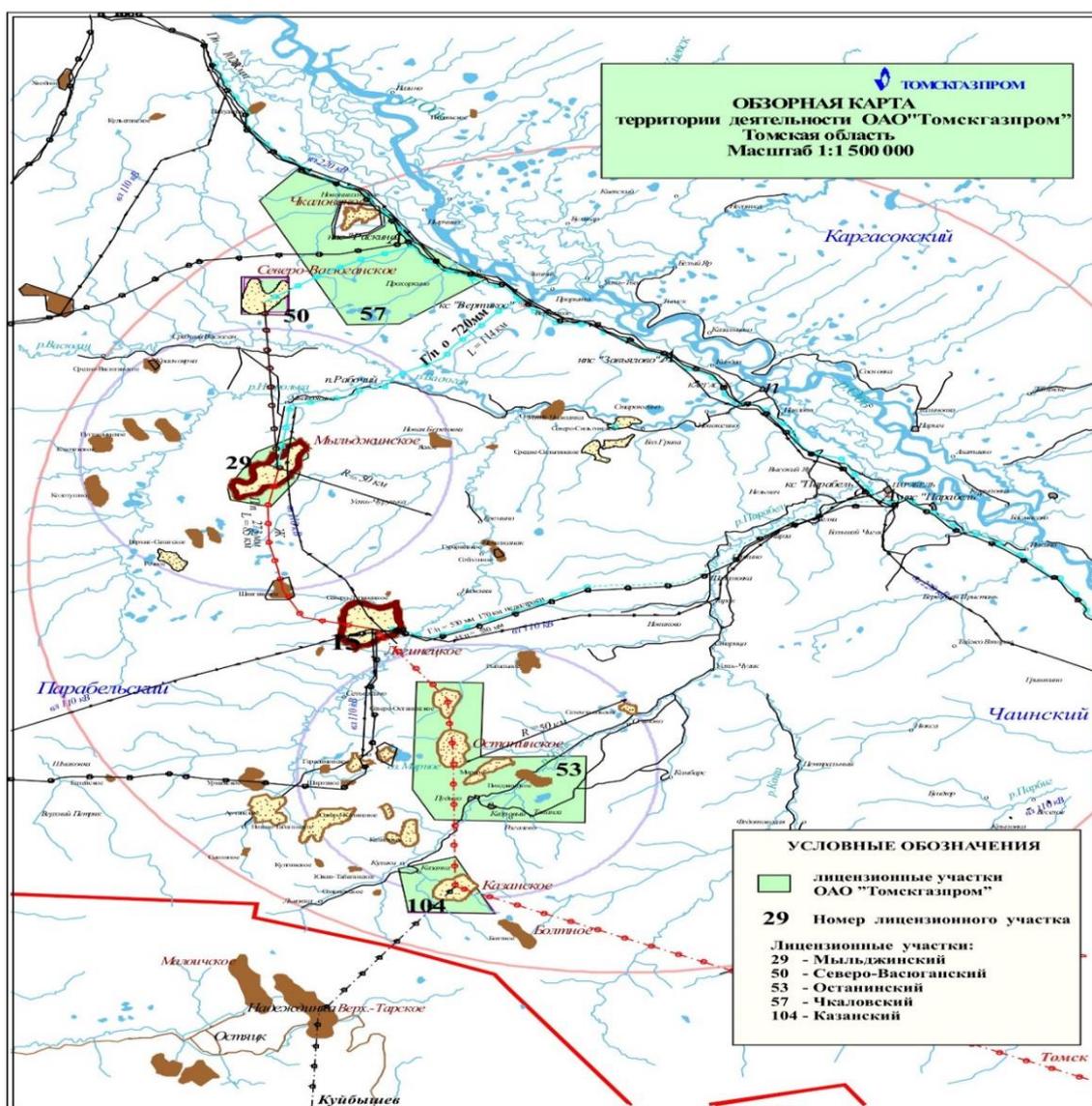


Рисунок 9 – Карта расположения месторождения

Газоконденсатная характеристика Мыльджинского ГКМ изучалась на разных стадиях разработки месторождения: разведочных и поисково-разведочных работ, опытно-промышленной и промышленной эксплуатации месторождения. На всех этапах выполнялся большой объем работы по ее изучению.

В 2008 году были проведены контрольные газоконденсатные исследования девяти скважин Мыльджинского месторождения.

По залежи A₃ в пересчете запасов 2003 г. величина коэффициента извлечения конденсата по пласту A₃ принята равной 0.6 при потенциальном содержании конденсата в пластовом газе 67 г/м³. На сегодняшний день никаких новых исследований не выполнено и величина коэффициента извлечения конденсата осталась без изменения.

По залежи B₈ в подсчете запасов 2003 г. коэффициент извлечения конденсата был принят равным 0.71 при потенциале C₅₊ - 102 г/м³. В настоящее время величина потенциального содержания подтверждена, коэффициент извлечения конденсата оставлен без изменения – 0.71.

По залежи пластов B₁₆₋₂₀ PVT исследований не проводилось. Потенциальное содержание конденсата в газе утверждено равным 100 г/м³, величина коэффициента извлечения конденсата осталась прежней - 0.71.

Залежь пласта B₁₀. Информация о начальной газоконденсатной характеристике пласта B₁₀ в процессе разведки и ОПЭ была получена не в полном объеме. В 2001 для обоснования потенциального содержания конденсата в пластовом газе пласта B₁₀ выполнены работы с использованием метода «масштабных» исследований.

«Масштабные» исследования выполнены путем сепарации на УКПГ всего потока газа продукции из скважин, эксплуатирующих залежь пласта B₁₀. На основе рекомбинированных образцов, составленных по сепараторным

пробам исходя из определенного КГФ ($192 \text{ см}^3/\text{м}^3$), были проведены экспериментальные исследования.

Для определения растворимости конденсата при начальных пластовых условиях (22.1 МПа) в пластовую систему сделана догрузка углеводородов C_{5+} . До полного насыщения потребовалось конденсата $120 \text{ г}/\text{м}^3$, что соответствует содержанию сырого конденсата $270 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Используя полученное значение выхода сырого конденсата и результаты лабораторных исследований, рассчитывался состав пластового газа и потенциальное содержание в нем компонентов фракции C_{5+} .

Значение C_{5+} ($120 \text{ г}/\text{м}^3$) совпало с утвержденным ГКЗ в 1967 г. значением. В результате величину потенциала C_{5+} по данной залежи рекомендовалось оставить без изменений – $120 \text{ г}/\text{м}^3$ пластового газа или $124 \text{ г}/\text{м}^3$ «сухого» газа.

По результатам опыта дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси коэффициент извлечения конденсата составил 0.61. С учетом введения поправки влияния конденсационной воды потенциальная величина конденсатоотдачи по пласту B_{10} была утверждена равной 0.57.

Результаты опыта по дифференциальной конденсации пластового газа приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты опыта по дифференциальной конденсации пластового газа залежи B_{10}

Давление, МПа	22.1	21.8	20.0	17.6	14.7	11.8	10.0	8.2	5.9
Количество выпавшего конденсата, $\text{см}^3/\text{м}^3$	$P_{\text{нк}}$	3.2	15.3	31.4	52.8	67.6	73.3	76.7	78.6

По юрской залежи в 2000 – 2001 гг. ООО «ВНИИГАЗ» выполнен полный комплекс промысловых и лабораторных исследований на

газоконденсатность, вскрывших отложения пласта Ю₁³⁻⁴, основные результаты которых приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Газоконденсатная характеристика вскрывших отложения пласта Ю₁³⁻⁴

Интервал перфорации, м, залежь	Дата исследования	Условия сепарации		Выход конденсата, см ³ /м ³		Дебит газа сепарации, тыс.м ³ /сут	Пластовые		Депрессия на пласт, МПа (%)	Скорость на выходе в НКТ, м/с
		t, °C	p, МПа	сыр.	стаб.		p, МПа	t, °C		
2689-2697 Ю ₁ ³⁻⁴	8 – 14. 09.2000 г.	7	4.0	147.8	112	95.6	25.1	82	8.0 (31.8)	1.65
2702-2729 Ю ₁ ³⁻⁴	15 – 16. 09.2000 г.	9	3.8	155.0	121	168.2	24.6	82	6.6 (26.8)	2.57

По данным исследования проб на конечной стадии разработки в жидкую фазу переходит 60 см³/м³, что при плотности «выпавшего» конденсата 0.7576 г/см³ составляет 45.4 г/м³. При потенциальном содержании конденсата 125 г/м³ газа сепарации, коэффициент извлечения конденсата равен (125-45.4)/125 = 0.64.

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 C_1 составили 11974 тыс. т, категории C_2 - 588 тыс. т.

Суммарные запасы нефти Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 3577 тыс. т, категории C_2 – 2924 тыс. т.

Суммарные запасы растворенного в нефти газа Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 286 млн. м³, категории C_2 – 233 млн. м³.

2.2 Текущее состояние разработки

По состоянию на декабрь 2016 года общий фонд Мыльджинского месторождения составляет 99 газовых скважин и две скважины поглощающие. Эксплуатационные скважины в количестве 60 % всего фонда. Четыре пьезометрические скважины. 39 скважин ликвидированы.

Фонд скважин в конце 2001 года достиг 42 единиц, в этот же год достигнута максимальная добыча «сухого газа» – 3593 млн. м³ и стабильного конденсата – 360 тыс. т. В 2003 году месторождение вступило в период падающих отборов, связанное со снижением пластового давления в зонах отбора. Так за 15 лет добыча снизилась на 58 % относительно максимальной, при этом фонд скважин постоянно наращивался.

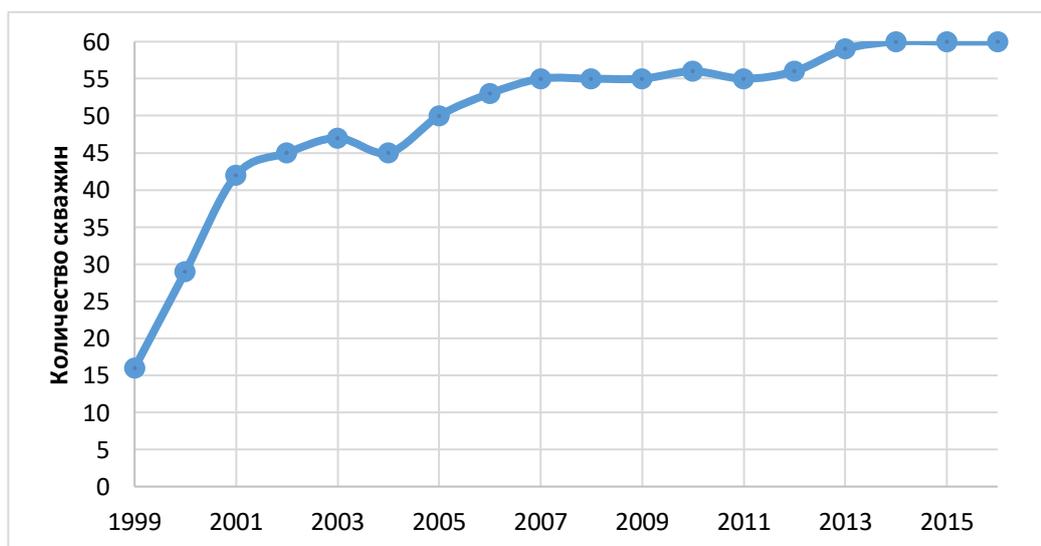


Рисунок 10 – Динамика действующего фонда скважин МНГКМ

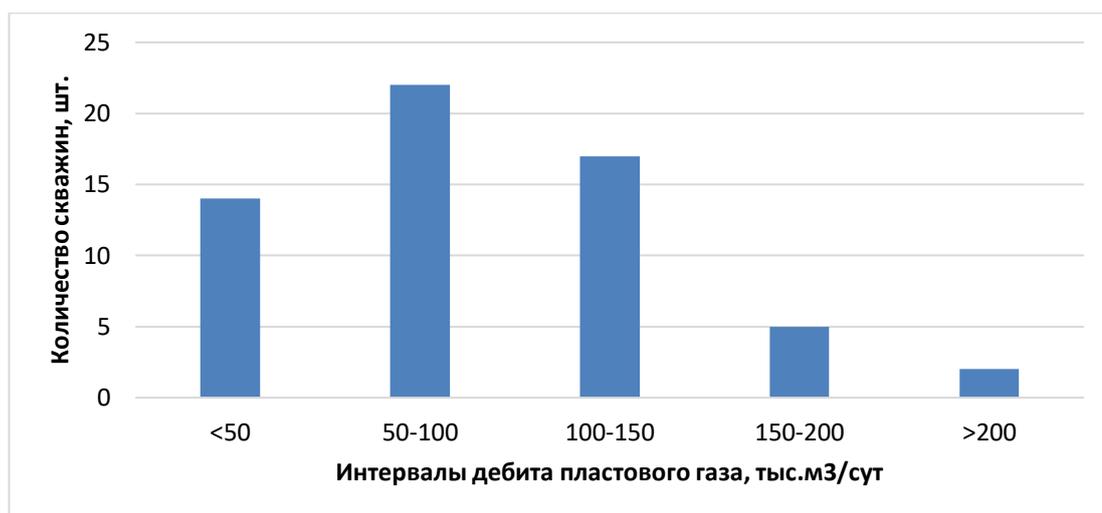


Рисунок 11 – Распределение действующего фонда скважин по дебиту пластового газа

Из распределения фонда скважин по среднесуточным дебитам пластового газа видно, что 88 % скважин являются малодебитными (дебит газа до 150 тыс. м³/сут), 5 скважин среднедебитные (интервал от 150 до 200 тыс. м³/сут.). И всего две скважины высокодебитные.

За 2016 год в целом по месторождению добыто 1560 млн. м³ пластового газа, 1510 млн. м³ «сухого газа» и 61,5 тыс. т стабильного конденсата, средний дебит «сухого газа» составил 92 тыс. м³/сут, стабильного конденсата – 4 т/сут. По сравнению с 2015 г. отмечается снижение добычи «сухого газа» примерно на 60 млн. м³ (3,8 %), средний дебит скважин уменьшился на 3,5 тыс. м³/сут. Максимальный среднесуточный дебит пластового газа составил 232 тыс. м³/сут, минимальный – 9,9 тыс. м³/сут. Фонд скважин по сравнению с прошлым годом не изменился. Снижение добычи пластового газа связано с естественным снижением пластового давления в зонах отбора.

За 17 лет эксплуатации месторождения среднее приведенное пластовое давление по скважинам снизилось на 16,9 МПа относительно начального (начальное давление – 25 МПа) по объекту Ю и составило 8,7 МПа. По объекту Б₁₀ на 01.01.2016 г. приведенное пластовое давление составило 7,7 МПа, что ниже начального на 65,8 % (начальное давление – 22,5 МПа).

На рисунке 12 отображена динамика падения пластового давления по пластам группы Ю и пласту Б₁₀.

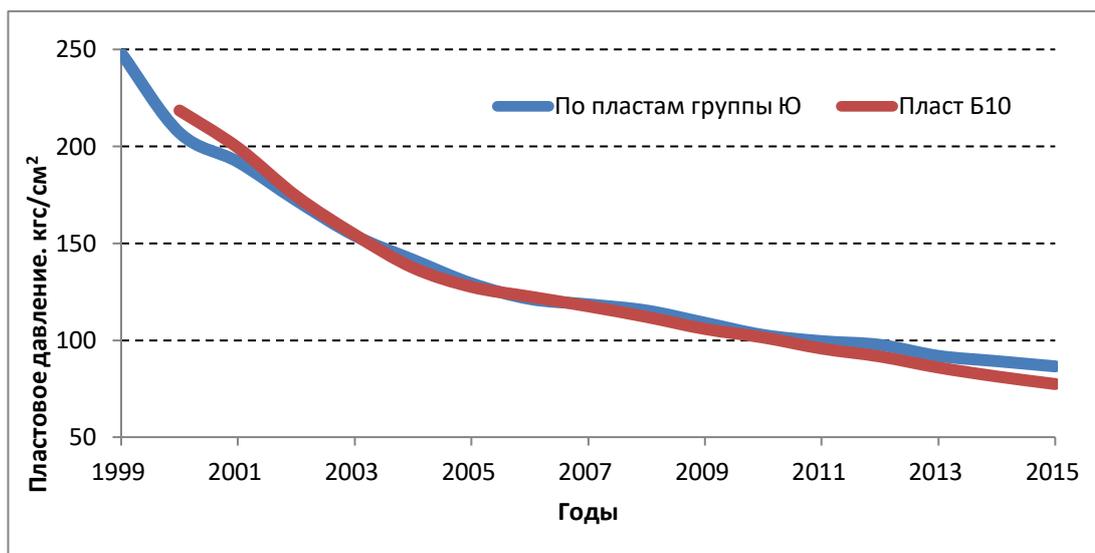


Рисунок 12 – Динамика пластового давления по пластам группы Ю и пласту Б₁₀

Продукцией Мыльджинской УКПГ являются:

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

Таблица 4 – Компонентный состав товарного газа

СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	С ₆₊	О ₂	Н ₂	СО ₂	Не
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.

Продукция скважин от кустов по коллекторно-лучевой схеме поступает на УКПГ.

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

Исходя из норм ГОСТ Р 52087-2003 «Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия» качество получаемого пропан-бутана технического должно удовлетворять условиям, физико-химических и эксплуатационных показателей сжиженных газов марки ПБТ по ГОСТ Р 52087-2003.

Согласно СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» сухой отбензиненный газ по физико-химическим показателям должен соответствовать требованиям и нормам, физико-химических показателей газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам СТО Газпром 089-2010.

Для закачки стабильного газового конденсата в нефть, конденсат должен соответствовать нормам ГОСТ Р 51858 - 2002 «Нефть. Общие технические условия».

2.3 Технологии, применяемые для подготовки природного газа на Мыльджинском месторождении

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

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

Объекты основного технологического назначения:

1. Узел входа шлейфов – подключены газопроводы кустов газовых скважин МГКМ

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

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

4. Дожимная компрессорная станция (далее ДКС).

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

6. Две очереди Установки дезтанализации и стабилизации конденсата (УДСК-1 и УДСК-2), производительность каждой очереди УДСК по сырью составляет 236 тыс.т/год.

7. Установка закачки широкой фракции легких углеводородов (далее ШФЛУ) в газопровод и газонаполнительный пункт (далее ГНП) для отгрузки смеси пропана-бутана технического (далее СПБТ).

8. Узел коммерческого учета газа (УКУГ).

9. Узел редуцирования и замера газа на собственные нужды.

10. Система факельного хозяйства.

11. Колонна отдувки метанола (К-1).

Объекты вспомогательного технологического назначения:

1. Базисный склад метанола (БСМ)

2. Расходный склад метанола (РСМ).

3. Установка смешения, травления и распределения метанола с блоком выветривания газа (УСТРМ).

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

5. Азотно-воздушная компрессорная станция (АВКС).

Объекты инженерного обеспечения:

1. Служебно-эксплуатационный блок (СЭБ).

2. Служебно-эксплуатационный ремонтный блок (СЭРБ).

3. Насосная пожаротушения.

4. Узел закачки отходов в скважину (УЗОС).

5. Электрощитовые и щитовые КИПиА.

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

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

Осушка газа до необходимой точки росы по углеводородам и влаге происходит за счет понижения температуры газа, получаемого при изменении температуры газа за счет дросселирования (с использованием клапана Джоуля-Томсона) на клапанах КР-3, установленных перед сепараторами третьей ступени, а так же дросселиции на эжекторах ЭЖ-1, ЭЖ-2 и рекуперации холода в теплообменниках Т-1, Т-2.

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

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

Из разделителя жидкости РЖ-1 метанольная вода через выветриватель газа ВГ-1/1 поступает в промливлевые емкости ЕП-1,2. Из подземных емкостей

промышленные стоки насосами НЛ-1,2 откачиваются на очистные сооружения, и далее поступают в узел закачки очищенных стоков (далее – промстоков), где происходит закачка в две поглощающие скважины 1, 2бис куста скважин №4.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Продукция скважин Мыльджинского месторождения, отсепарированный газ от Северо-Васюганского и Казанского пробкоуловителей и сырой газ с УВШ поступают в сепаратор С-1.

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

Газ частично отсепарированный из сепаратора С-1, поступает в трубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3, где происходит его нагрев

обратным потоком компримированного газа от ДКС, который проходит по межтрубному пространству. Далее поток газа поступает на ДКС для его компремирования.

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

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

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

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

Охлажденный поток газа поступает на дросселирующий клапан КР-3, на котором охлаждается за счет эффекта Джоуля-Томсона после чего направляется в сепаратор третьей ступени С-3.

Перед клапаном КР-3 часть потока отбирается и поступает в качестве активного потока на два эжектора ЭЖ-1 и ЭЖ-2 для утилизации ННГ от УСК-1,2 и газа дегазации из разделителя жидкости РЖ-2.

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

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

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

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

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

Моделирование и оптимизация вариантов технологических схем УНТС Мыльджинского ГКМ произведено в программном комплексе HYSYS.

2.4 Характеристика программного комплекса HYSYS

Aspen HYSYS – это интегрированная система, которая позволяет рассчитывать динамические и стационарные режимы работы, для моделирования которых используются одинаковые термодинамические модели.

Целый ряд существенных компонент, которые входят в программу HYSYS, делают ее мощным инструментом моделирования стационарных режимов работы технологических схем.

Ключевым моментом программы является событийно ориентированный характер ее работы. Поскольку HYSYS представляет собой объединенную среду, предназначенную для расчетов как стационарных, так и динамических режимов работы, «статика» и «динамика» будут последовательно рассматриваться при описании каждой операции, что позволит увидеть, каким образом распределяться информация, относящаяся к этим двум подходам. Программа содержит пять различных методов оптимизации, предназначенных для задач без ограничений и с ограничениями. Имеется специальный механизм возврата в исходную точку на случай, если алгоритм оптимизации «загоняет» схему в нереализуемую область. HYSYS содержит набор вспомогательных программ (утилит), которые можно ставить в соответствие потокам или операциям. Эти программы взаимодействуют со схемными переменными и обеспечивают пользователя дополнительной информацией.

Важнейшим свойством программы HYSYS является ее многосхемная архитектура. С ее помощью реализованы такие возможности системы, как применение в одном расчете разных пакетов свойств, или использование заранее подготовленных шаблонов подсхем. Однако, самым важным следствием многосхемной архитектуры является возможность эффективно организовать «модульный» расчет очень больших схем. Разбивая большую схему на малые компоненты – подсхемы, расчетчик имеет возможность детально изучить каждый компонент, и в то же время сохранить целостность всей схемы. Отдельные подсхемы при этом участвуют в общем расчете как операции, т.е. они пересчитываются всякий раз при изменении информации в связанных с ними потоках. Интерфейс программы HYSYS организован так, что он соответствует описанному выше подходу к моделированию процессов, являясь, по существу, его составной частью. Хорошо организованный

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

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

3 Разработка предложений по модернизации технологического процесса подготовки газа УНТС Мыльджинского УКПГиК

3.1 Варианты модернизации процесса подготовки газа

Вариант 1. Существующая схема УНТС. Сырой газ с Южной группы месторождений, Севера-Васюганского ГКМ и Мыльджинского ГКМ поступает во входные сепараторы С-1, где сепарируется от капельной жидкости и направляется в дожимную компрессорную станцию (ДКС). Давление во входных сепараторах, по мере разработки месторождении, падает, что обусловило появление ДКС в схеме подготовки газа. Газ компримируется в ДКС до давления нагнетания 7,2 МПа, охлаждается в воздушном холодильнике и делится на два потока. Часть газа из ДКС направляется в колонну отдувки К1 для отдувки метанола из насыщенного водного раствора метанола. Насыщенный метанолом газ вновь объединяется с потоком газа после ДКС. Вода, очищенная от метанола, сбрасывается из колонны отдувки К-1 в разделитель РЖ-1. Далее газ поступает в теплообменник Т-1, где охлаждается до температуры 14 °С и направляется в газовый сепаратор С-2.

Охлаждение компримированного на ДКС газа осуществляется в теплообменнике Т-1 холодным сухим отбензиненным газом (СОГ).

Газ из сепаратора С-2 охлаждается в теплообменнике Т-2 до температуры минус 16 °С потоком холодного газа из сепаратора С-3. Охлажденный газ из теплообменника Т-2 подается на клапан Джоуля-Томсона, где, в результате снижения его давления 5,5 МПа, газ охлаждается до температуры минус 24,9 °С.

В поток холодного газа после дросселирующего клапана подаются компрессором из блока компримирования газы деэтанзации из колонны К-1 и газы дегазации из разделителей жидкости РЖ-1 и РЖ-2. В результате смешивания поток газа, который поступает в низкотемпературный сепаратор С-3, приобретает температуру минус 23,8 °С. Далее смесь газов направляется на

сепарацию в низкотемпературный сепаратор С-3. Холодный газ из низкотемпературного сепаратора С-3, последовательно нагреваясь в теплообменниках Т-2 и Т-1, направляется в газопровод подключения «Мыльджино - Вертикос».

Жидкость из сепараторов С-2 и С-3, предварительно подогретая в теплообменнике ТР-2 горчим стабильным конденсатом, поступает в разделитель РЖ-2, где разделяется на газ, насыщенный водный раствор этанола (НВРМ) и нестабильный газовый конденсат. Газ дегазации из разделителя РЖ-2 поступает в блок компримирования. Туда же поступает газ дегазации из разделителя РЖ-1. НВРМ из разделителя направляется на окончательную дегазацию в выветриватель ВГ-2, откуда затем насосом Н-2 подается в верхнюю часть колонны отдувки К-1. Нестабильный газовый конденсат направляется на переработку на УДСК.

На поздний период эксплуатации УКПГ и К, когда давление газа во входном сепараторе С-1 снизится ниже давления в разделителе РЖ-2, откачку нестабильного газового конденсата из РЖ-1 производится насосом Н-1. Вода направляется на выветривание в выветриватель ВГ-1 и далее в систему закачки воды в пласт.

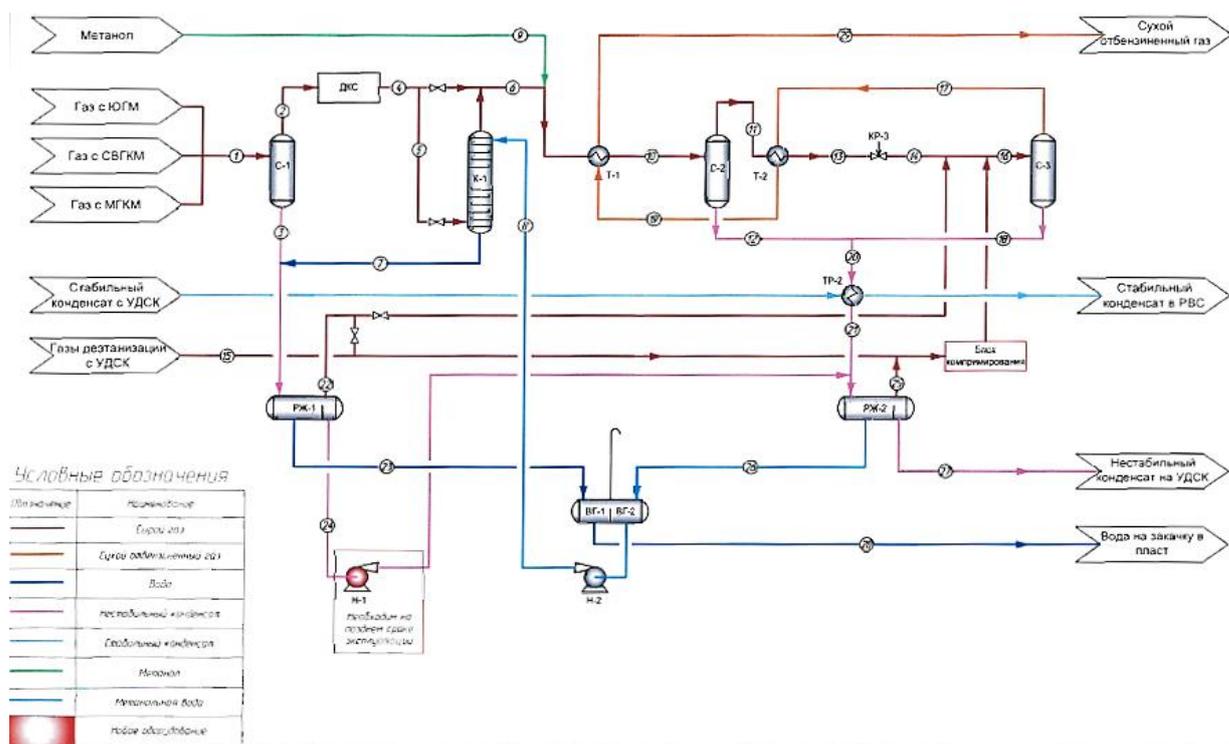


Рисунок 13 - Принципиальная технологическая схема УНТС с клапаном Джоуля-Томсона

Вариант 2. Сырой газ с Южной группы месторождений, Северо-Васюганского ГКМ и Мыльджинского ГКМ поступает во входные сепараторы С-1, где сепарируется от капельной жидкости и направляется в дожимную компрессорную станцию (ДКС). ДКС компримирует газ до давления нагнетания 7,2 МПа, охлаждает его в воздушном холодильнике и направляет, дополнительно охлаждаясь последовательно в теплообменниках Т-1 и Т-3, в сепаратор С-2. Охлаждение компримированного газа в теплообменнике Т-1 осуществляется холодным сухим отбензиненным газом (СОГ), в теплообменнике Т-3 холодной жидкостью из сепараторов С-2, С-3 и С-4.

Часть газа из ДКС направляется в колонну отдувки К-1 для отдувки метанола из насыщенного водного раствора метанола. Насыщенный метанолом газ вновь направляется в поток газа после ДКС, а вода направляется в разделитель РЖ-2 для промывки газового конденсата от метанола. Избыток воды сбрасывается из колонны отдувки К-1 в разделитель РЖ-1. Количество

метанола в нестабильном конденсате увеличивается со снижением температуры сепарации газа, так как основная масса воды выпадает из газа.

В результате многоступенчатого охлаждения, газ поступает в сепаратор С-2 с температурой зимой - минус 1 °С, летом - 6 °С. Отсепарированный газ из сепаратора С-2 направляется на охлаждение в теплообменник Т-2 и далее с температурой зимой - минус 23 °С и летом - минус 14 °С в сепаратор С-4. Охлаждение газа в теплообменнике Т-2 осуществляется холодным СОГом. Отсепарированный газ из сепаратора С-4 поступает в детандер турбодетандера ТД-1, где в результате резкого расширения газа на рабочем колесе, газ охлаждается зимой до температуры минус 38,2 °С, летом - до минус 29,2 °С. Давление газа на детандере падает с 7,2 до 5,1 МПа. В потоке холодного газа после детандера из блока компримирования компрессоров направляются газы деэтанзации и газы дегазации из разделителей РЖ-1 РЖ-2. При этом, в результате смешения поток газа, поступающего в низкотемпературный сепаратор С-3, приобретает температуру минус 35,6 °С (зимой), минус 27 °С (летом). Смесь газов направляется на сепарацию в низкотемпературный сепаратор С-3. Холодный газ из низкотемпературного сепаратора С-3, последовательно нагреваясь в теплообменниках Т-2 и Т-1, поступает в компрессор турбодетандера ТД-1, где компримируется до давления нагнетания 5,5 МПа и направляется в газопровод подключения «Мыльджино - Вертикос».

Жидкость из сепараторов С-2, С-3 и С-4, предварительно подогретая в теплообменниках Т-3 и ТР-2, поступает в разделитель РЖ-2, где разделяется на газ, насыщенный водный раствор метанола (НВРМ) и нестабильный газовый конденсат. Газ дегазации из разделителя РЖ-2 поступает в блок компримирования. Туда же поступает газ дегазации из разделителя РЖ-1. НВРМ из разделителя направляется на окончательную дегазацию в выветриватель ВГ-2, откуда затем насосом Н-2 подается в верхнюю часть колонны отдувки К-1. Нестабильный газовый конденсат направляется на переработку на УДСК.

На поздний период эксплуатации УКПГ и К, когда давление газа во входном сепараторе С-1 снизится ниже давления в разделителе РЖ-2, откачку нестабильного газового конденсата из РЖ-1 производится насосом Н-1. Вода направляется на выветривание в выветриватель ВГ-1 и далее в систему закачки воды в пласт.

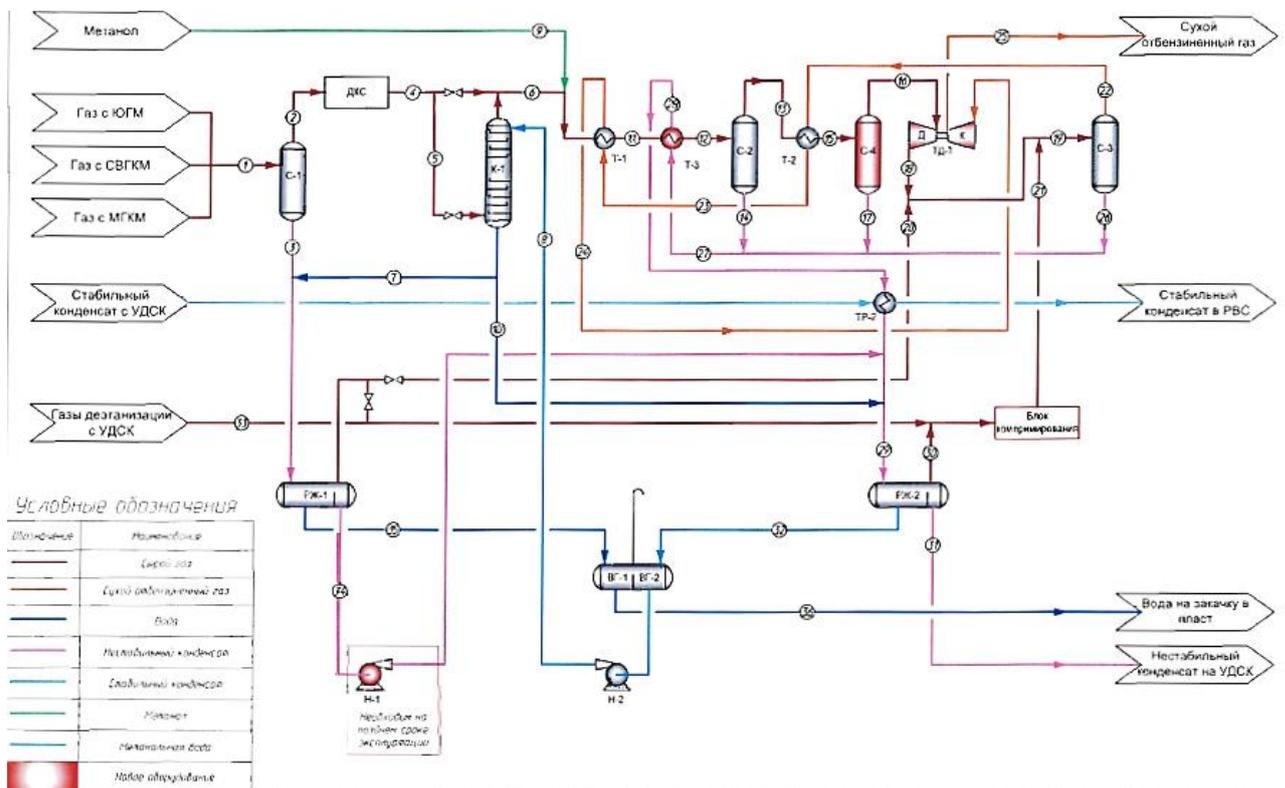


Рисунок 14 - Принципиальная технологическая схема УНТС с применением турбодетандера

3.2 Материальный баланс УКПГиК Мыльджинского НГКМ. Качество получаемых продуктов

Вариант 1. Материальный баланс варианта УНТС с клапанами Джоуля-Томсона при давлении после клапана Джоуля-Томсона 4,8 и 5,5 МПа представлен в таблице 5. В расчетах принималось, что температура газа после ДКС составляет плюс 20 °С. Очевидно, что при более высокой температуре входа газа на УНТС показатели работы установки будут хуже, поэтому другие более высокие температуры не рассматриваются.

Таблица 5 - Материальный баланс УНТС с клапанами Джоуля-Томсона при температуре газа после ДКС плюс 20 °С

Поступило		Получено		
			Давление после клапана Джоуля-Томсона, МПа	
			4,8	5,5
Сырой газ, - кг/ч - ст. м3/ч	378715	ПБТ, кг/ч	19573	15840
	441079	Стабильный конденсат, кг/ч	23996	23444
Метанол, кг/ч	250	СОГ, - кг/ч	333299	337585
		- ст.м3/ч	438108	440039
		Вода, кг/ч	2097	2096
Итого поступило, кг/ч	378965	Итого получено, кг/ч	378965	378965

В таблице 6 представлен материальный баланс УНТС с клапаном Джоуля-Томсона в годовом выражении, с учетом допущения, что в среднем по году температура газа после ДКС составляет плюс 20 °С.

Таблица 6 - Годовой материальный баланс УНТС с клапанами Джоуля-Томсона при температуре газа после ДКС плюс 20 °С

Поступило		Получено		
			Давление после клапана Джоуля-Томсона, МПа	
			4,8	5,5
Сырой газ, - тыс.т/г - млрд. м3/г	3272,1	ПБТ, тыс. т/г	169,1	136,9
	3,81	Стабильный конденсат, тыс. т/г	207,3	202,6
Метанол, тыс.т/г	2,2	СОГ, - тыс. т/г	2879,7	2916,7
		- млрд. м3/г	3,79	3,8
		Вода, тыс. т/г	18,2	18,1
Итого поступило, тыс.т/г	3274,3	Итого получено, тыс. т/г	3274,3	3274,3

Качество сухого газа соответствует СТО Газпром 089-2010. Значения точек росы представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Значения точек росы по углеводородам и воде сухого отбензиненного газа в схеме УНТС с клапанами Джоуля-Томсона

Параметр	Давление после клапана Джоуля-Томсона, МПа	
	4,8	5,5
Температура в низкотемпературном сепараторе, °С	-29,1	-23,8
Точка росы по углеводородам при давлении 2,5 - 7,5 МПа абс., °С, не выше	-29,0	-22,8
Точка росы по воде, при давлении 3,92 МПа абс., °С	-30,1	-25,3

В таблице 8 представлены показатели качества пропан-бутана технического, полученного в результате моделирования УКПГ и К.

Таблица 8 - Показатели качества ПБТ (схема УНТС с клапанами Джоуля-Томсона)

Наименование показателя	Давление после клапана Джоуля-Томсона, МПа	
	4,8	5,5
1. Массовая доля компонентов, %:		
сумма метана, этана и этилена	6,0	6,7
сумма пропана и пропилена	31,7	30,7
в том числе пропана	31,7	30,7
сумма бутанов и бутиленов	51,15	49,16
сумма непредельных углеводородов	—	—
2. Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %	-29,0	-22,8
3. Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:		
плюс 45 °С	1,16	1,28
минус 20 °С	0,15	0,21
минус 30 °С	0,08	0,13

4. Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, % - в том числе сероводорода	—	—
5. Содержание свободной воды и щелочи	—	—

Показатели качества ПБТ соответствуют ГОСТ Р 52087-2003. Расчетное давление насыщенных паров и массовая доля воды соответствуют нормам ГОСТ Р 51858 - 2002 (Таблица 9).

Таблица 9 - Показатели качества стабильного конденсата (схема УНТС с клапанами Джоуля-Томсона)

Наименование показателя	Давление после клапана Джоуля-Томсона, МПа	
	4,8	5,5
Массовая доля воды, %	0,0	0,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	65,9 (494,3)	66,2 (496,5)

Была проанализирована возможность закачки всего объема ПБТ в СОГ. Значения точки росы в случае закачки всего объема ПБТ в СОГ представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Значения точек росы при закачке ПБТ в СОГ для схемы УНТС с клапанами Джоуля-Томсона

Параметр	Давление после клапана Джоуля-Томсона, МПа	
	4,8	5,5
Расход ПБТ в поток СОГ, кг/час	19573	15840
Точка росы по углеводородам при давлении 2,5 - 7,5 МПа абс., °С, не выше	-12,2	-10,4
Точка росы по воде, при давлении 3,92 МПа абс., °С	-22,7	-20,5

Вариант 2. Материальный баланс варианта УНТС с турбодетандером с давлением СОГа на выходе из УНТС 5,5 МПа и различных температурах газа после ДКС представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Материальный баланс УНТС с турбодетандером

Поступило		Получено				
			Температура газа после ДКС			
			+10 °С	+20°С	+30 °С	+40 °С
Сырой газ, - кг/ч - ст. м3/ч	378715	ПБТ, кг/ч	21665	20940	18622	17282
	441079	Стабильный конденсат, кг/ч	25912	24828	24549	24023
Метанол, кг/ч	135	СОГ, - кг/ч	333299	337585	333572	335453
		- ст.м3/ч	438108	440039	438261	439127
		Вода, кг/ч	2095	2089	2107	2092
Итого поступило, кг/ч	378850	Итого получено, кг/ч	378850	378850	378850	378850

Расчет годового выхода продуктов проводился с учетом допущения, что в среднем 1 месяц в году температура газа после ДКС составляет плюс 40 °С, 2 месяца в году - в среднем плюс 30 °С, 3 месяца - в среднем плюс 20 °С, 6 месяцев - в среднем плюс 10 °С. Результаты представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Годовой материальный баланс УНТС с турбодетандером

Поступило		Получено	
Сырой газ, - тыс.т/Г - млрд. м3/Г	3272,1	ПБТ, тыс. т/Г	178,1
	3,81	Стабильный конденсат, тыс. т/Г	218,2
Метанол, тыс.т/Г	1,2	СОГ, - тыс. т/Г - млрд. м3/Г	2858,9 3,78

		Вода, тыс. т/г	18,1
Итого поступило, тыс.т/г	3273,3	Итого получено, тыс. т/г	3273,3

Качество сухого газа соответствует СТО Газпром 089-2010. Значения точек росы представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Значения точек росы по углеводородам и воде сухого отбензиненного газа в схеме УНТС с турбодетандером

Параметр	Температура газа после ДКС			
	+10 °С	+20°С	+30 °с	+40 °С
Температура в низкотемпературном сепараторе, °С	-35,6	-32,6	-29,6	-27
Точка росы по углеводородам при давлении 2,5 - 7,5 МПа абс., °С, не выше	-35,2	-32,3	-29,3	-26,9
Точка росы по воде, при давлении 3,92 МПа абс., °С	-36,3	-33,3	-30,8	-28,1

В таблице 14 представлены показатели качества пропан-бутана технического, полученного в результате моделирования УКПГ и К.

Таблица 14 - Показатели качества ПБТ (схема УНТС с турбодетандером)

Наименование показателя	Температура газа после ДКС			
	+10 °С	+20°С	+30 °с	+40 °С
1. Массовая доля компонентов, %:				
сумма метана, этана и этилена	5,6	5,6	6,0	6,2
сумма пропана и пропилена	35,2	32,2	32,7	31,3
в том числе пропана	35,2	32,2	32,7	31,3
сумма бутанов и бутиленов	54,7	51,6	53,5	51,8
сумма непредельных углеводородов	-	-	-	-
2. Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %	-	-	-	-
3. Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:				
плюс 45 °С	1,17	1,13	1,18	1,2
минус 20 °С	0,15	0,14	0,15	0,16
минус 30 °С	0,08	0,08	0,09	0,09
4. Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, % - в том числе сероводорода	-	-	-	-
	-	-	-	-
5. Содержание свободной воды и щелочи	-	-	-	-

Показатели качества ПБТ соответствуют ГОСТ Р 52087-2003. Расчетное давление насыщенных паров и массовая доля воды соответствуют нормам ГОСТ Р 51858 - 2002 (Таблица 15).

Таблица 15 - Показатели качества стабильного конденсата (схема УНТС с турбодетандером)

Наименование показателя	Температура газа после ДКС			
	+10 °С	+20°С	+30 °с	+40 °С
Массовая доля воды, %	0,0	0,0	0,0	0,0
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	66,3 (497,3)	66,5 (498,8)	66,3 (497,3)	65,9 (494,3)

Была проанализирована возможность закачки всего объема ПБТ в СОГ. Значения точки росы в случае закачки всего объема ПБТ в СОГ представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Значения точек росы при закачке ПБТ в СОГ для схемы УНТС с турбодетандером

Параметр	Температура газа после ДКС			
	+10 °С	+20°С	+30 °с	+40 °С
Расход ПБТ в поток СОГ, кг/час	21665	20940	18622	17282
Точка росы по углеводородам при давлении 2,5 - 7,5 МПа абс., °С, не выше	-17,4	-14,4	-13,8	-12,5
Точка росы по воде, при давлении 3,92 МПа абс., °С	-33,3	-27,4	-25,2	-22,1

С помощью полученных показателей нетрудно сделать выводы, о преимуществе выбора технологии для дальнейшей работы установки комплексной подготовки газа и конденсата, которые будут приведены ниже.

3.3. Рекомендации по оптимизации процесса подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении

Проводя сравнительный анализ двух вариантов модернизации установки, в обоих вариантах наблюдается увеличение извлечения целевых компонентов из потока газа, но нужно не забывать и о поддержании давления в

трубопроводе товарного газа и если учитывать этот параметр, то становится очень заметно преимущество использования турбодетандера.

Так при использовании клапана Джоуля-Томсона мы имеем выход ПБТ 19537 кг/ч и 15840 кг/ч при давлениях после клапана 4,8 и 5,5 МПа соответственно. Если посмотреть на данные полученные при тех же расходах газа, но с использованием турбодетандера мы получим 21665 кг/ч при выходном давлении 5,5 МПа. Если же проводить расчет на давление 4,8 МПа, то выход ПБФ будет еще выше. На рисунке 15 приведена годовая зависимость выхода ПБТ от выбранной технологии.

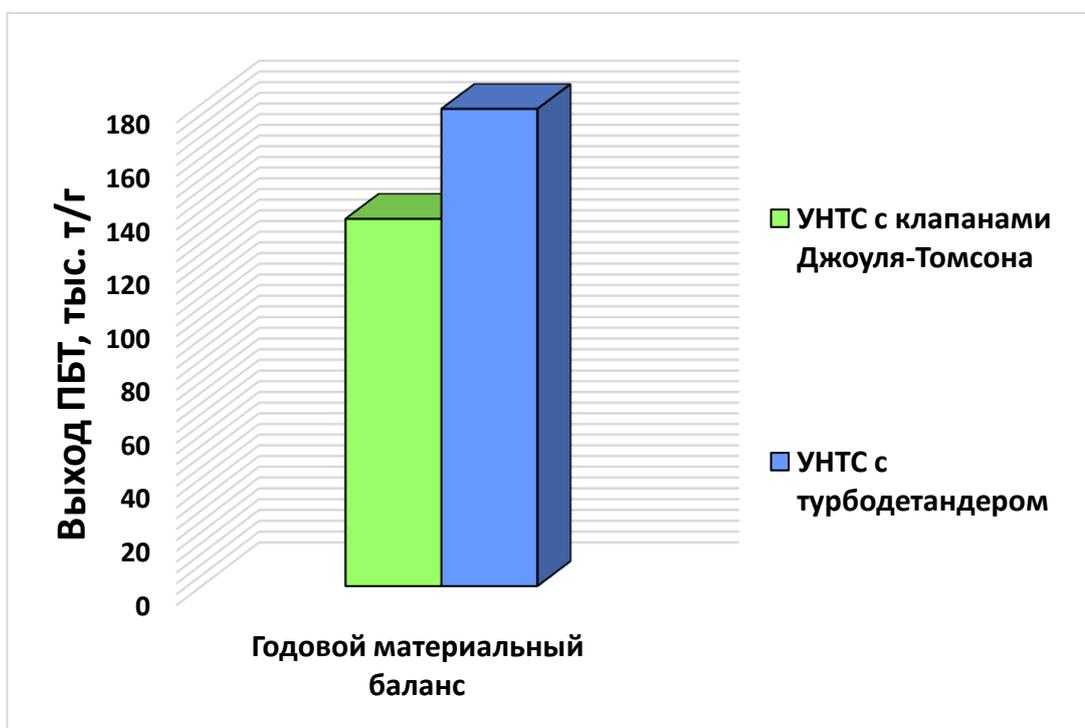


Рисунок 15 - Выход СПБТ в зависимости от выбранной технологии получения холода

Выход стабильного конденсата при условиях давления в трубопроводе товарного газа 5,5 МПа также получаем выше на 2500 кг/ч с использованием турбодетандера, что в год составляет примерно на 50 тыс.т. больше, чем при использовании клапана Джоуля-Томсона (рисунок 16).

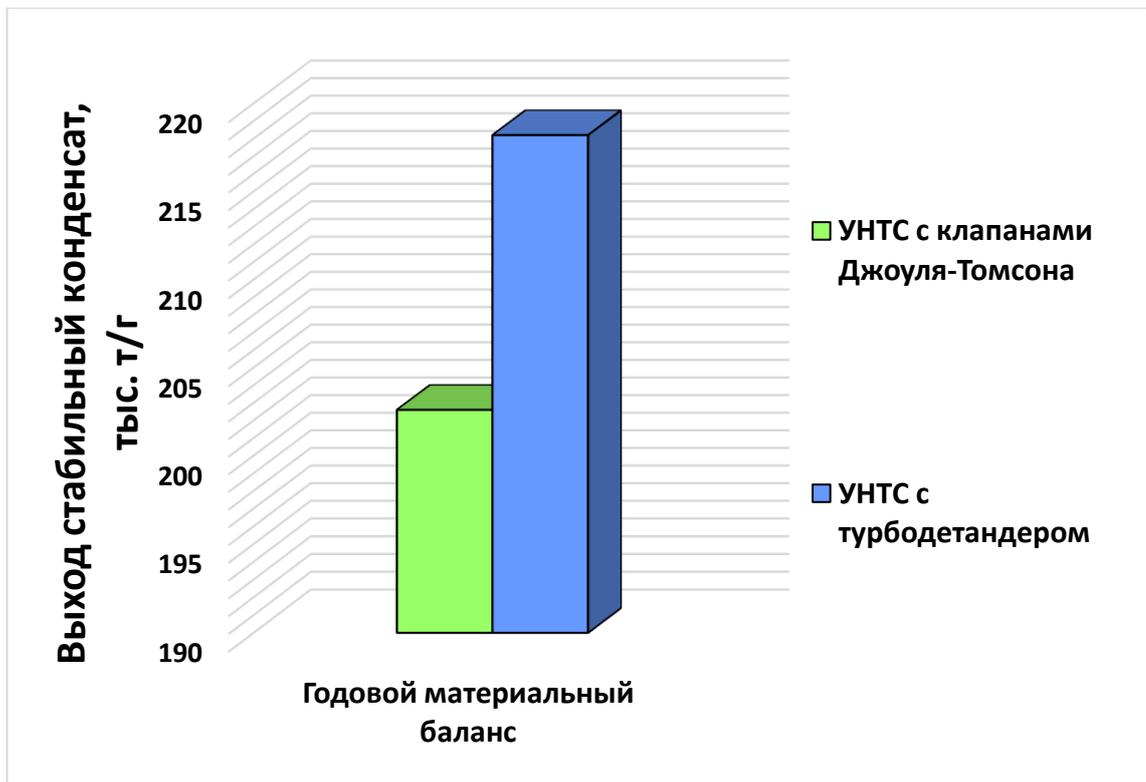


Рисунок 16 - Выход стабильного конденсата в зависимости от выбранной технологии получения холода

При этом как видно из последнего графика наблюдается незначительное снижение количества сухого отбензиненного газа с 2916,7 тыс. куб. м/год до 2858,9 тыс. куб. м/год. При этом точка росы по углеводородам снижается до - 35,2 °С.

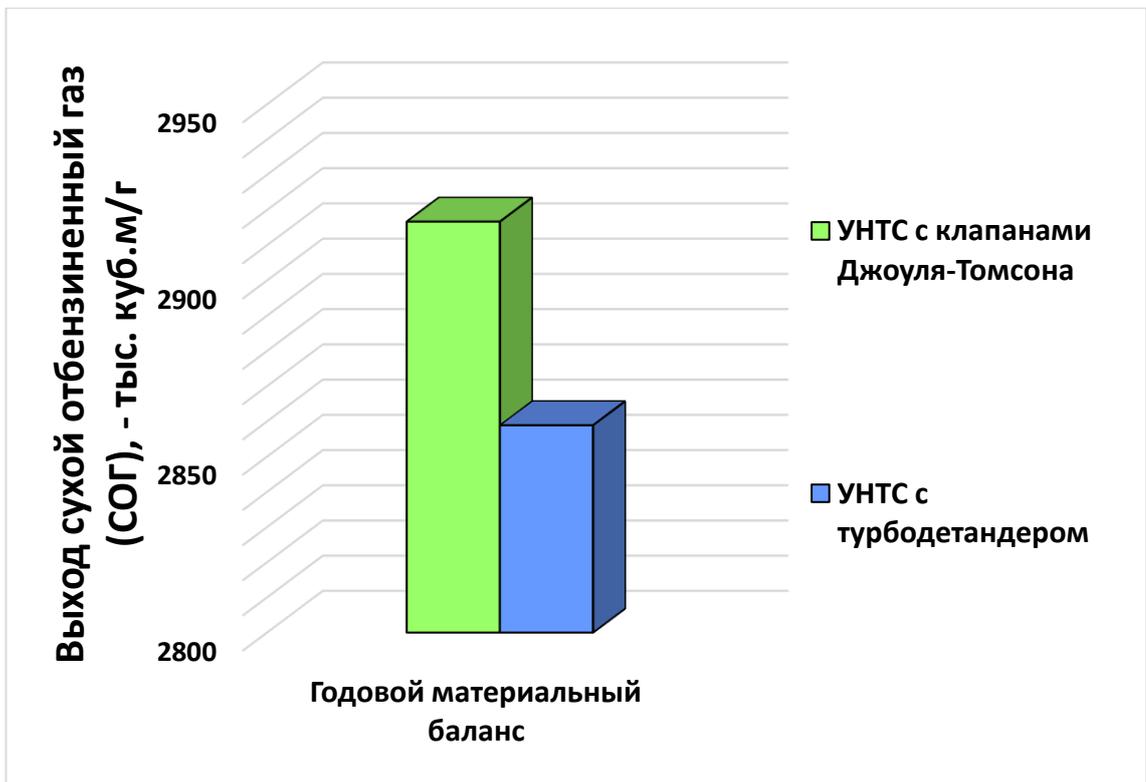


Рисунок 17 - Выход сухого азотиненного газа в зависимости от выбранной технологии получения холода

После проведения анализа мы получили и графически продемонстрировали преимущества использования турбодетандерного агрегата в отличие от клапана Джоуля-Томсона.

4 Финансовый менеджмент

Целью технологических расчетов является разработка наиболее работоспособной, экономичной и гибкой технологической схемы для глубокой осушки и отбензинивания газа. Для ориентировочного экономического сравнения, в качестве базовой установки, принималась УНТС основанная на эффекте Джоуля-Томсона. Для технического и технологического сравнения вариантов решения проблемы выбрана технология подготовки газа с использованием турбодетандерного агрегата. В итоге был произведен расчет финансовый привлекательности, рассматриваемых вариантов. На основании экономического расчета технология УНТС с турбодетандером оказалось экономически привлекательной.

4.1 Экономическая оценка эффективности вариантов модернизации УНТС Мыльджинского месторождения

Экономическая оценка эффективности вариантов модернизации УНТС Мыльджинского месторождения выполнена на основе прогнозируемых технологических показателей, принятых нормативов капитальных вложений и текущих затрат за период 2013-2029 гг. (16 лет). Показатели разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Показатели разработки

Дата	Добыча пл. газа сырого газа, тыс.куб.м/г	Дебит пл. газа, тыс.т/д	Накопл. добыча пл. газа, тыс.т
2013			
2014	3272	8.96	3272
2015	3090	8.47	6362
2016	2777	7.61	9139
2017	2595	7.11	11734
2018	2259	6.19	13993

2019	2061	5.65	16054
2020	1867	5.11	17921
2021	1670	4.57	19591
2022	1463	4.01	21054
2023	1302	3.57	22356
2024	1192	3.27	23548
2025	1113	3.05	24662
2026	995	2.73	25656
2027	921	2.52	26577
2028	867	2.38	27445
2029	833	2.28	28277

Предусматривается полная уплата налога на прибыль в размере 45% в соответствии с действующей на текущий момент в России системой налогообложения.

В расчетах принято, что весь добываемый природный и попутный газ реализуется на внутреннем рынке по цене 2807 руб./тыс. м³ (с НДС). Предусматривается продажа 70 % конденсата и нефти на внутреннем и 30 % на внешних рынках. Уровень цены конденсата и нефти на внутреннем рынке с НДС принят в размере 7495 руб./т, цена конденсата и нефти на внешнем рынке – 511 долл./тонну, цена на СПБТ составляет 13555 руб/т. За базовый год был выбран 2014 год. Амортизация на капитальные затраты составляет 7%.

Для оценки эффективности модернизации УНТС Мыльджинского месторождения использовались следующие показатели эффективности инвестиционного проекта:

- чистый доход (ЧД);
- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- срок окупаемости инвестиций (без дисконтирования денежного потока и с дисконтированием).

Расчеты коммерческой эффективности вариантов модернизации производились при ежегодной норме повышения цены за продукцию равной 3.5%.

Расчетный период разбивался на шаги - отрезки времени, в пределах которых производится агрегирование данных, используемых для оценки финансово-экономических показателей. Продолжительность шага равна 1 году.

Основой для определения всех показателей эффективности являлся прогнозируемый денежный поток, непосредственно связанный с реализацией проекта разработки.

Денежный поток представляет изменение денежных средств за единицу времени. Другими словами, денежный поток - это зависимость от времени денежных поступлений и затрат. Он представляет собой последовательность годовых значений разности между притоками и оттоками денежных средств за расчетный период.

В денежный поток включались притоки и оттоки денежных средств, связанные с инвестиционной и операционной деятельностью.

Показатели эффективности проекта разработки (с учетом дисконтирования) рассчитывались на основании дисконтированного денежного потока.

Дисконтирование осуществлялось путем умножения каждого значения денежного потока, соответствующего году t , на коэффициент дисконтирования $a(t)=1/(1+En)^t$. Ставка дисконтирования была принята равной 10%.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, Net Present Value - NPV) определялся как сумма дисконтированных значений денежного потока проекта. ЧДД характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом их неравноценности из-за разновременности. Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД был положительным.

Срок окупаемости, рассчитанный без дисконтирования (с дисконтированием) денежного потока, соответствует периоду, по истечении которого накопленный чистый доход (чистый дисконтированный доход) становится неотрицательным. Срок окупаемости характеризует риск, связанный с длительностью возврата вложенного капитала.

Затраты на строительство объектов определены исходя из планируемых объемов строительства и сложившихся в настоящее время удельных капитальных затрат. Эксплуатационные затраты при добыче газа и газового конденсата определены по элементам затрат сметы. Нормы эксплуатационных расходов приняты на основе анализа фактических затрат ОАО "Томскгазпром" в прошлых годах.

Расчет технико-экономических показателей проводился для двух вариантов модернизации УНТС Мыльджинского месторождения в целом объектам. Результаты сравнения потоков ЧДД представлены на рисунке 18.

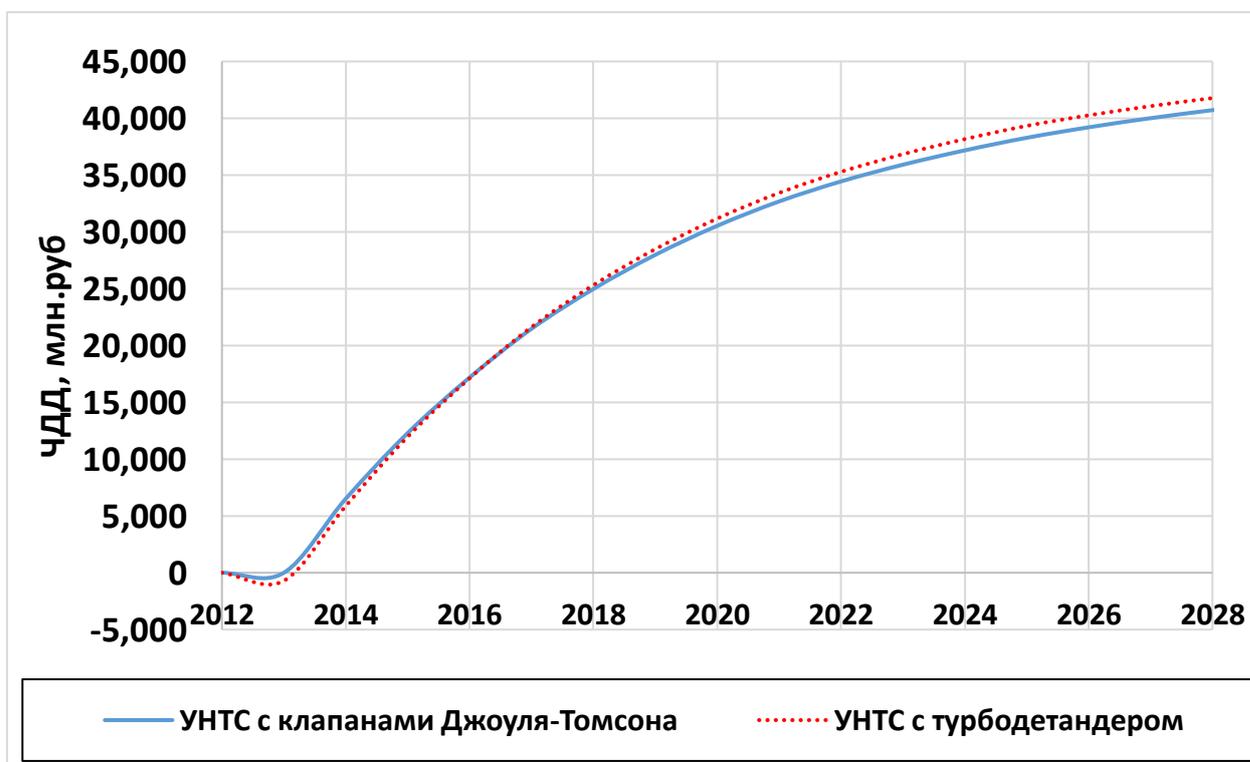


Рисунок 18 — Чистый дисконтированный доход

Таблица 18 — Исходные данные для расчета экономических показателей.

№№	Показатели	Значения
1	ЦЕНА (с НДС)	
	на конденсат на внутреннем рынке, руб/т	7495
	на конденсат на внешнем рынке, \$/т	511,00
	на природный газ на внутреннем рынке (с НДС), руб/т	2807,00
	внутренняя цена на ПБТ за 1 тонну (с НДС), руб/т	13555
2	ПЛАТЕЖИ И НАЛОГИ	
	НДС, %	18
	налог на прибыль, %	20
3	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	
	реконструкция УНТС, млн. руб.	700
	комплексн. автоматизация и связь, тыс.руб/МПП	1180
	прочие кап. вложения, %	10
	природоохранные мероприятия, %	10
4	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ	
	вспомогательные материалы на подготовку газа, руб/тыс.м3	20,4
	вспомогательные материалы на подготовку конденсата, руб/т	85,6
	топливо со стороны (газ), руб/тыс.м3	4,4
	топливо со стороны (конденсат), руб/т	25,2
	электроэнергия со стороны (газ), руб/тыс.м3	1,4
	электроэнергия со стороны (конденсат), руб/т	13,5
	заработная плата основная и дополнительная, тыс.руб/чел.год	518,4
капитальный ремонт скважин, тыс.руб/рем	12739	
5	ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ	
	доля конденсата, реализуемого на внутр.рынке, %	70
	норма амортизационных отчислений на реновацию, %	7

Основные показатели эффективности вариантов разработки Мыльджинского месторождения в целом за проектный период приведены в табл. 19 – 20 (Приложение Б).

Таблица 21 – Показатели экономического расчета

Эксплуатационные затраты	
Эксплуатационные затраты, связанные со строительством на Мыльджинском НГКМ:	
Стоимость одного турбодетандера производительностью 210 тыс. ст. м3/час, млн. руб	45
Количество турбодетандеров: 3 МПГ (в каждом МПГ по 2 турбодетандера (1 - в работе, 1 - в резерве))	6
Стоимость одного сепаратора газового вертикального, млн. руб	10
Количество сепараторов: 3 МПГ (в каждом МПГ по 1 сепаратору)	3
Стоимость одного теплообменника «газ - жидкость», млн. руб	6
Количество теплообменников: 3 МПГ (в каждом МПГ по 1 теплообменнику)	3
Стоимость одной компрессорной установки для газов дегазации и деэтанзации производства фирмы «Dresser-Rand», млн. руб	60
Количество компрессорных установок: (1 - в работе, 1 - в резерве)	2
Стоимость одного насоса подачи конденсата с РЖ-1 в РЖ-2 (на поздний срок эксплуатации), млн. руб	1,5
Количество компрессорных установок: 3 МПГ (в каждом МПГ по 2 насоса (1 - в работе, 1 - в резерве))	6
Стоимость строительных и пусконаладочных работ, млн. руб	300
Расчетные данные	
Цена на конденсат на внутреннем рынке, руб/т	7495
Цена на конденсат на внешнем рынке, \$/т	511
доля конденсата, реализуемого на внутр.рынке, %	70
Цена на природный газ на внутреннем рынке (с НДС), руб/т	2807
Цена на СПБТ, руб/т	13555
Ставка дисконтирования, %	10
Курс доллара к рублю, 1\$	65
Ежегодная норма повышения цены за продукцию, %	3,5
Базовый год	2014
Амортизация, %	7
Платежи и налоги	
Налог на прибыль, доля	0,45

По полученному графику ЧДД можно сделать вывод, что использование модернизированной технологии УНТС с турбодетандером в сравнении с существующей технологией подготовки экономически эффективно. В данном случае необходимо проведение предварительных опытно-промышленных работ на одном из модулей подготовки газа с целью фактической оценки ожидаемого результата, что в итоге приведет к реальной оценке затрат и прибыли компании. Сравнивая технологии хотелось бы отметить высокую стоимость модернизации и случае изменения налоговой нагрузки или других рисков существует возможность получения менее экономически выгодного результата. Таким образом, в качестве наиболее эффективного и целесообразного метода в случае отсутствия данных рисков в перспективе можно рекомендовать модернизацию технологии УНТС.

С позиции показателей экономической целесообразности разработки месторождения углеводородного сырья, а также с точки зрения рационального использования природных ресурсов вариант модернизации может быть рекомендован к внедрению.

На основании методики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений определены технико-экономические показатели за период коммерческой эксплуатации.

Для решения задачи выбора наиболее эффективного варианта были рассчитаны показатели эффективности инвестиций - чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, срок окупаемости.

Выводы и результаты по главе в целом:

На основании приведенных экономических расчетов целесообразного варианта модернизации был сформирован вектор развития УНТС Мыльджинского месторождения в целом.

Величина чистых дополнительных денежных поступлений после модернизации, определяемых как разность между суммой поступающих

средств и потребностью в них, за рассматриваемый период, с учетом дисконтирования при ставке дисконта 10 % составит 1063 млн. руб.

Реализация варианта модернизации потребует 1029 млн. руб. капитальных вложений. ЧДД государства из-за модернизации в величине налогов увеличится на 1363 млн. р.

Доходность варианта разработки Мыльджинского месторождения с модернизированной технологией УНТС за проектный период выше на 2.57% базового варианта.

5 Социальная ответственность

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. На установке проводится подготовка газа к транспортировке методом низкотемпературной сепарации.

В процессе исследования проводились: моделирование технологической схемы, существующей УКПГ и варианта модернизации с использованием турбодетандера с помощью программного комплекса Aspen HYSYS; исследование влияния эффекта дросселирования и детандирования на степень извлечения компонентов C_{3+} .

В результате исследования установлено: более высокая степень извлечения компонентов C_{3+} достигается при использовании турбодетандера. Максимальный эффект детандирования достигается при подготовке газа с наименьшей температурой на входе в установку. Высокая производительность холода турбодетандерных агрегатов достигается при наименьшем давлении газа на входе в детандер (при одинаковом перепаде давления). Подготовка газа с использованием турбодетандера позволяет увеличить получение пропан-бутановой фракции на 30%, а конденсата на 7,7% в год.

Область применения: установки комплексной подготовки природного газа, с использованием клапана Джоуля-Томсона.

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

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

Участники работ должны быть ознакомлены с расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- нормированный рабочий день (11 часов 20 минут), а так же перерыв на обед (40 минут);
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;

- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

При выполнении в течение рабочей смены работ, относящихся к разным видам трудовой деятельности, за основную работу с ПЭВМ следует принимать такую, которая занимает не менее 50 % времени в течение рабочей смены или рабочего дня.

Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов. Дизайн ПЭВМ должен предусматривать окраску корпуса в спокойные мягкие тона с диффузным рассеиванием света. Корпус ПЭВМ, клавиатура и другие блоки и устройства ПЭВМ должны иметь матовую поверхность с коэффициентом отражения 0,4-0,6 и не иметь блестящих деталей, способных создавать блики.

Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПЭВМ, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры, следует считать: ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте, равной 725 мм. Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной не менее 500 мм, глубиной на уровне колен не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног - не менее 650 мм. Рекомендуемый проход слева, справа и спереди от стола 500 мм. Слева от стола допускается проход 300 мм.[3]

Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию. Конструкция рабочего стула должна обеспечивать:

- Ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм;
- Поверхность сиденья с закругленным передним краем;
- Регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углам наклона вперед до 15 град, и назад до 5 град.;
- Высоту опорной поверхности спинки 300 ± 20 мм, ширину не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости 400 мм;
- Угол наклона спинки в вертикальной плоскости в пределах ± 30 градусов;
- Регулировку расстояния спинки от переднего края сиденья в пределах 260-400 мм;
- Рекомендуемое расстояние от спинки стула до границы должно быть не менее 300 мм.
- Стационарные или съемные подлокотники длиной не менее 250 мм и шириной 50-70 мм;
- Регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах 230 ± 30 мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах 350-500 мм.

Рабочее место пользователя ПЭВМ следует оборудовать подставкой для ног, имеющей ширину не менее 300 мм, глубину не менее 400 мм, регулировку по высоте в пределах до 150 мм и по углу наклона опорной поверхности подставки до 20° . Поверхность подставки должна быть рифленой и иметь по переднему краю бортик высотой 10 мм.

Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края, обращенного к пользователю или на специальной, регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы. Окна в помещениях, где эксплуатируется вычислительная

техника, преимущественно должны быть ориентированы на север и северо - восток.

5.2 Производственная безопасность

Производственный фактор, который приводит к заболеванию или снижению трудоспособности считается вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким можно отнести факторы, приведенные в таблице 22.

Таблица 22 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Недостаточная освещённость рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ[2]
2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.			+	СП 52.13330.2016 [3] СанПиН 2.2.4.548-96[4]
3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.			+	ГН 2.2.5.3532-18[5]

4. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004- 91[6] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ[7]
5. Электрический ток	+	+	+	
6. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.			+	

2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного работ на установке комплексной подготовки газа.

Повышенный уровень шума

Источников возникновения повышенного уровня шума является установка осушки газа, а именно сепараторы газа, в которых из-за повышенной скорости и расширения газа появляются звуковые колебания. Нормативное значение по уровню звукового давления составляет 80 дБА [12]. Предусматриваются ряд мероприятий по снижению уровня шума в цехе осушки газа:

- Сепараторы оснащены необходимыми средствами автоматики, дистанционного управления и не требуют постоянного обслуживания;
- Применение звукоизоляции трубопроводов;
- Применение работником средств индивидуальной защиты.

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются машины и механизмы с не уравновешенными вращающимися массами, отдельных кинематических парax которых возникают трение и соударения, а также аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и сопровождается пульсацией. Установлены предельно допустимые величины параметров вибрации на постоянных рабочих местах в производственных помещениях в зависимости от среднегеометрических и граничных частот октавных полос и амплитуды (пикового значения) перемещений при гармонических колебаниях. Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96 «Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» предельно допустимые среднеквадратичные значения колебательной скорости лежат в интервале 92–107 дБ относительно $5 \cdot 10^{-5}$ мм/с. Трудовая деятельность в цехе осушки газа попадает под категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора при длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ⁻²		дБ		м/с ⁻² 10 ⁻²		дБ	
	в 1/3-ОКТ.	в 1/1-ОКТ.	в 1/3-ОКТ.	в 1/1-ОКТ.	в 1/3-ОКТ.	в 1/1-ОКТ.	в 1/3-ОКТ.	в 1/1-ОКТ.
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		98		0,64		102	
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ⁻²		дБ		м/с ⁻² 10 ⁻²		дБ	
	В 1/3- ОКТ.	В 1/1- ОКТ.	В 1/3- ОКТ.	В 1/1- ОКТ.	В 1/3- ОКТ.	В 1/1- ОКТ.	В 1/3- ОКТ.	В 1/1- ОКТ.
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,20	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,20	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,20	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

Повышенная загазованность рабочей зоны

Источником загазованности может стать разгерметизация технологического оборудования, а также газоопасные работы, связанные с профилактикой насосно-компрессорного оборудования, замена манометра и т.п.

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.

Недостаточная освещенность

Освещение одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих мест при правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомление. Освещение должно отвечать требованиям СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» (таблица 24).

Таблица 24 – Допустимые значения освещения по СНИП 23-05-95

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение	
						при системе комбинированного освещения	при системе общего освещения
1	2	3	4	5	6	7	8
Высокой точности	От 0,30 до 0,50	III	а	Малый	Темный	2000	500
						1500	400
			б	Малый	Средний	1000	300
				Средний	Темный	750	200
			в	Малый	Средний	750	300
				Большой	Темный	600	200
			г	Средний	Светлый	400	200
			Средней точности	Св. 0,5 до 1,0	IV	а	Малый
б	Малый	Средний				500	200
	Средний	Темный					

			в	Малый	Светлый	400	200
				Средний	Средний		
				Большой	Темный		
			г	Средний	Светлый	-	200
				Большой	Светлый		
				Большой	Средний		

В основных производственных помещениях предусмотрено два вида освещения - рабочее и аварийное. Для ремонтного освещения принято напряжение 42В. Наружное освещение осуществляется прожекторами с натриевыми газоразрядными типа ДНаТ и дуго-разрядными лампами типа ДРЛ установленными на прожекторных мачтах с молниеотводом. Все элементы освещения (внутреннего и наружного) должны содержаться в исправном состоянии, своевременно ремонтироваться, вышедшие из строя лампы заменяться.

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Модуль подготовки газа располагается в отапливаемом помещении, в котором размещается также пункт подготовки газа на собственные нужды промысла, включающий теплообменник и узлы распределения газа потребителям.

С целью обеспечения безопасности производства и создания оптимальных условий работы ведется постоянный контроль условий, в которых протекают технологические процессы на предприятии, в том числе метеорологических (микроклимат). Для отслеживания негативного теплового и физического воздействия в помещении используют систему мониторинга микроклимата, представляющую собой аппаратно-программный комплекс, который включает базовые приборы, сетевые приборы, программное обеспечение обработки и визуализации данных. Благодаря этой системе происходит отслеживание различных параметров окружающей среды. Согласно СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» оптимальная температура микроклимата

приведена в таблице 25. Категория работ по уровню энергозатрат для цеха осушки газа – Па.

Таблица 25 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Сосуды под давлением

Источником повышенного давления в модуле подготовки газа являются сепараторы и технологические трубопроводы. Сепараторы, находящиеся в модуле подготовки газа работают при повышенном давлении – 7 МПа. Сосуды под давлением допускаются к работе в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Книга учёта и освидетельствования сосудов, работающих под давлением. В местах подъезда к коммуникациям, находящимся под давлением газа, установлены предупреждающие и запрещающие знаки: "Газ - опасно!", "Проезд запрещен", "Посторонним лицам проход запрещен" и др.

Электрический ток

Источником электрического тока является насосное оборудование. А также статическое электричество. Предупреждения попадания под опасное для жизни людей напряжение, взрывы и возгорания, связанные с прямым ударом молнии, искровыми разрядами статического электричества и вторичных проявлений молний, выполнены мероприятия, предусмотренные РД 34.21.122-88 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений». Все оборудование электроустановок и трубопроводы заземлены. Осмотр, измерение сопротивления заземляющего устройства проводят в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и графиком, утвержденным техническим руководителем промысла. Измерения сопротивления заземляющих устройств проводятся специалистами подрядных организации, результаты измерения оформляются протоколом. Электрооборудование, светильники, установленные во взрывоопасных зонах, помещениях приняты исполнением повышенной надежности против взрыва. Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы должны транспортироваться по трубопроводам с малыми скоростями.

Пожароопасность

Источником пожароопасности является применение открытого огня (огневые работы). Помещения категории «А» в здании модуля подготовки газа, оборудованы УФ/ИК детекторами пламени типа U765 2В. В помещениях категории «А» блока-бокса фильтров газа, блоков-боксов маслофильтров установлены тепловые пожарные извещатели многократного действия типа ИП103-4/1 ИБ70, подключаемые к контроллеру типа «ПК-4510» через «Устройство приемно-контрольное, охранно-пожарное, взрывозащитное, с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» УПКОП 135-1-

1. В блоках-боксах насосной склада ГСМ, КНС предусмотрены извещатели ИП103-2/1.

Установка автоматического пенного пожаротушения УКПГ обеспечивает автоматическую сигнализацию о возникновении пожара и автоматическое тушение очага пожара пеной средней кратности. Включение установки ППТ в действие производится как в автоматическом, так и в ручном (дистанционном) режиме. Система пожаротушения находится в положении готовности к пенообразованию и подаче пены в очаг пожара любого цеха. На Мыльджинском НГКМ имеется собственная пожарная часть.

5.3 Экологическая безопасность

Анализ воздействия объекта на атмосферу

Источники выбросов загрязняющих веществ делятся на «организованные» и «неорганизованные». Источниками постоянных «организованных» выбросов загрязняющих веществ на рассматриваемых промплощадках при низкотемпературной сепарации газа являются:

- дыхательные клапаны резервуаров и емкостей;
- факел при сжигании затворного газа и газов дегазации и выветривания.

Таблица 26 – Перечень источников выбросов в атмосферу

Наименование производства и источников выброса	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Наименование вещества	Периодичность	Годовая величина залповых выбросов, тонн
ТМПГ №1: сепаратор С-1/1.	без.обезвр., без утилиз.	Углеводороды предельные С ₁ -С ₅	постоянно	15,732

Специальные мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ не разрабатываются. В связи с тем, что объекты газовой промышленности являются предприятиями с непрерывным режимом работы, для них предусматриваются мероприятия общего характера, согласно РД 52.04.52-85.

Анализ воздействия объекта на гидросферу

Для предотвращения попадания в водную среду загрязняющих веществ (химреагенты, ГСМ и др.) с промплощадок проведено их обвалование с устройством гидроизоляционной подушки. Организованный отвод дождевых и талых вод с территории промплощадки производится по специальным водоотводным канавам, по которым вода собирается в специальные отстойники. По мере накопления вода подается на очистные сооружения.

Важнейшим мероприятием по защите поверхностных вод на территории месторождения является очистка хозяйственных и промышленных сточных вод до установленных требований. Очищенные промышленные сточные воды закачиваются в поглощающие скважины сеноманского горизонта, а хозяйственные сточные воды, после очистки на установке «Биодиск-350», сбрасываются на рельеф.

Анализ воздействия объекта на литосферу

На установке комплексной подготовки газа предусмотрена колонна отдувки метанола, что позволяет значительно снизить концентрацию метанола, закачиваемую в пласт. Тем самым не наносится вред литосфере.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ возможных ЧС

Взрыв и пожар представляет собой большую опасность как для персонала, так и для окружающей среды. Причиной возникновения пожара и

взрыва на установках промысла является разгерметизация трубопровода в следствии человеческого фактора, износа оборудования или стихийного бедствия.

Меры по предупреждению взрыво и пожароопасной обстановки

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в печах огневого нагрева открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев конденсата друг о друга или со стенкой трубы.

Безопасность труда обеспечивается соблюдением в проекте требований действующих норм и правил. Для обеспечения безаварийной работы технологических установок УКПГ проектом предусмотрены:

- герметизация оборудования и трубопроводов;
- применение для тепло- и звукоизоляции трубопроводов и оборудования негорючих материалов;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций на площадках УКПГ;
- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматике, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими надежность и безаварийность работы;
- применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;
- защита газопровода от электромагнитной индукции, статического электричества;

Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Ответственность за ликвидацию аварии, до приезда ответственного руководителя (начальника службы, главного инженера), несет сменный инженер объекта, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер (начальник службы) промысла обязан вмешаться в ход ликвидации аварии вплоть до отстранения сменного инженера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

Ликвидация аварий производится согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), утвержденного главным инженером Общества. 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.

Заключение

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

Подготовка газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении осуществляется методом низкотемпературной сепарации с использованием клапана Джоуля-Томсона. В связи, с возникновением проблемы транспорта газа в будущем по газопроводу из-за частичной конденсации паровой фазы. А также с учетом того, что эксплуатация газопровода в режиме транспорта двухфазной системы не является оптимальной и ведет к повышенным потерям давления, снижению производительности и выбросам жидкостных пробок на выходе из газопровода. Нарушается стабильная работа аппаратов станций дополнительного компримирования газа. В связи с этим было принято решение о модернизации существующей технологии подготовки газа с помощью установки турбодетандера для повышения степени извлечения углеводородов C_{3+} .

В данной работе проведен анализ увеличения степени извлечения конденсата и пропан-бутана путем модернизации технологии подготовки газа на Мыльджинском НГКМ, что позволяет повысить степень извлечения углеводородов C_{5+} на 7,7%, C_3-C_4 на 30%. Так же были подобраны технологические параметры при которых достигается максимальных выход необходимых фракций углеводородов:

- температура газа на входе в установку плюс 10 °С
- давление на входе 7,2 МПа.

При заданных параметрах точка росы по углеводородам составляет -35,2 °С.

Экономическая эффективность применения турбодетандерных агрегатов позволит получить годовой экономический эффект в размере 1063 млн.руб.

Список использованных источников

1. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2012. – 630 с.:ил.
2. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 776 с.:ил.
3. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
4. Воронцов М.А., Федулов Д.М., Грачев А.С. Методический подход к расчетному исследованию промысловой подготовки природного газа к транспорту по технологии низкотемпературной сепарации с применением турбодетандерных агрегатов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», 2016. №2 (26). С.105–111.
5. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 450 с.
6. Давлетов К.М., Глазунов В.Ю., Эльберт И.П. Анализ пиковых режимов установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения // нефтегазовое дело: электронный научный журнал, 2013. №5. С.170–178.
7. Дунаев А.В., Истомин В.А., Кубанов А.Н. Особенности технологических процессов промысловой подготовки природного газа с низким конденсатным фактором // Газовая промышленность, 2015. №11. С.80-83
8. Елизарьева Н.Л., Колчин А.В., Коробков Г.Е. Анализ влияния характеристик газа на эффективность узла редуцирования // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2015. №4 (102). С.178-184.
9. Жданова Н. В., Халиф А. Л. Осушка природных газов. Изд.2-е, перераб.и дополн. М., Недра 1984г. 160 с

10. Кидни А., Парриш У.Р., Маккартни Д. Основы переработки природного газа: пер. с англ. яз. 2-го изд. под ред. О. П. Лыкова, И. А. Голубевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2014. – 664 с., ил.
11. Колокольцев С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.
12. Кубанов А.Н., Воронцов М.А., Федулов Д.М. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УПГ №2 Бованенского НГКМ // Научно-технический сборник «Вести газовой науки», 2013. №4 (15). С.84–89.
13. Петрухин В.В., Петрухин С.В. Справочник по газопромысловому оборудованию. – М.: Инфа-Инженерия, 2013. – 928 с.
14. Пресс-служба администрации Томской области /Томской области – 70 лет. – URL: <http://xn--80adaiccm8f.xn--plai/articles/media/2014/9/10/tomskoj-oblasti-70-let/> (дата обращения: 20.10.2017)
15. Проворная И. В., Филимонова И. В., Эдер Л. В. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа [Электронный ресурс] // Бурение и нефть. – 2014. – № 4. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2014-04/3> (дата обращения: 30.11.2018)
16. 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.
17. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. – М.:Недра, 2000. – 663 с.
18. Степанова Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. – М: Недра, 1974. – 224 с.
19. 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.: ил.

20. Технологические процессы и методы расчета оборудования установок подготовки углеводородных газов: учебное пособие / Г.К. Зиберт Е.П. Запорожец, А.Г. Зиберт, и др.; М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 447 с.: ил.
21. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения». – ОАО «Томскгазпром», 2016. – 571 с.
22. Методы обработки и переработки природного газа и конденсата. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.neftemagnat.ru/enc/75>, свободный. – Загл. с экрана;
23. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2006.
24. Williams, K. D.; Devlin, J. P. P. Formation and Spectra of Clathrate Hydrates of Methanol and Methanol-Ether Mixtures. *J. Mol. Struct.* 1997, 416 (1–3), 277–286.
25. Nakayama, H.; Hashimoto, M. Hydrates of Organic Compounds. V. The Clathrate Hydration of Alcohols. *Bull. Chem. Soc. Jpn.* 1980, 53 (9), 2427–2433.
26. Davidson, D. W.; Gough, S. R.; Ripmeester, J. A.; Nakayama, H. The Effect of Methanol on the Stability of Clathrate Hydrates. *Can. J. Chem.* 1981, 59 (17), 2587–2590.
27. Makiya, T.; Murakami, T.; Takeya, S.; Sum, A. Synthesis and Characterization of Clathrate Hydrates Containing Carbon Dioxide and Ethanol. *Phys. Chem.* 2010.

Приложение А

DISSOCIATION OF HYDRATES

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Федулаев М.А.		

Руководитель ВКР

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Миронова В.Е.			

Introduction

Gas hydrates are solid crystalline compounds that are part of the clathrate family. A clathrate is a simple combination of a molecule of matter captured in a network of molecules of another substance. Clathrate water is called hydrates. Net-like structures are formed in their structure due to the hydrogen bonding of water molecules that create some holes.

This unstable structure is called an empty network of hydrates, which at a certain temperature and pressure in the presence of various gas components with a suitable size and shape can be converted into a stable structure. In the crystals of this type, no chemical bonds are formed between the water and gas molecules, and the only factor due to which the stability of the crystals is formed is the formation of new hydrogen bonds between the host molecules and the van der Waals forces that are created between the host molecule (water) and a guest molecule (gas). In its structure, the hydrate is similar to ice, with the difference that hydrate crystals can be stable at a higher temperature than the temperature at which ice melts, and do not melt when the excess pressure is higher than the ambient pressure.

Additional elements, such as mechanical impurities, cause a similarity between the hydrate and ice crystals, increase the volume and heat release during its formation. Gas hydrates are a combination of light gases, such as ethane, methane, under certain conditions of temperature and pressure (low temperature and high pressure), which combine with water molecules and create a substance similar in structure to ice.

The main factors that play a role in hydrate formation are the crystal structure of water molecules (the main factor), gas molecules for the full crystalline structure, high pressure and low temperature.

To prevent hydrate formation, at least one of these factors should be applied to change the hydrate formation conditions. In the case of pressure control, the system should be designed so that the working pressure in the pipeline or apparatus is less than the pressure of hydrate formation from the point of view of

thermodynamics. This method in many cases, especially when it is necessary to maintain a certain pressure in the system (gas transportation), is ineffective.

Hydrate structure

The hydrate structure on average consists of 85% water, and a large number of its mechanical properties are similar to the properties of ice. Now we need to talk a little about the water molecule and its structure. The most widespread form of solid water is ice; its molecular structure is shown in Figure 1.

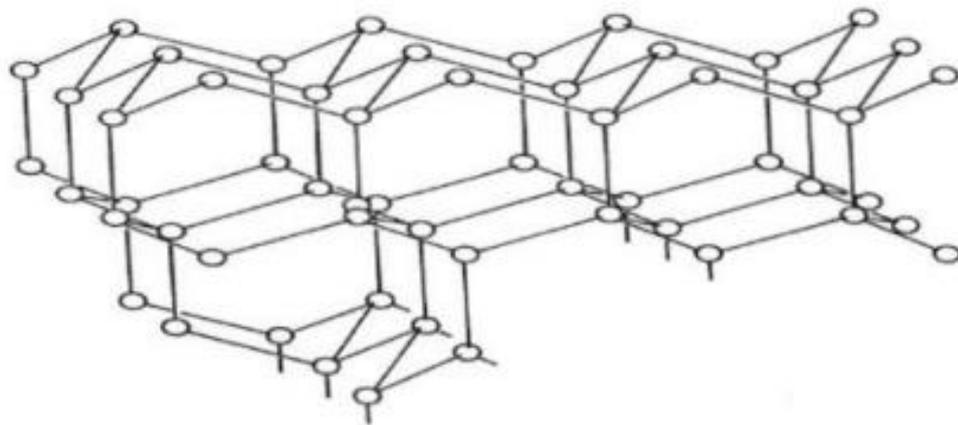


Figure 1 – Basic crystal structure of ice

Structure I

Structure I more often consists of smaller molecules such as ethane, methane, carbon dioxide. In this structure, two 5^{12} holes (small holes) and six $5^{12}6^2$ holes (large holes) together form this space, by sharing sides due to repeated network in space. Thus, this structure consists of 46 water molecules per unit cell and contains eight holes for gas molecules, of which 2 holes are small and 6 are large with a cubic structure. Therefore, in this structure there are 46 water molecules per eight gas molecules. Structure I has about four percent deviation from the spherical shape (Figure 2).

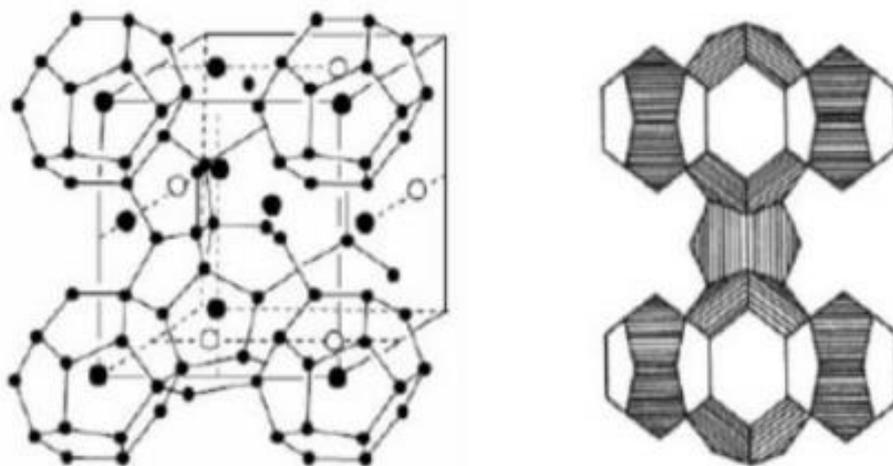


Figure 2 – Structure I view.

Structure II

Molecules whose diameter is from 5 to 7.6 angstroms, which cannot be attached to structure I, can occupy structure II. Therefore, structure II consists of larger molecules such as isobutane and propane. In this structure, sixteen 5^{12} holes (small holes) and eight $5^{12}6^2$ holes (large holes) form a space, dividing the surface. Thus, this structure contains 136 water molecules per unit cell, and it has 24 holes for gas molecules, of which sixteen are large holes and eight are small [24].

This means that this structure contains 136 water molecules per 24 gas molecules. Structure II has a 10 percent deviation from the spherical shape. Thus, it has a structure closest to spherical among hydrated structures. This structure is suitable for sweetening water (Figure 3).

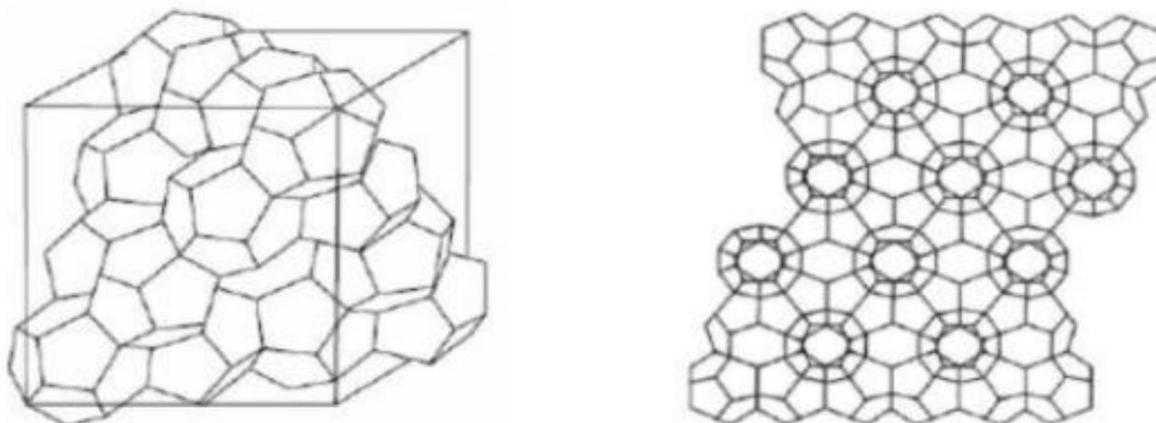


Figure 3 – Structure II view.

Structure H

This structure became known in 1987 and is still less studied than structures I and II. Structure H consists of a combination of three 5^{12} holes (small), two $4^35^66^3$ holes (medium) and one $5^{12}6^8$ holes (large holes).

Thus, this structure contains thirty-four water molecules per unit cell and it has six holes for gas molecules, three of which are small, one large and two middle holes. Therefore, in this structure, thirty-four water molecules per six gas molecules.

Structure H cannot exist if there are heavy components of natural gas such as isobutane and propane. Such a structure is called a double structure, and for its formation to occur, small molecules, such as methane, and a large molecule, such as methylcyclohexane, must be available to stabilize its structure. The most important mechanical property of H structure is low reservoir pressure and high storage capacity (Figure 4).

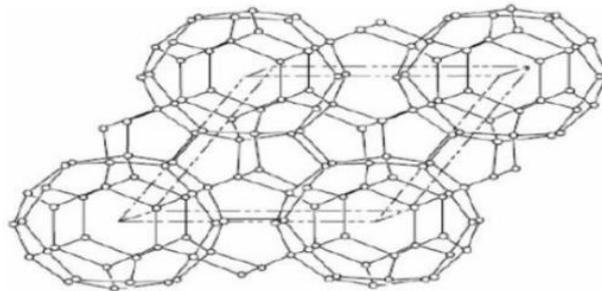


Figure 4 – Structure H view

The effects of additives on the formation of hydrates

Additives applied to hydrates can be divided into 4 types:

- inhibitors;
- additives resistant to hydrates of one of the structures I, II or H;
- thermodynamic additives;
- Kinetic additives.

Many thermodynamic models can be predicted to detect the formation of hydrates, which were obtained as a result of various changes and modifications in the Vdw-p model (provided by van der Waals and Platteu). The basis and purpose of the vdw-p model is the assumption of similar hydrate formation and Langmuir adsorption. Although the adsorption mechanism can interpret the properties and non-stoichiometric states of hydrates, there is a big difference between the two processes. In 1959, van der Waals and Platty proposed the basic equations for gas hydrates, which are based on classical thermodynamics; in these equations, the equilibrium pressure and the temperature of hydrate formation are related to the potential difference between the hollow and filled hydrates [25]. The main sentences of this model are as follows:

1. Guest gas molecules enter spherical openings;
2. Each hole contains only zero or one guest gas molecule;
3. There is no interaction between gas molecules in a neighboring hole;
4. It is assumed that the guest gas molecules are quite small and their presence does not deform the hydration network.

The difference between the chemical potential of water in hydrate network case H and pure water case α is expressed as follows:

$$\mu_W^H - \mu_W^\alpha = (\mu_W^\alpha - \mu_W^\beta) + (\mu_W^\alpha + \mu_W^\beta) \quad (1)$$

At equilibrium, the chemical potential of water in the hydrate phase is equal to the chemical potential of water in the liquid phase, so we can write:

$$\mu_W^H = \mu_W^\alpha \rightarrow \mu_W^\beta - \mu_W^H = \mu_W^\beta - \mu_W^\alpha \rightarrow \mu_W^{\beta-H} = \mu_W^{\beta-\alpha} \quad (2)$$

Based on the Van der Waals and Platteeuw model, the potential difference between the water in the hollow hydrate network (β) and stabilized hydrate network

(H) $\mu_W^{\beta-H}$ represents a stabilizing impact of gas molecules adsorption within the hydrate network. it is calculated as follows:

$$\mu_W^{\beta-H} = \mu_W^{\beta} - \mu_W^H = RT \sum_{i=1}^N V_i (1 - \sum_{i=1}^N Y_{ki}) \quad (3)$$

$$Y_{ki} = \frac{C_{ki} \cdot f_j}{1 + \sum_{j=1}^N C_{ji} \cdot f_j} \quad (4)$$

Van der Waals and Platteeuw provided the following equation using Lennard-Jones theory to calculate the Langmuir constant:

$$C_{ki} = \frac{4\pi}{kT} \int_0^{R-a} \exp\left(\frac{-\omega(r)}{kT}\right) r^2 dr \quad (5)$$

Fugacity of hydrate gas constituent components in the gas phase can be obtained by the following equation:

$$f_i = y_i \cdot \varphi_i \cdot P \quad (6)$$

The reason of inhibitory of these compounds can be assigned to their salt property. The comparison of thermodynamic effect of two ionic liquids on hydrate of carbon dioxide indicates that ionic liquid inhibitor is stronger. Ionic substances used in carbon dioxide hydrate show enhancer behavior that the reason for this behavior can be attributed to the solubility of carbon dioxide in ionic liquids. Generally, dissolution of acid gases such as carbon dioxide in ionic liquids is high that causes the accelerated kinetics of formation and enhancer behavior of these liquids in hydrate of carbon dioxide. In another study the system includes pure carbon dioxide with a mixture of methanol inhibitors and sodium chloride with different wt% was analyzed [24]. As is clear from the (figures 5,6) obtained in this case, the hydrate formation pressure rises sharply by increasing the concentration of both inhibitors that is the result of a combined effect of inhibitors. Salts act in solution by absorbing dipoles of water molecules. These molecules tend to be combined with ions rather than forming a network around the gas molecules in solution. Thus, in a certain pressure, the formation of hydrate network of water molecules requires lower temperature and therefore the solubility of gas in water is reduced.

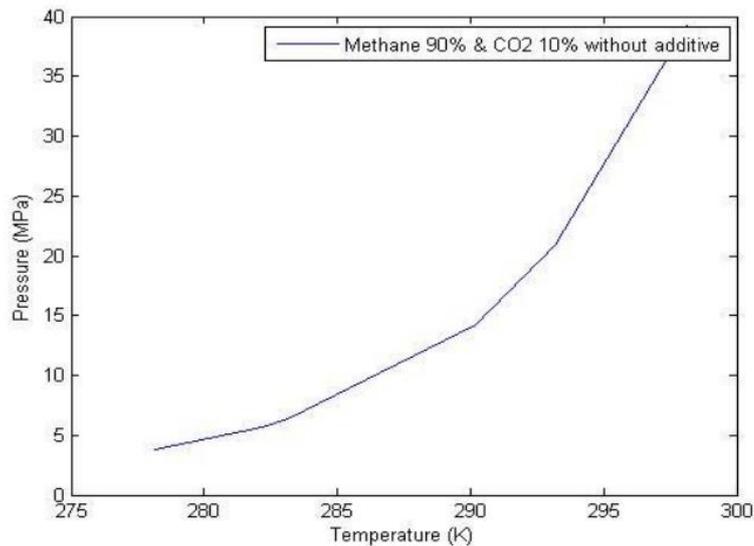


Figure 5 – Hydrate formation conditions for 90% methane and 10% carbon dioxide without Inhibitor

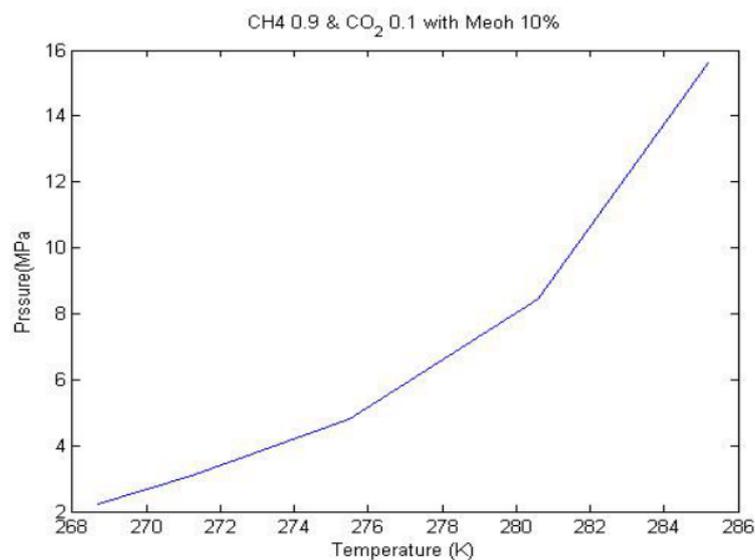


Figure 6 – Hydrate formation conditions for 90% methane and 10% carbon dioxide with 10% methanol Inhibitor

Hydrate formation conditions

There are several factors that strongly influence hydrate formation, and several that have a more minor effect. The factors that strongly effect hydrate formation are:

- Dew point - the gas must be at or below the dew point for hydrates to form;
- Low Temperature;

- High Pressure;
- Gas Composition.

Factors with a more minor effect on hydrate formation are:

- Mixing;
- Nucleation sites;
- Kinetics;
- Salinity.

Hydrate formation is strongly correlated to fluid composition, so care must be taken when generalizing or extrapolating data related to hydrate formation. The chart above shows the hydrate formation conditions for pure methane, and a 10% ethane-methane mix (figure 7).

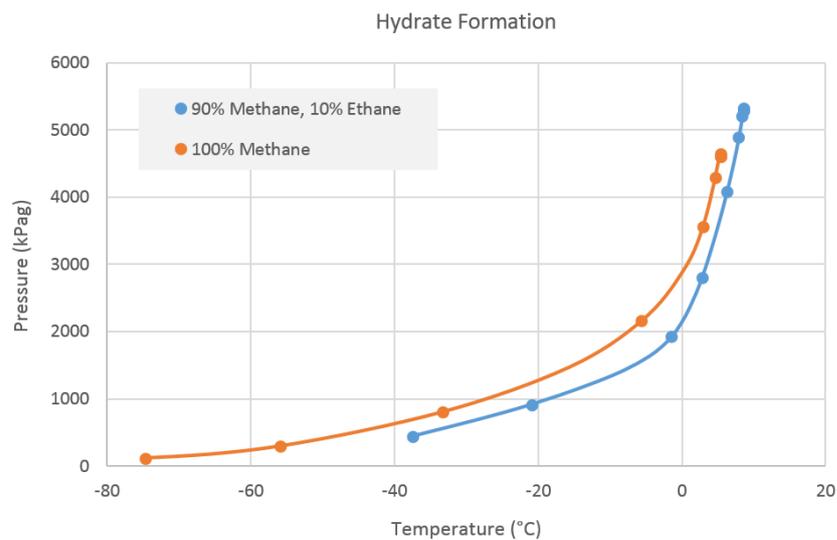


Figure 7 – Hydrate Formation Curve

There are several potential consequences of hydrate formation of varying degrees of severity these may include:

- Reduction of flow in pipe lines;
- Blocking of pipe lines;

- Fouling of equipment;
- Blocking of instruments;
- Trapping pockets of fluid or pressure.

These consequences range in severity from nuisance efficiency losses, such as the restriction flow in a line, or the fouling of a heat exchanger all the way to critical hazards, such as blocking safety critical instrumentation or valves [25].

The prevention of hydrate formation is preferable to remediation to ensure safety and efficiency of the plant is maintained in addition to increased difficulty and cost of remediation relative to prevention. Some common hydrate prevention techniques are described as follows.

Where suitable, a temperature control system can be implemented to keep the temperature of the gas above the dew point as hydrates will not form below this temperature. A specific dew point monitoring or moisture analyzing device can be used to aid the temperature control.

A heater may be used to prevent gas from reaching its dew point, this is particularly useful when the expected temperature drop is known in advance. For example during pressure let down through a control valve, a water bath may be used to pre-heat the gas before the valve so that the final temperature leaving the valve is above the dew point.

Dehydration

Reduction of the quantity of water vapor in a gas will lower the dew point and therefore lower the likelihood of hydrate formation. Several dehydration technologies are available including:

- Molecular sieves - typically a silicate compound with very small pores which can trap water molecules selectively;
- Glycol dehydration - typically triethylene glycol (TEG) although diethylene glycol (DEG), ethylene glycol (MEG) and tetraethylene glycol (TREG) may also be used.

Depression of the hydrate formation temperature can be achieved through the injection of thermodynamic inhibitors such as methanol or ethylene glycol (MEG). These inhibitors are usually required to be injected at a high rates, typically 40-60 wt% of the water content. Kinetic rate inhibitors and anti-agglomerates are usually surface-active compounds, polymers and copolymers with surfactant properties. Kinetic rate inhibitors greatly reduce the rate of formation of hydrates. Anti-agglomerates prevent the hydrates from combining together and attaching to fixed surfaces, allowing them to remain transportable through a pipeline and removed in a convenient location [25].

Hydrate remediation

These are several steps which may be employed to remove hydrates once formed. These can be implemented individually or in combination. Care must be taken when decomposing hydrates as there are several risks associated with their removal:

- Hydrate dissociation can lead to the rapid release of water vapor and gas, which can dramatically increase the pressure in a closed system;
- Multiple hydrate plugs may trap pressure and flammable fluid between them;
- Heating and Pressure Reduction;
- Dissociation of hydrates can be promoted through the application of heat or reductions in pressure.

Chemical Injection

Methanol or glycol injection can be used to break down the hydrates. The conditions under which this is an appropriate strategy depends on the positioning of the hydrates as the injected fluid must have direct contact with the hydrate formation. For example, it is unlikely to be economical to use this strategy to remove hydrates from the circumference of a long horizontal pipeline due to the requirement to fill the pipe completely.

Effects of stirring and cooling on methane hydrate formation in a high-pressure isochoric cell

A lab-scale isochoric high pressure titanium cell with an inner volume of 145 ml has been used to study the effects of stirring and cooling rates on methane hydrate nucleation and growth. Methane gas of scientific grade 5.5 (purity 99.9995%) has been used as hydrate forming gas together with distilled water (DIW). Real-time temperature and pressure have been monitored by separate sensors, exposed directly to the inner part of the cell where the hydrate formation process took place. A magnetic drive offers stirring power with adjustable stirring rate from 0 to over 1000 rpm. In this work stirring rates of 220, 440 or 660 rpm have been applied. A similar 3C system (Closed, Constant volume, Continuous cooling) was applied in this work, as used by Svartaas and Fadnes for their studies on methane hydrate equilibrium dissociation conditions in methane – DIW system with and without thermodynamic inhibitors present. In their studies, the temperature gradient has been kept constant with a very low rate of 0.3 °C/h during the formation and dissociation cycles. However, they focused their study on the final hydrate dissociation points where low heating rate is required to maintain system at localequilibrium throughout the dissociation process. Higher cooling rates have been applied in this work. A programmable refrigerated and heating circulator produced desired cooling rates of 0.5, 2, 6 and 10 °C/h. A more detailed description of the experimental setup and experimental procedure is given in other paper presented at ICGH 2011 by Ke et al. We have used a water volume of 10 ml for nucleation experiments and 100 ml for growth experiments in this work. The effect of molar liquid water-gas ratio on methane hydrate nucleation and growth was presented in other paper by Ke et al.

Effect of Stirring on Hydrate Formation

The measured effects of stirring rates on induction time and subcooling at point of spontaneous methane hydrate nucleation (PSN) are given in (table 1). The average values \pm SD were based on a total number of 10 parallel experiments for each dataset. During all the experiments other conditions such as water / gas ratio,

cooling rate, initial P and T conditions at start of experiments were kept constant (10 ml DIW + 135 ml methane gas, 6 °C/h, 90.5 bar, 14.1 °C respectively).

Table 1 – Results of nucleation tests with varying stirring rates

Stirringrate (rpm)	Inductiontime (min)	Subcooling(°C)
220	49.0±5.7	4.6±0.6
440	37.3±6.8	3.6±0.7
660	39.5±4.3	3.8±0.4

At constant cooling rate, dT/dt (6 °C/h), induction time t_i is linearly related to the degree of subcooling, ΔT , as given by equation:

$$t_i = \frac{\Delta T}{dT/dt} \quad (7)$$

On (figure 8) shows average degree of subcooling \pm SD (standard deviation) at the different stirring rates examined. Taking the \pm SD into consideration all induction times and sub-cooling values are within overlapping regions and are thus not significantly different. The stippled curve (cubic spline fit) in Figure 1 should thus only be taken as illustrative [24].

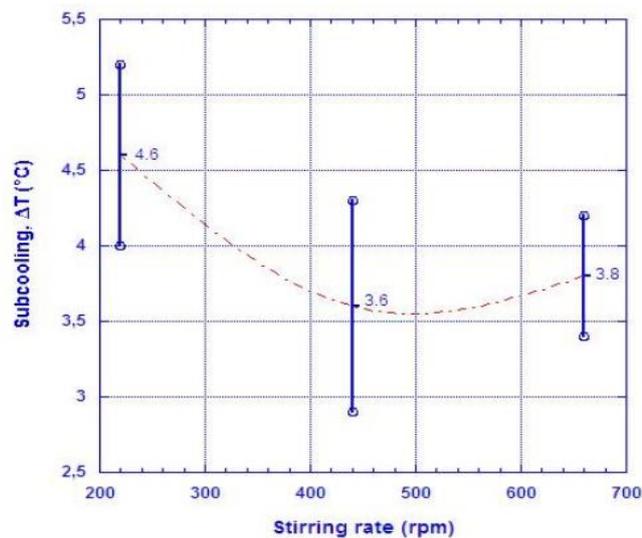


Figure 8 – Degree of subcooling with varying stirring rates. The stippled curve is based on cubic spline fit of the average ΔT

As described in the other paper by Ke et al., the model by Kashchiev et al. for calculating time-dependent average nucleation rate, J ($\text{m}^{-3}\text{s}^{-1}$), as given by equation below, has been applied in the present work.

$$J = K_i \exp \left[-b / \left(1 - \frac{\Delta T}{T_e} \right) \left(\frac{\Delta T}{T_e} \right)^2 \right] \quad (8)$$

With continuous cooling, T_e and ΔT in equation (8) refer to the equilibrium temperature and time dependent degree of sub-cooling at experimental pressure, respectively. $\Delta T/T_e$ is a relative degree of sub-cooling. Equation (8) above also involves a kinetic factor, KJ ($\text{m}^{-3} \text{s}^{-1}$), and a dimensionless thermodynamic parameter, b . The kinetic factor KJ and the thermodynamic parameter b in equation (8) have been set to be $1.00\text{E}+21 \text{ m}^{-3} \text{ s}^{-1}$ and 0.38 for cubic nuclei respectively. We have explained the feasibility of applying equation 8 with a further explanation on use of parameters KJ and b in paper presented by Ke et al [25].

Based on this model, the average nucleation rate at the different stirring rate applied has been calculated along the cooling process for the last 10 minutes prior to PSN (Point of Spontaneous Nucleation), as shown in (figure 9). The time elapsed before hydrate onset had been negative since the onset point was defined as time zero for the process.

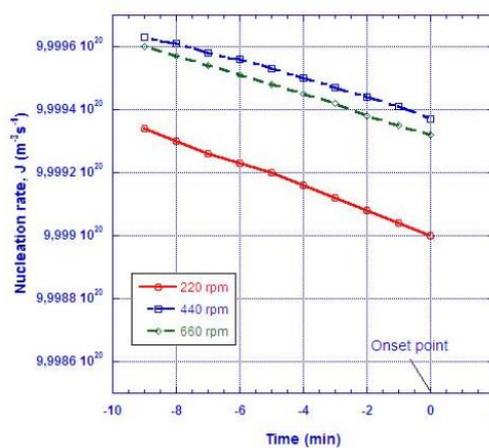


Figure 9 – Average nucleation rate, $J(\text{m}^{-3} \text{s}^{-1})$ for the last 10 min before hydrate onset point in stirring rate tests

From (table 1) and (figures 8 and 9), it can be seen that a reduction of the stirring rate from 660 rpm to 220 rpm, the induction time t_i and degree of sub-cooling, ΔT at PSN both increased slightly, while the average nucleation rate during the last 10 minutes prior to PSN decreased. This observation was consistent with the theory that higher stirring rate helps bring and disperse newly formed hydrate nuclei from gas-liquid interface into bulk liquid phase. Higher stirring rate also helps reduce mass and heat transfer resistance around all newly formed hydrate nuclei. 440 rpm stirring rate apparently caused reduced induction time than observed at 660 rpm, though not significantly different. Similarly the average nucleation rate during the last 10 minutes prior to PSN appeared to be slightly higher at 440 rpm than at 660 rpm. Recall theories mentioned in the Introduction section on effect of physical agitation on hydrate nucleation, some researchers claimed that there was an upper limit of stirring rate above which higher stirring rate would no longer affect the nucleation kinetics. This helps explain the close results from 440 rpm and 660 rpm experiments. In the present work we have assumed that the effect of physical stirring power on hydrate nucleation is a struggling balance between nuclei/nuclei size distribution in the bulk phase and a contribution to progressive nuclei growth. Only a stirring rate that can 1) maximize its efficiency to distribute the newly and continuously forming nuclei into a whole bulk phase and 2) reduce mass and heat transfer resistance while at the same time not retard the progressive nuclei growth (by means of generating fluid turbulence for example), could be considered a most appropriate stirring rate. In this sense, 440 and 660 rpm could be deemed as both appropriate to promote nucleation in this case, with a trend that an even higher stirring rate would probably no longer be applicable. Analyzing growth rates over a 20 min period after PSN and nucleation rates during the last 10 min prior to PSN, a total hydrate formation time of 30 min was analyzed in the present study. This time period is deemed long enough to acquire data and knowledge on hydrate nucleation and growth. It also applies to the following work in this paper regarding the effect of cooling on methane hydrate formation. Growth results at the examined stirring rates

are given in (table 2). All growth experiments were conducted in excess water system using 100 ml DIW + 45 ml methane gas at a constant cooling rate of 6 °C/h.

Table 2 – Measured and calculated growth data obtained within the first 20 min after hydrate onset at the examined stirring rates.

Stirringrate (rpm)	Totalgasintake (bar)	Initial growth rate (bar/min)	Average growth rate (bar/min)
220	3,2	0,11	0,16
440	12,5	0,47	0,63
660	19,2	0,83	0,96

(Figures 10 and 11) shows time-dependent gas consumption (in bar) and gas consumption rate (in bar/min) at the different stirring rates applied. A pseudo-steady-state approximation was made, assuming that at any time the rate of gas consumed by growing hydrate equals the rate of gas consumed from the gas phase. It is not always proper to apply this assumption. A representative circumstance would be that if system temperature undergoes very fast change, the resulting change of gas solubility in the bulk liquid phase may lead to a sufficient difference in gas consumption rate and hydrate growth rate. For simplicity, the gas consumption rate as measured directly from experimental pressure drop due to hydrate formation was equivalently taken as hydrate growth rate in this work. In these calculations the baseline pressure was estimated from PT relation in system prior to hydrate formation.

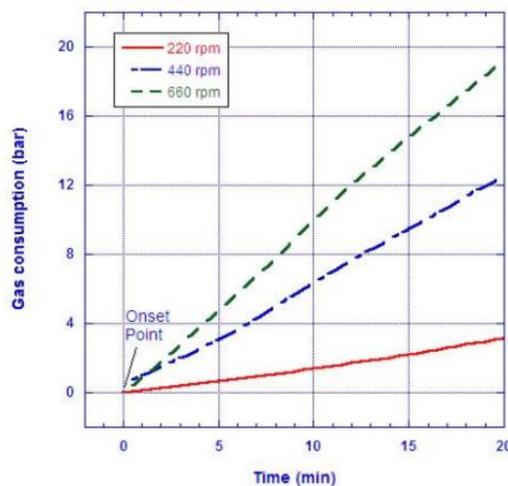


Figure 10 – Gas consumption as function of time at the stirring rates examined

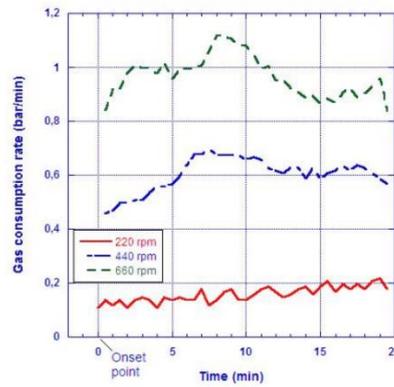


Figure 11 – Gas consumption rate during the first 20 min after hydrate onset at the different stirring rates applied

(Figures 12 and 13) below show total gas intake (bar) and the initial and average growth rate (bar/min) respectively.

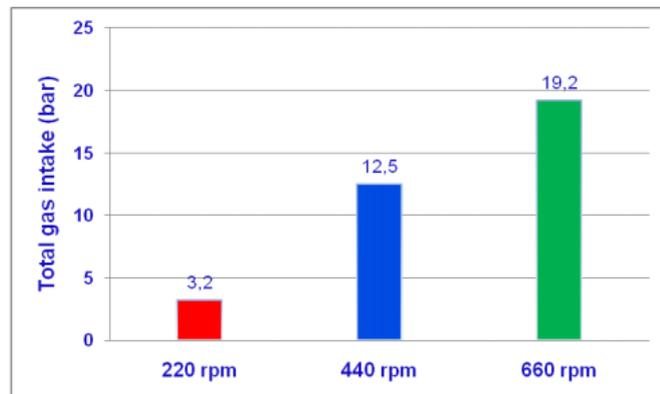


Figure 12 – Total gas intake at examined stirring rates within the first 20 min after hydrate

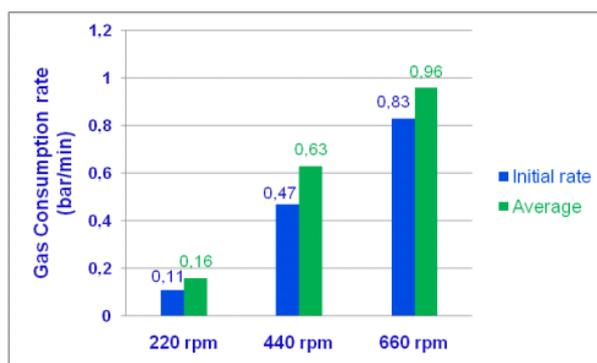


Figure 13 – Graph showing the initial and average gas consumption rate during the first 20 min after hydrate onset at the examined stirring rates

As seen from (table 2 and figures 10 to 13) total gas intake, initial hydrate growth rate and average growth rate increased with increasing stirring rate during the first 20 min after hydrate onset. The increases are apparently linear functions of stirring rate over the range of stirring rates examined.

A higher stirring rate promoted remarkably the hydrate growth at an early stage of catastrophic hydrate formation, as shown in (figure 10). It is also seen from (figure 11) that the smooth and progressive methane hydrate formation held true at all varying stirring rates, at around a stable speed respectively, from approximately 0.2-1 bar/min. With experimental studies on methane and ethane hydrate formation, Skovborg and Rasmussen also reported a similar hydrate growing behavior with an almost constant growth rate. They assumed that the transport of gas molecules from gas phase to bulk liquid phase was the rate limiting step for hydrate growth. If this gas transport process is stable, a constant and stable growth rate could also be expected.

A comparison with previous nucleation results of stirring rate experiments has suggested that although a higher stirring rate does not necessarily promote hydrate nucleation, it does promote hydrate growth in a more predictable manner. This could be most probably due to the fact that a high stirring rate helps improve gas diffusion from gas phase into the bulk liquid phase and also increase the total contact area for hydrate nuclei to grow with more sufficient gas and water supply during the time period of 20 min for comparison. Considering effects of stirring on both methane hydrate nucleation and growth, 660 rpm was considered to be the most suitable stirring rate for promotion of methane hydrate formation and thus taken as a default stirring rate in further studies.

This investigation has presented an experimental study on the effects of stirring and cooling on methane hydrate nucleation and growth in isochoric cell experiments. The effect of stirring on hydrate nucleation is taken as a balance of

nuclei/nuclei size distribution in the bulk phase and a contribution to progressive nuclei growth. Meanwhile, increasing stirring rate would increase total gas consumption and hydrate growth rate. For hydrate formation it is necessary to choose an appropriate stirring rate considering its effects on both nucleation and growth. The effect of cooling on methane hydrate nucleation oscillated slightly at lower cooling rates, while higher cooling rates promoted hydrate growth to a seemingly saturated level. Hydrate nucleation is stochastic, while hydrate growth is a continuous crystallization process. An appropriate stirring rate and cooling rate should be carefully chosen for specific hydrate studies.

Приложение Б

Раздел 4

Таблицы расчета привлекательности текущего проекта

Таблица 19 – Расчет привлекательности текущего проекта УНТС с клапанами Джоуля-Томсона

Год	СОГ, тыс. куб.м/г	ПБТ, тыс. т/г	Стабильный конденсат, тыс. т/г	Внутренняя цена на СОГ за 1 тонну + НДС, руб	Внутренняя цена на ПБТ за 1 тонну + НДС, руб	Внутренняя цена на на конденсат на внутреннем рынке за 1 тонну + НДС, руб	Внутренняя цена на на конденсат нешнем рынке за 1 тонну + НДС, \$/т	выручка, млн руб	Дисконтная ставка	Капитальные затраты, млн. руб	амортизация	остаговая стоимость, млн. руб	Операционные затраты, млн. руб	налогооблагаемая прибыль, млн. руб	налог, млн. руб	Прибыль, млн руб	дисконтированная прибыль, млн руб	ЧДД, млн.руб
2013									1.00					0	0	0	0	0
2014	2917	137	203	2807	13555	7495	511	13125	0.91				100	13025	5861	7164	6512	6512
2015	2754	129	191	2905	14029	7757	529	12828	0.83				107	12721	5724	6997	5782	12295
2016	2475	116	172	3007	14520	8029	547	11932	0.75				114	11818	5318	6500	4883	17178
2017	2313	109	161	3112	15029	8310	567	11541	0.68				123	11418	5138	6280	4289	21467
2018	2014	95	140	3221	15555	8601	586	10398	0.62				131	10267	4620	5647	3506	24974
2019	1837	86	128	3334	16099	8902	607	9818	0.56				140	9678	4355	5323	3005	27978
2020	1664	78	116	3451	16663	9213	628	9205	0.51				150	9054	4074	4980	2555	30534
2021	1488	70	103	3571	17246	9536	650	8521	0.47				161	8361	3762	4598	2145	32679
2022	1304	61	91	3696	17849	9869	673	7725	0.42				172	7554	3399	4154	1762	34441
2023	1161	54	81	3826	18474	10215	696	7120	0.39				184	6936	3121	3815	1471	35912
2024	1063	50	74	3960	19121	10572	721	6745	0.35				197	6549	2947	3602	1262	37174
2025	993	47	69	4098	19790	10942	746	6521	0.32				210	6310	2840	3471	1106	38280
2026	887	42	62	4242	20483	11325	772	6029	0.29				225	5804	2612	3192	925	39204
2027	821	39	57	4390	21199	11722	799	5778	0.26				241	5537	2492	3046	802	40006
2028	773	36	54	4544	21941	12132	827	5630	0.24				258	5372	2417	2955	707	40714
2029	742	35	52	4703	22709	12557	856	5596	0.22				276	5320	2394	2926	637	41350
								138512					2789			74648	41350	

Таблица 20 – Расчет привлекательности проекта УНТС с турбодетандером

Год	СОГ, тыс. куб.м/г	ПБТ, тыс. т/г	Стабильный конденсат, тыс. т/г	Внутренняя цена на СОГ за 1 тонну + НДС, руб	Внутренняя цена на ПБТ за 1 тонну + НДС, руб	Внутренняя цена на на конденсат на внутреннем рынке за 1 тонну + НДС, руб	Внутренняя цена на на конденсат нешнем рынке за 1 тонну + НДС, \$/г	выручка, млн руб	Дисконтная ставка	Капитальные затраты, млн. руб	амортизация	остаговая стоимость, млн. руб	Операционные затраты, млн. руб	налогооблагаемая прибыль, млн. руб	налог, млн. руб	Прибыль, млн руб	дисконтированная прибыль, млн руб	ЧДД, млн.руб
2013									1.00	729	51	678		-51	-23	-706	-706	-706
2014	2859	178	218	2807	13555	7495	511	13758	0.91	300	68	910	100	13590	6115	7243	6584	5878
2015	2700	168	206	2905	14029	7757	529	13447	0.83		64	846	107	13276	5974	7366	6087	11966
2016	2426	151	185	3007	14520	8029	547	12508	0.75		59	787	114	12335	5551	6843	5141	17107
2017	2267	141	173	3112	15029	8310	567	12098	0.68		55	732	123	11920	5364	6611	4516	21623
2018	1974	123	151	3221	15555	8601	586	10900	0.62		51	680	131	10718	4823	5946	3692	25315
2019	1801	112	137	3334	16099	8902	607	10292	0.56		48	633	140	10104	4547	5605	3164	28479
2020	1631	102	124	3451	16663	9213	628	9649	0.51		44	588	150	9454	4254	5244	2691	31170
2021	1459	91	111	3571	17246	9536	650	8932	0.47		41	547	161	8731	3929	4843	2259	33429
2022	1278	80	98	3696	17849	9869	673	8098	0.42		38	509	172	7888	3550	4377	1856	35285
2023	1138	71	87	3826	18474	10215	696	7464	0.39		36	473	184	7244	3260	4020	1550	36835
2024	1042	65	79	3960	19121	10572	721	7071	0.35		33	440	197	6841	3078	3796	1330	38165
2025	973	61	74	4098	19790	10942	746	6835	0.32		31	409	210	6594	2967	3657	1165	39331
2026	887	42	62	4242	20483	11325	772	6029	0.29		29	381	225	5775	2599	3205	928	40259
2027	821	39	57	4390	21199	11722	799	5778	0.26		27	354	241	5511	2480	3058	805	41064
2028	773	36	54	4544	21941	12132	827	5630	0.24		25	329	258	5347	2406	2966	710	41774
2029	742	35	52	4703	22709	12557	856	5596	0.22		23	306	276	5297	2384	2936	639	42413
								144086					2789			77716	43119	