

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОЛА В ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕТОДОМ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

УДК 622.279.8:661.721

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Мамедов Рамин Рамиз оглы		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023г.

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

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Мамедов Рамин Рамиз оглы

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОЛА В ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕТОДОМ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–66/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по месторождению. Технологический регламент. Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Геологическое строение Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения; анализ существующих и применяемых методов борьбы с гидратообразованием; моделирование и анализ работы установки регенерации метанола на Заполярном НГКМ; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна

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

Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Мамедов Рамин Рамиз оглы		09.02.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Мамедов Рамин Рамиз оглы

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОЛА В ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕТОДОМ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Геолого-промысловая характеристика месторождения	30
	Теоретические основы процесса низкотемпературной сепарации	30
	Анализ повышения эффективности регенерации метанола на УКПГ-Х Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	20
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Мамедов Рамин Рамиз оглы		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 121 страницу, в том числе 27 рисунков, 19 таблиц, 4 приложения. Список литературы включает 37 источников.

Ключевые слова: ингибитор гидратообразования, осложнения при добыче газа, гидратообразование, гидрат, газовый гидрат, метанол, уменьшениерасхода метанола.

Объектом исследования является термодинамический ингибитор метанола процесс восстановления его физико-химических свойств.

Цель исследования – анализ повышения эффективности расхода за счет более качественного процесса его регенерации.

В процессе исследования были обобщены общие сведения о Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, рассмотрены общие сведения о гидратах, а также технологические участки промысловых систем, наиболее подверженные гидратообразованию. Рассмотрены основные и наиболее распространенные ингибиторы гидратообразования и проведен анализ их эффективности в борьбе с гидратообразованием. Проанализированы текущие способы восстановления концентрации метанола и предложены способы ее повышения.

Область применения: установка комплексной подготовки газа X.

Потенциальная экономическая эффективность связана с уменьшением расхода метанола и его рациональным использованием для борьбы с гидратообразованием за счет улучшения технологических показателей процессарегенерации метанола.

Обозначения, определения и сокращения

ЗНГКМ – Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение; ЭГ – этиленгликоль;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

КИГ – кинетический ингибитор гидратообразования;

ММП – многолетнемерзлые породы (породы, которые постоянно находятся в условиях отрицательных температур);

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ВМР – водометанольный раствор;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ЗПА – здание переключающей арматуры;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

КГС – куст газовых скважин;

МПК – межпромысловый коллектор;

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль;

РДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль;

ПУ – пробкоуловитель;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ЦОГ – цех осушки газа.

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ.....	7
ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	8
ОГЛАВЛЕНИЕ	9
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЯГКМ	13
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	13
1.2 ГАЗОНОСНОСТЬ.....	14
1.3 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ В ЗОНЕ ДРЕНИРОВАНИЯ УКПГ-Х	15
2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ	19
2.1 ОБЩЕЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ПРОЦЕССЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ.	19
2.2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ УСТАНОВОК НТС	21
2.3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ	26
2.3.1 Природа и строение гидратов	26
2.3.3 Физико-химические свойства гидратов	27
2.3.4 Условия формирования газовых гидратов	29
2.4 ТЕХНОЛОГИИ ОПТИМИЗАЦИИ РАСХОДА МЕТАНОЛА	45
2.5 ТЕХНОЛОГИЯ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА МЕТОДОМ РЕКТИФИКАЦИИ.....	47
2.6 ТЕХНОЛОГИЯ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА МЕТОДОМ ОТДУВКИ.....	51
2.7 ТЕХНОЛОГИИ РЕЦИРКУЛЯЦИИ МЕТАНОЛА НА ПРИМЕРЕ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	52
3 АНАЛИЗ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА НА УКПГ-Х ЯНГКМ.....	54
3.1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА УКПГ-Х.....	54
3.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	55
3.3 АНАЛИЗ ПРОЦЕССА РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	56
3.3.1 Схема установки регенерации метанола на УКПГ-Х Ямбургского месторождения	56
3.3.2 Анализ параметров работы установки регенерации метанола и подбор оптимальных значений.....	58
3.3.3 Расчет флегмового числа.....	65
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	68
4.1 ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	68

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	68
4.1.2 SWOT – анализ	70
4.2 ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ	73
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	73
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	74
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	76
4.3 БЮДЖЕТ НАУЧНО – ТЕХНИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ (НТИ)	78
4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ (НИР)	78
4.3.2 Расчёт амортизации специального оборудования	79
4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	80
4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	82
4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления).....	82
4.3.6. Накладный расходы	83
ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ	85
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА.....	86
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	89
5.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	89
5.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	91
5.2.1 Анализ потенциальных вредных факторов	92
5.2.2 Анализ потенциальных опасных факторов	97
5.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	103
5.3.1 Мероприятия по охране водных объектов	104
5.3.2 Мероприятия по охране литосферы	105
5.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	105
ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	110
ПРИЛОЖЕНИЕ А ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ЛИНИИ СКВАЖИН 443-4330-4342-444-7271-10-136-185-155-153-189-151	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ТРЕБОВАНИЯ К СУХОМУ ГАЗУ И НЕСТАБИЛЬНОМУ КОНДЕНСАТУ	116
ПРИЛОЖЕНИЕ В КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ СУХОГО ГАЗА УКПГ-Х	118
ПРИЛОЖЕНИЕ Г КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА УКПГ-Х	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Д ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УКПГ-Х	120

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время значительная часть природного газа добывается в процессе разработки газоконденсатных залежей в Ямало-Ненецком автономном округе Западной Сибири. В данном регионе открыто 205 месторождений, полученное сырьё которых распределяется следующим образом 75% - запасы газа, 61% - запасы газового конденсата и 15% - нефти от запасов всей России.

Одна из основных особенностей газоконденсатных смесей – это способность жидкой фазы отделяться от газообразной при снижении пластовых давлений и температур ниже фиксированных значений, соответствующих началу конденсации.

Также при выработке рентабельных запасов нефти в течение следующих 20-ти лет, особое значение будет иметь добыча сырья для экологически чистого топлива – газа и газового конденсата. Второе представляет собой высококачественное химическое сырьё, преимущественно состоящего из бензиновых и керосиновых фракций, что дополнительно обуславливает целесообразность создания эффективных систем сбора и подготовки углеводородов.

В данный момент распространённым способом промысловой подготовки газа и конденсата на НГКМ является метод низкотемпературной сепарации (НТС), применение которого впервые было произведено на Вуктыльском газоконденсатном месторождении.

В промышленных масштабах технология была применена при обустройстве одного из крупнейших НГКМ России – Ямбургского на УКПГ валанжинских и ачимовских залежей.

Определённые термобарические условия, в том числе области высоких давлений и низких температур, а также наличие свободной капельной влаги выступают благоприятными условиями для того, чтобы смесь воды и легких низкомолекулярных газов образовывала

кристаллические соединения, называемые газовыми гидратами. Такие соединения, похожие на снег, выступают одним из наиболее распространенных осложнений, которое влияет на работу установки подготовки в целом. Стоит отметить, что гидраты могут сохранять свою термодинамическую стабильность даже при положительной температуре, например, гидраты сероводорода могут существовать при +29°C.

Одним из способов борьбы с данным осложнением является закачка водорастворимых веществ – ингибиторов, способных изменять термобарические условия возникновения гидратов или уменьшать скорость их образования.

На эксплуатационных объектах, а также в магистральных трубопроводах присутствует данная проблема. В связи с этим, на многих промыслах использование метанола при подготовке газа требует рентабельности и экономической эффективности.

1 КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЯГКМ

1.1 Общие сведения о месторождении

1.2 Газоносность

1.3 Состояние разработки в зоне дренирования УКПГ-Х

Страницы 13 - 18 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну

2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

2.1 Общее представление о процессе низкотемпературной сепарации

Процесс промышленной подготовки газа методом низкотемпературной сепарации представляет собой извлечение нестабильного конденсата. При понижении температуры газа и последующем разделении фаз в газожидкостной смеси, охлаждение газа происходит за счет дросселирования, используя эффект Джоуля-Томсона. Это достигается путем пропускания газа через дроссельное устройство, эжектор или турбодетандерный агрегат. В результате этого процесса происходит разделение газа и жидкости, а газ охлаждается [5]. Используя формулу, приведённую ниже, можно рассчитать изменение температуры при эффекте Джоуля-Томсона:

$$\Delta T = T_1 - T_2 = \frac{1}{C_V + R} \left(R \cdot T_1 \cdot \frac{b}{V_1 - b} - \frac{2a}{V_1} \right) \quad (1)$$

где C_V – теплоемкость при постоянном давлении;

R – газовая постоянная;

V_1 – объем газ до его прохождения через перегородку;

a и b – постоянные величины.

С развитием технологий в схему подготовки газа методом низкотемпературной сепарации стали включать турбодетандерные агрегаты, которые позволили допускать присутствие неуглеводородных компонентов и позволяет обеспечить температуру выше точки росы газа по воде, что говорит о широком практическом применении в любой климатической зоне [6].

Охлаждение на установках НТС производится за счет эффекта Джоуля-Томсона, при котором создается перепад давлений на штуцере (эжекторе) за счет дроссель-эффекта.

Процесс дросселирования – это адиабатический, изоэнтальпийный процесс, который приводит к снижению температуры обрабатываемого газа в

среднем на 3–4,5°C на 1 МПа, суть которого состоит в медленном протекании газа сквозь перегородку под действием постоянного перепада давлений [5].

С целью более рационального использования энергии пласта в схему вместо штуцера может быть включен турбодетандер (рисунок 3). Изэнтропийный процесс расширения газа в турбодетандере является более эффективным за счет большего снижения температуры и является отличным решением при больших перепадах давления.

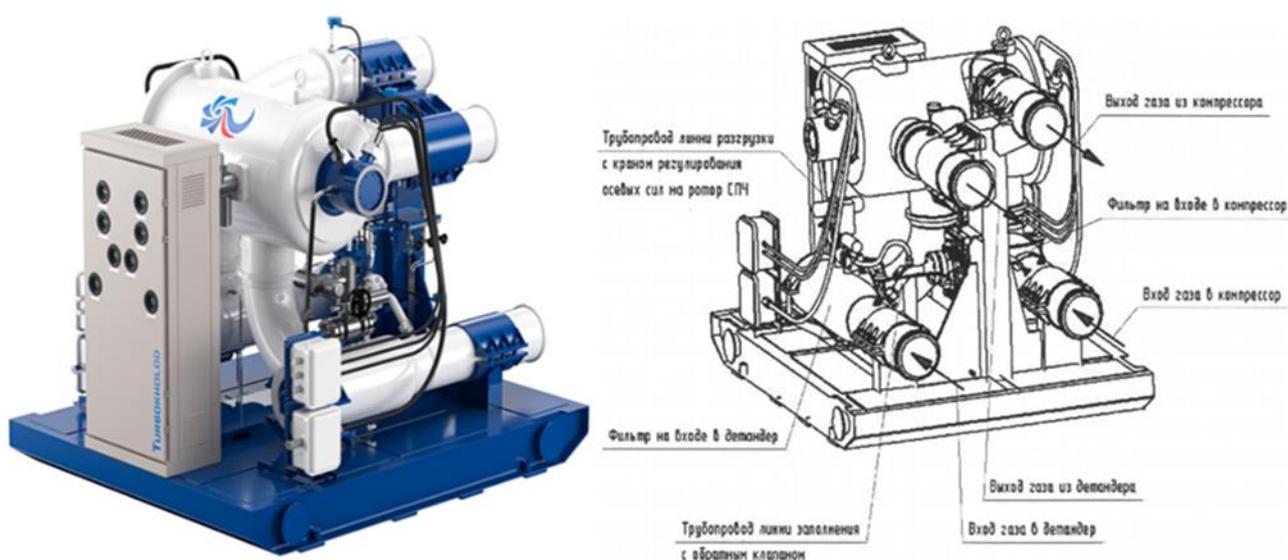


Рисунок 3 – Турбодетандерный агрегат со схемой расположения трубопроводов и арматурной обвязки на агрегате [4]

Стоит отметить основные достоинства данного способа осушки газа [4]:

- минимальные капитальные вложения и эксплуатационные затраты;
- простота эксплуатации и обслуживания;
- помимо осушки газа позволяет извлекать жидкие углеводороды;
- возможность постепенной модернизации и усовершенствования при снижении пластового давления и как следствия снижение свободного перепада давления.

Также стоит отметить и минусы низкотемпературной сепарации природного газа [4]:

- несовершенство термодинамического процесса однократной конденсации. Извлечение из природного газа жидких углеводородов при заданной температуре и давлении в низкотемпературном сепараторе зависит только от состава осушаемого газа;
- в результате снижения пластового давления происходит уменьшение свободного перепада на дросселирующем устройстве, что приводит к увеличению температуры сепарации. Следовательно, уменьшается количество извлекаемых жидких углеводородов;
- термодинамическое несовершенство расширения газа (потенциальная работа, которую бы газ мог совершить при своем расширении, «рассеивается» в виде тепла, т.е. эффективность охлаждения газа снижается).

2.2 Технологические схемы установок НТС

Приведенная на рисунке 4 простейшая схема низкотемпературной сепарации (НТС) демонстрирует основные этапы процесса. На первой ступени сепарации в сепараторе 1 сырой газ, поступающий со скважин, проходит отделение водной фазы и нестабильного углеводородного конденсата. Затем отсепарированный газ подается в теплообменник 2 типа "газ-газ", где он получает холод от более поздней ступени газа и охлаждается примерно на 10-15°C.

После этого газ проходит через дросселирующее устройство 3, где, благодаря эффекту Джоуля-Томсона, его температура снижается. Затем газ вместе с конденсировавшейся жидкой фазой направляется в низкотемпературный сепаратор 4, где отделяется жидкая фаза. Холодный газ, освобожденный от влаги и тяжелых углеводородов, проходит через рекуперативный теплообменник 2 для охлаждения, вновь поступающего "сырого" газа, а затем поступает в газопровод в качестве товарного продукта.

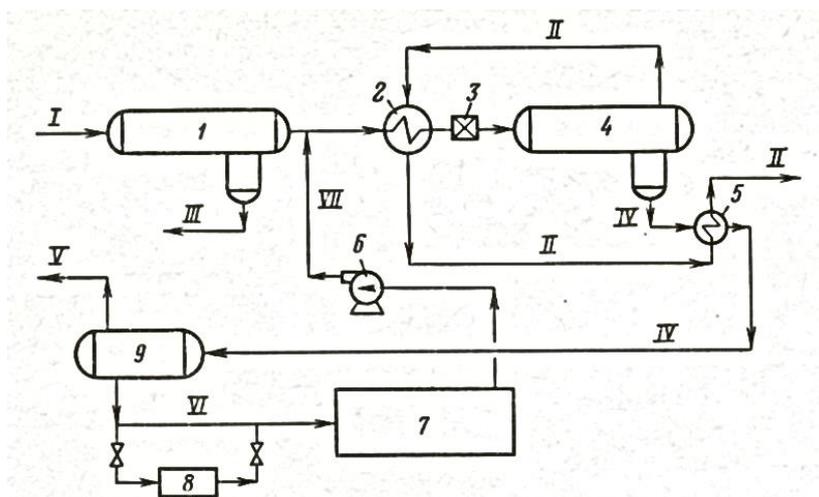


Рисунок 4 – Схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин

Обозначения на рисунке 4: 1,4 – сепараторы; 2, 5 теплообменники; 3 – (дроссель); 6 – насос; 7 – установка регенерации гликоля; 8 — фильтр; 9 — 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 [6].

Применение процесса изоэнтальпийного расширения с рекуперацией холода позволяет достичь эффективного охлаждения газа с уменьшением температуры на 10-12°С при свободном перепаде давления в 1 МПа. Вариация параметров работы дросселя, теплообменника и сепараторов напрямую влияют на изменения давлений и температур и могут приводить к стабильности газовых гидратов на некоторых участках [6]. В данной схеме предусмотрена подача термодинамического ингибитора гидратообразования – гликоля перед теплообменником 2 с установки регенерации сырого гликоля 7. Полученный углеводородный конденсат, который был отделен в сепараторе 4, подается в разделитель 9, где происходит частичная дегазация продукции. Затем конденсат направляется на установку стабилизации для последующей обработки.

Указанная схема технологии НТС является принципиальной и отражает процесс двухступенчатой сепарации газа.

В технологическую схему можно включить еще один сепаратор – перед дросселем после второго теплообменника, схемы с большим числом сепараторов, как правило, на практике не применяются.

По данной схеме, ингибитор после отделения от конденсата в разделителе претерпевает регенерацию в огневом регенераторе.

Теплообменник 5 необходим для подогрева потока конденсата и гликоля перед подачей смеси в разделитель для ее лучшего разделения. Также целесообразно водоконденсатный поток III направить в дополнительный теплообменник. Трехфазный сепаратор 1 используется в качестве каплеотбойника, используя абсорбционный эффект, для обеспечения сброса в поток III пластовой и конденсационной воды. Конденсат из этого потока направляется в теплообменник, дроссель и низкотемпературный сепаратор. Дегазированный газ из разделителя используют и учитывают, как газ собственных нужд, при его избытке возможно направление этого газа через эжектор и дроссель [6].

По другой схеме (рисунок 5) цикл охлаждения несколько оптимизирован, предусмотрено внешнее охлаждение (поток VII) водой или хладагентом в теплообменнике (испарителе) 6. Однако такое решение применяется в основном в установках НТС на южных и морских месторождениях. В условиях крайнего севера дополнительное охлаждение осуществляется за счет АВО газа, которые могут функционировать девять месяцев в году [4].

При больших перепадах давления могут применяться модификационные схемы с использованием расширительных турбинных или поршневых машин. Использование аппаратов, особенно вкупе с детандером и компрессором, позволяет увеличить продолжительность периода сепарации при низких температурах. Поток газа охлаждается за счет потери энергии вследствие вращения турбины. В противном случае для обеспечения режима сепарации при низких температурах необходимо либо преждевременно вводить систему внешнего дополнительного охлаждения (теплообменники «газ-вода»,

применение хладагента), либо устанавливать дожимные компрессорные станции [4].

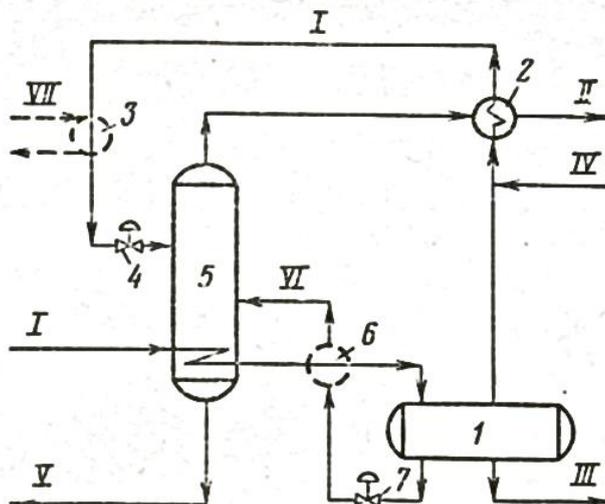


Рисунок 5 – Схема оптимизации цикла охлаждения процесса низкотемпературной сепарации продукции газоконденсатных скважин:

Обозначения на рисунке 4: I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – сухой гликоль; V – газовый конденсат, сырой гликоль; VI – газовый конденсат; VII – дополнительное охлаждение; 1 – сепаратор-каплеотбойник; 2 – теплообменник газ-газ; 3 – теплообменник (детандер); 4, 7 – штуцеры; 5 – низкотемпературный сепаратор; б – теплообменник газ-конденсат [4]

Принципиальная технологическая схема установки НТС с турбодетандером и компрессором показана на рисунке 6 (слева). При такой модификации, в схеме присутствует дополнительный второй сепаратор для большего отделения капельной жидкости и доведения продукции до необходимых ограничений в работе с холодильным агрегатом.

Использование турбодетандеров для обработки природного газа в промышленных масштабах началось в США в 1964 году. В отечественных условиях эти аппараты были испытаны на Шебелинском и Вуктыльском месторождениях в 1970-х годах и в дальнейшем были включены в проектные технологические схемы на Уренгойском и Ямбургском месторождениях [4]. Охлаждение возможно производить до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$, давление в низкотемпературном сепараторе ниже давления на входе в газопровод, что увеличивает степень

извлечения пропана. В различных схемах реализации НТС вместо дросселирующего устройства может быть использован эжектор (рисунок 6) и турбодетандер (рисунок 8). Эжектор необходим для возвращения газа дегазации низкого давления в основной газовый поток [4].

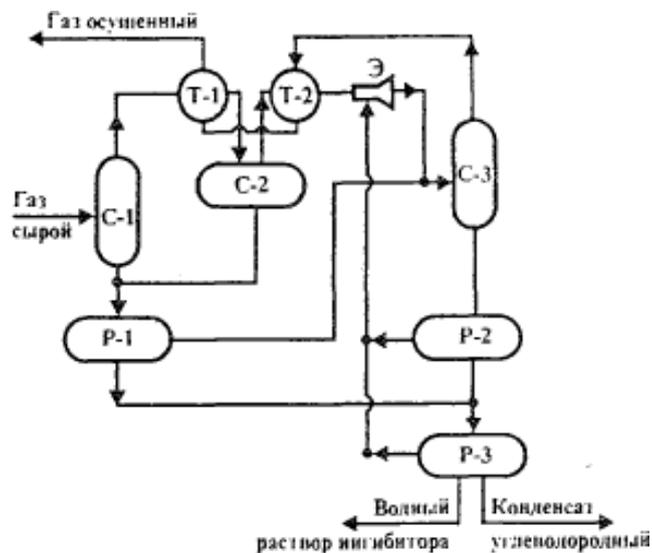


Рисунок 6 – Принципиальная схема НТС с эжектором

Модификация схемы на рисунке 6 предусматривает использование эжектора тип «газ-газ», используемого в качестве штуцерирующего устройства с точки зрения термодинамического процесса. Выделившийся газ после трехфазного разделителя Р-2 и Р-3, отправляется на эжектор, где далее смешивается с основным потоком газа.

Область применения эжектора лежит в широком диапазоне конденсатного фактора [4]. Данный способ принципиально позволяет технически реализовать использование газа дегазации, выходящего из третьего разделителя под низким давлением и его возвращение в основной поток. Данная вариация схемы широко применяется на Мыльджинском месторождении. Схематично устройство эжектора представлено на рисунке 7.

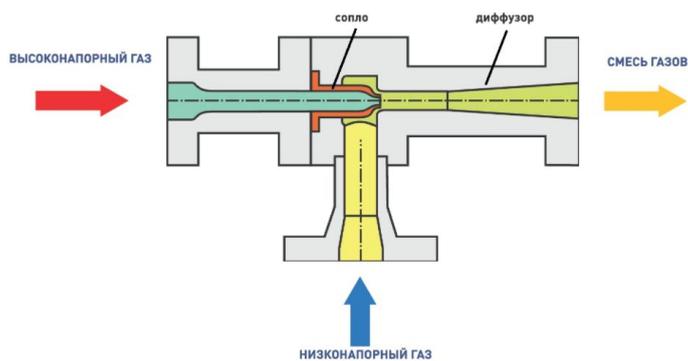


Рисунок 7 – Устройство эжектора [4]

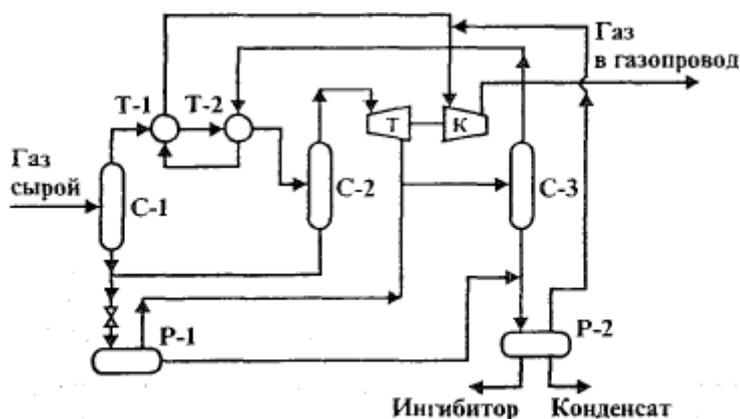


Рисунок 8 – Принципиальная схема НСТ с турбодетандером

Турбодетандер необходим для более эффективного процесса охлаждения газом, т.е. происходит изоэнтропийное расширение. В процессе расширения газ не просто дросселируется, а совершает полезную работу, направленную на компримирование осушенного охлажденного газа. Данное изменение позволяет охлаждать газ до температуры -60°C и ниже. При использовании турбодетандера необходимо производить сепарацию газа как минимум в три ступени.

2.3 Общие сведения о гидратах и гидратообразовании

2.3.1 Природа и строение гидратов

Газовый гидрат, также известный как газовый клатрат, представляет собой твердое кристаллическое вещество, которое образуется в результате взаимодействия молекул газа и молекул воды. Внутри гидрата молекулы воды связаны между собой с помощью водородных связей, в то время как молекула газа удерживается внутри структуры гидрата силами Ван-дер-Ваальса. Важно

отметить, что между молекулой воды и газа нет химического взаимодействия.

Гидрат, благодаря присутствию в нем молекул воды, имеет внешний вид льда, однако его кристаллическая структура отличается от обычного льда. Модель газогидратного каркаса, которая отражена на рисунке 6, иллюстрирует внутреннюю структуру газогидрата. В этой структуре молекулы метана (CH_4) находятся внутри молекул воды.

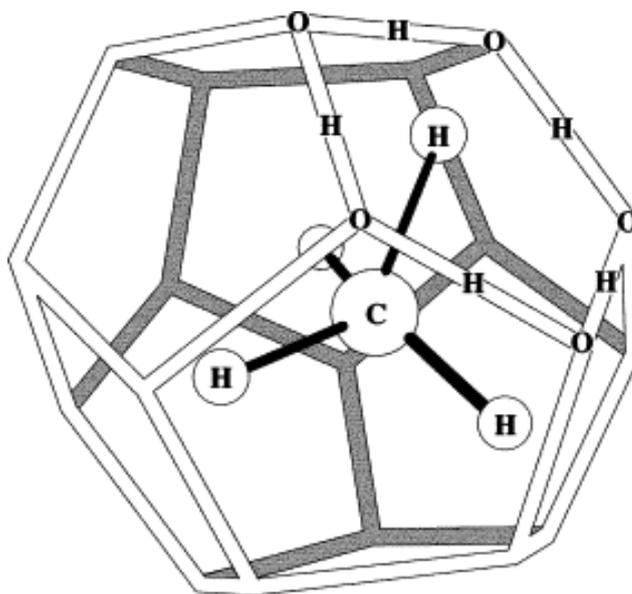


Рисунок 9 – Модель газового гидрата структуры I [7]

Гидраты образуются путем соединения пяти молекул воды, которые формируют плоскости в форме пятиугольника. Эти плоскости соединяются друг с другом, образуя различные многогранники, такие как кубы, тетраэдра, додекаэды, гексаэдра и т.д.

Молекулы воды и газа организуются в элементарные ячейки гидрата. Соотношение между водой и газом в этих ячейках определяется типом газогидратообразователя. Один объем воды может связывать от 70 до 300 объемов газа в зависимости от конкретных условий [7].

2.3.3 Физико-химические свойства гидратов

В таблице 3 приведен неполный список газов, которые способны образовывать гидраты. Следует отметить, что углеводородные газы с числом атомов углерода от $n\text{-C}_4$ и выше не образуют гидраты

Таблица 1 – Некоторые газы, способные образовывать гидраты [8]

He (небольшое количество)	N ₂	c – C ₃ H ₆
H ₂ (небольшое количество)	CH ₄	(CH ₂) ₃ O
Ne	Xe	C ₃ H ₈
Ar	H ₂ S	i – C ₄ H ₁₀
Kr	CO ₂	C ₂ H ₆
N ₂	Cl ₂	Br ₂

Углеводородные газы, начиная с n-C₄ и выше, не попадают в этот список и не образуют гидраты.

В Таблице 2 приведены некоторые свойства гидратов компонентов природного газа.

Таблица 2 – Свойства гидратов компонентов природного газа [9]

Компоненты	p ₀ , МПа	t, °С	T _{кр} , °С	p _{кр} , МПа	H ₁ , кДж/кг	H ₂ , кДж/кг
CH ₄	2,65	-29	-	-	3,81	1,15
C ₂ H ₆	0,53	-15,8	14,5	3,46	2,10	0,88
C ₃ H ₈	0,173	-8,5	5,5	0,57	3,05	0,60
i – C ₄ H ₁₀	0,122	0	2,6	0,173	2,38	0,39
CO ₂	12,71	-24	10	4,58	1,37	-
H ₂ S	0,098	0,36	29,5	2,34	1,83	0,85
N ₂	16,32	-	-	-	1,77	0,57

Расшифровка некоторых обозначений в таблице 4: p₀ – давление разложения при температуре 0 °С; t – температура разложения при атмосферном давлении; T_{кр} и p_{кр} – верхняя критическая точка разложения гидрата; H₁ – теплота образования гидрата из газа и воды; H₂ – теплота образования гидрата из газа и льда.

Из таблицы 4 можно увидеть следующую информацию о гидратах: Гидраты углекислого газа обладают наибольшим давлением разложения. Гидраты сероводорода и изобутана являются менее стойкими, так как разлагаются при очень низком давлении. Гидраты метана обладают наибольшей устойчивостью по сравнению с гидратами изобутана и

сероводорода, которые разлагаются при близкой к 0 °С температуре.

2.3.4 Условия формирования газовых гидратов

Формирование газовых гидратов требует выполнения следующих условий:

1. Присутствие воды и гидратообразующего вещества: для образования гидрата необходимо наличие воды и соответствующего гидратообразующего вещества, которое может быть газом или паром.

2. Низкая температура: Образование гидрата происходит при низких температурах, обычно ниже точки замерзания воды. Это связано с термодинамическими условиями, при которых гидрат стабилен.

3. Высокое давление: для формирования гидрата также требуется высокое давление. Высокое давление помогает поддерживать гидрат в стабильном состоянии.

Присутствие воды в газе зависит от влагосодержания. Вода может присутствовать в газе вследствие контакта с водой в пластовых условиях. Количество воды определяется пластовым давлением, температурой и минерализацией воды.

Влагоемкость может быть представлена в двух видах: равновесная и относительная. Равновесная влагоемкость зависит от типа газа и представляет собой максимальное количество водяных паров, которое может содержаться в газовой среде. При определенных условиях давления и температуры газ насыщается влагой. Это состояние называется "точкой росы", когда дальнейшее увеличение влагосодержания может привести к конденсации пара в виде капель или газовых гидратов.

Равновесную влагоемкость количественно можно определить по уравнению Бюкачека:

$$b = \frac{A}{10,2 p} \quad (2)$$

где A – влагеёмкость идеального газа при атмосферном давлении г/м³,

p – давление газа МПа,

B – коэффициент, показывающий разницу влагосодержаний реального и идеального газов г/м³.

Относительная влагоемкость, с другой стороны, является мерой содержания влаги в газе по сравнению с его равновесной влагоемкостью при данных условиях. Она выражается в процентах и определяется отношением фактического влагосодержания газа к его равновесной влагоемкости. Относительная влагоемкость позволяет оценить, насколько насыщен газ влагой относительно своей максимальной вместимости [9].

В дополнение к основным условиям формирования гидратов, существуют вторичные факторы, которые также оказывают влияние на процесс образования гидратов. Эти факторы включают:

1. Высокая скорость газовой потока: Быстрый поток газа и воды способствует более интенсивному смешиванию и контакту между ними, что создает условия для образования гидратов.

2. Интенсивное перемешивание: Перемешивание газа и воды, особенно при наличии турбулентности в потоке, способствует более эффективному смешиванию компонентов и повышает вероятность образования гидратов.

3. Пульсации потока: Пульсации в потоке могут создавать изменения давления и температуры, что может способствовать формированию гидратов.

4. Присутствие H₂S и CO₂: Наличие сероводорода (H₂S) и углекислого газа (CO₂) также может повлиять на образование гидратов. Они могут взаимодействовать с водой и газом, изменяя условия образования гидратов.

Для визуализации термобарических условий образования газовых гидратов наиболее информативной является равновесная кривая гидратообразования, представленная на рисунке 8. На этом графике область слева от кривой равновесия указывает на наличие и существование гидрата при определенных давлениях и температурах. В этой области газ находится в

равновесии с гидратом. С другой стороны, область справа от кривой равновесия указывает на отсутствие гидрата. В этой области газ находится в свободном состоянии без образования гидрата. Равновесная кривая гидратообразования позволяет определить условия, при которых газ претерпевает фазовый переход и образует гидраты.

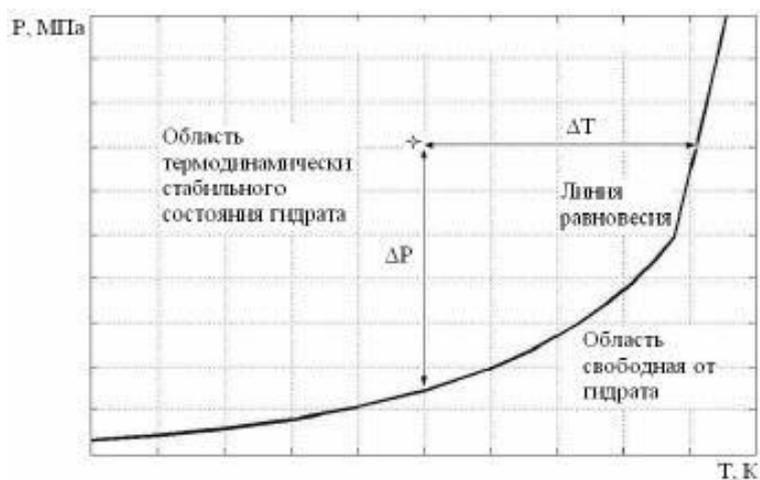


Рисунок 8 – Равновесная кривая гидратообразования

На рисунке 9 представлены кривые гидратообразования для различных компонентов природного газа. Левая часть графика отражает условия, при которых происходит образование гидратов, т.е. область слева от кривой. Правая часть графика показывает термобарические условия, при которых гидраты не образуются, т.е. область справа от кривой.

Из рисунка 9 можно видеть, что сероводород является наиболее гидратообразующим газом. Это означает, что при наличии данного компонента в природном газе возникает высокий риск образования гидратов. В связи с этим системе предупреждения и борьбы с гидратообразованием уделяется особое внимание при наличии сероводорода в природном газе.

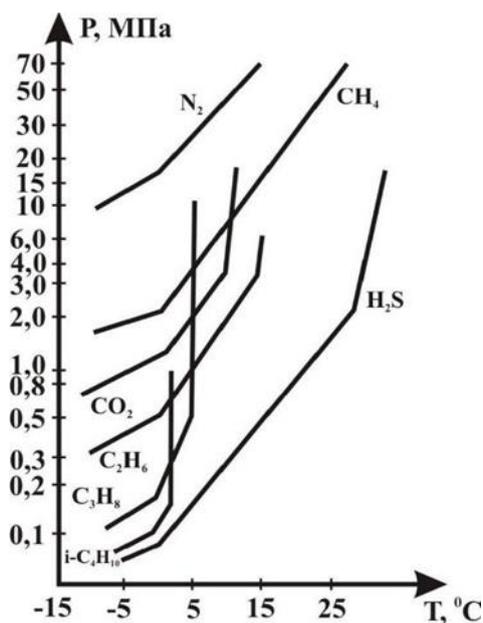


Рисунок 9 – Кривые гидратообразования некоторых компонентов природного газа

Диаграмма фазовых состояний системы "вода-газ" на рисунке 10 отображает термобарические условия, при которых газовый гидрат может существовать. Она позволяет нам получить информацию о состоянии системы при конкретных значениях температуры и давления.

Используя данную диаграмму, мы можем определить, в каких условиях газовый гидрат может образовываться и существовать. В зависимости от значений температуры и давления, система может находиться в различных фазовых состояниях, таких как газ, жидкость или гидрат.

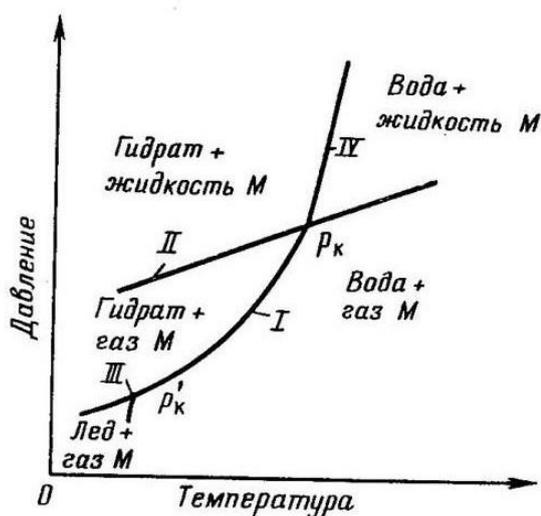


Рисунок 10 – Диаграмма фазовых состояний системы «вода-газ»

На представленной диаграмме присутствуют следующие кривые: кривая I отражает равновесные условия образования гидратов в системе "газообразный гидратообразователь - вода"; кривая II представляет кривую упругости паров гидратообразователя, насыщенного водой; кривая III демонстрирует изменение температуры замерзания воды в результате растворения гидратообразователя в ней; кривая IV отображает зависимость критической температуры разложения газовых гидратов от давления. Условие самопроизвольного образования гидратов заключается в том, что система должна находиться в области диаграммы фазовых состояний, где газогидраты могут существовать. Это означает, что давление и температура системы должны находиться в диапазоне, определенном кривой I и кривой IV на рисунке 10.

Газогидраты могут существовать в области слева от кривых I и IV, как показано на рисунке 11. Критическая точка P_k обозначает наличие четырех фаз: воды, газа, сжиженного газа и гидрата. Если температура системы превышает данную точку, гидраты не образуются. Нижняя критическая точка P' соответствует наличию четырех фаз: газа, воды, гидрата и льда [11].

На рисунке 11 представлены графики зависимостей равновесных параметров гидратообразования природных газов. Существование клатратов возможно в областях слева от каждой кривой. Важно отметить, что при увеличении плотности газа и давления в системе, температура гидратообразования увеличивается.

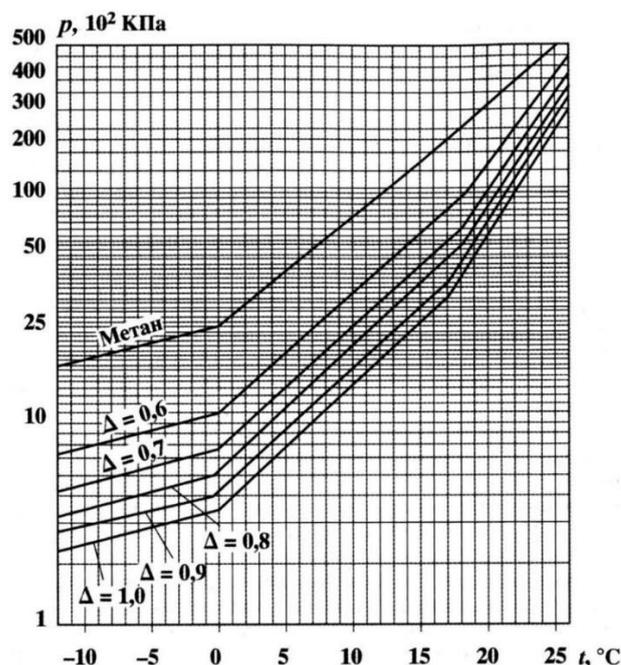


Рисунок 11 - Графики зависимостей равновесных параметров гидратообразования природных газов

Формула 4, предложенная ученым Гаммершмидтом, является эмпирическим уравнением, которое связывает температуру и давление, необходимые для образования гидратов:

$$t_r = 20,68 \cdot p^{0,268} - 17,78, \quad (3)$$

где t_r – температура гидратообразования,

°С; p – давление, соответствующее данной температуре.

Формулы 4 и 5, разработанные В.Г. Пономаревым, предоставляют зависимости, которые учитывают состав газа при варьировании давления в средних и низких значениях:

При $t > 0$:

$$t_r = 18,47 \cdot \lg(p) - B + 18,65 \quad (4)$$

При $t < 0$:

$$t_r = 58,5 \cdot \lg(p) + B_1 - 59,32, \quad (5)$$

где B и B_1 – коэффициенты, зависящие от состава газа (табличные величины) [9].

2.3.5 Методы предотвращения и борьбы с гидратообразованием

Предотвращение образования газовых гидратов и удаление уже сформировавшихся клатратов являются важными шагами в процессе технологической подготовки газа к товарным условиям. Образование гидратов может привести к проблемам в процессе подготовки газа и экономическим затруднениям.

Для предотвращения образования и ликвидации газовых гидратов при добыче и подготовке газа применяются различные методы:

- Технологические методы: Эти методы включают поддержание режимов добычи и подготовки газа, которые предотвращают образование гидратов.
- Химические методы: используются ингибиторы гидратообразования и гидратоотложения, которые добавляются в систему для предотвращения образования и удаления гидратов.

Помимо этого, для ликвидации образовавшихся гидратов могут быть использованы следующие методы:

- Физические методы: включают применение тепловых, акустических и магнитных полей, которые помогают разрушить гидратную структуру и освободить газ.
- Механические методы: например, скребкование, которое предусматривает механическое удаление гидратов из системы.

Каждый из этих методов имеет свои особенности и применяется в зависимости от конкретных условий и требований процесса добычи и подготовки газа.

В рамках технологических методов:

Дегидратация — это эффективный способ борьбы с гидратообразованием, который заключается в удалении влаги из газа. Этот метод осуществляется путем поглощения влаги жидкими или твердыми

сорбентами из газа. Процесс дегидратации происходит в абсорберах и адсорберах.

Контроль термобарических условий образования гидратов — это метод предотвращения гидратообразования путем либо снижения давления в системе, либо повышения температуры. При уменьшении давления в системе возрастает способность газа удерживать влагу, что приводит к его недостаточному насыщению. В результате "точка росы" снижается, и конденсация воды не происходит. Однако для использования этого метода требуется сброс газа в атмосферу или снижение пропускной способности газопровода. При температурах ниже 0 °С возможно образование пробок из льда. В связи с этим более предпочтительным методом предотвращения гидратообразования является поддержание температуры системы выше температуры гидратообразования, чтобы предотвратить образование гидратов [9].

Применение ингибиторов гидратообразования — это наиболее распространенный способ борьбы с гидратами, который включает подачу ингибиторов в систему. При этом методе газовая фаза насыщается парами ингибитора, что приводит к снижению парциального давления водяных паров над гидратом и его разрушению [9].

Режим разложения гидратов определяется с помощью графиков, представленных на рисунке 12.

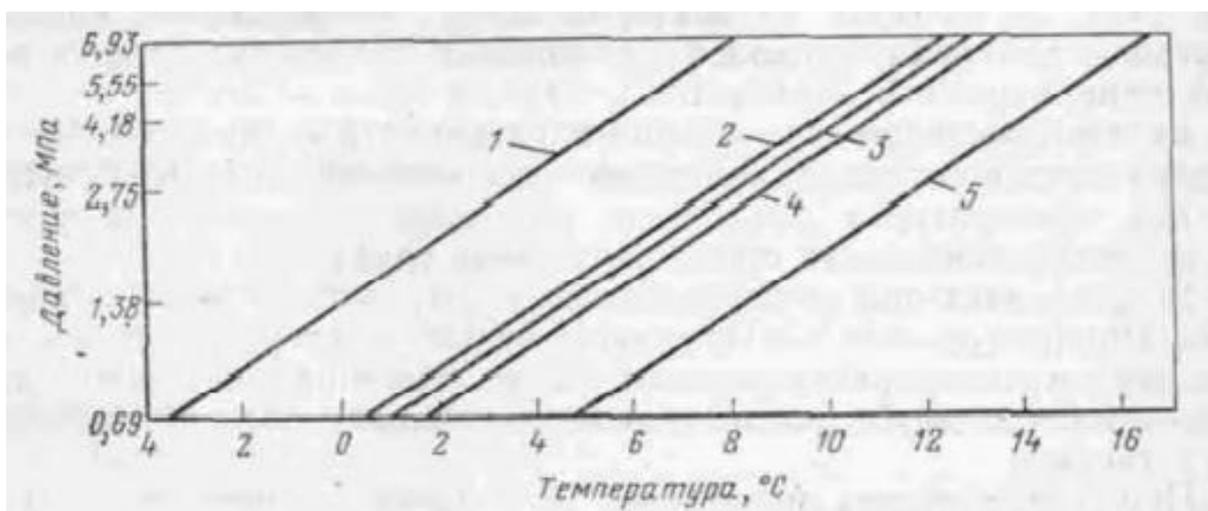


Рисунок 12 – Изменение параметров разложения гидратов при ингибировании 10%-ых растворов [9]

Анализируя рисунок 12, можно заметить прямую зависимость между давлением и температурой разложения гидратов. Это означает, что при повышении температуры требуется большее давление для разрушения гидратов. Существуют различные виды ингибиторов, включая:

Термодинамические ингибиторы: при добавлении таких ингибиторов меняется химический потенциал между молекулами воды. Это приводит к смещению температуры гидратообразования к более низким значениям и давления к более высоким. Таким образом, предотвращается образование газогидратов. Некоторыми распространенными термодинамическими ингибиторами являются галогениды щелочных металлов, спирты (например, метанол и гликоли) и водные растворы электролитов.

- Кинетические;
- Ингибиторы гидратоотложения;
- Антиагломеранты.

В Таблице 3 приведены некоторые свойства термодинамических ингибиторов.

Таблица 3 – Свойства некоторых ингибиторов гидратообразования [10]

	Метанол	Этанол	Этиленгликоль	Триэтиленгликоль
Химическая формула	CH_4O	$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$	$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$	$\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_4$

Продолжение таблицы 3

Молярная масса, г/моль	32,04	46,07	62,07	150,17
Температура кипения, °С	64,7	78,4	198	288
Давление пара (при 20 °С), кПа	12,5	5,7	0,011	< 0,001
Температура кристаллизации, °С	-98	-112	-13	-4,3
Плотность (при 20 °С), кг/м ³	792	789	1116	1126
Вязкость (при 20 °С), мПа*с	0,59	1,2	21	49

В работах В.А. Истомина и В.Г. Квона рекомендуется использование этиленгликоля в технологических схемах низкотемпературной сепарации газа в качестве ингибитора гидратообразования на стадии предварительного охлаждения и осушки газа. Они указывают на преимущества этиленгликоля, такие как его низкая растворимость в газе, хорошие регенерирующие свойства и относительная безопасность по сравнению с метанолом [12].

Однако, метанол остается наиболее распространенным термодинамическим ингибитором гидратообразования из-за своей невысокой стоимости, низкой температуры кристаллизации, высокой антигидратной активности и других положительных свойств. Метанол применяется для предотвращения образования газогидратов и борьбы с гидратными пробками в различных системах и оборудовании [12].

Главными недостатками метанола являются его высокая летучесть, что может приводить к его уносу в потоке газа, и высокая токсичность, что требует особых мер предосторожности при регенерации и введении его в поток газа [9].

На рисунке 13 иллюстрируется влияние метанола на свойства образования гидрата сероводорода. График показывает, что добавление

метанола существенно снижает термобарические условия для образования гидрата сероводорода. При давлении около 6 МПа можно снизить температуру образования гидрата с 30 °С до 5 и 11 °С соответственно при использовании водного раствора метанола с концентрацией 50% и 35%. Это подтверждает антигидратную активность метанола и его потенциал в предотвращении образования гидратов сероводорода.

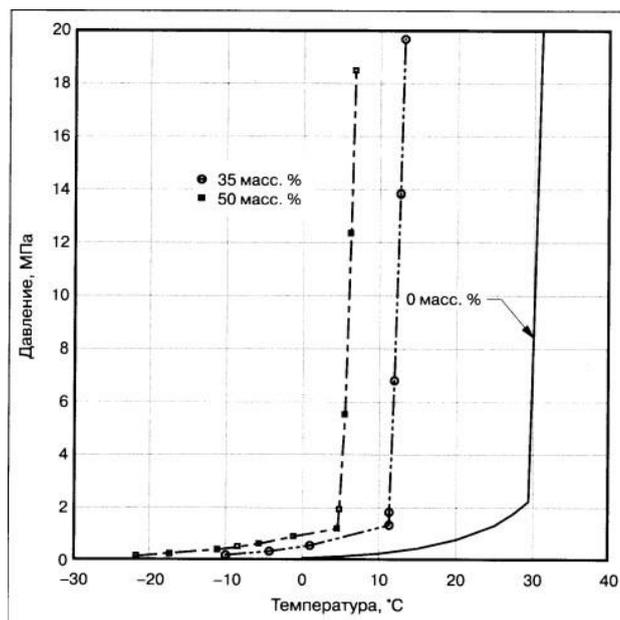


Рисунок 13 – Ингибирующее воздействие метанола на образование гидрата сероводорода [10]

Как указано ранее, метанол имеет более низкую температуру замерзания по сравнению с гликолями, включая этиленгликоль. На рисунке 14 показано сравнение температур замерзания метанола и этиленгликоля при различных концентрациях растворов. Из графика видно, что при концентрации растворов в 20%, раствор метанола замерзает при примерно -15 °С, тогда как раствор моноэтиленгликоля замерзает при примерно -8 °С.

Это подтверждает, что метанол более подходящий ингибитор гидратообразования для северных условий, где низкие температуры являются значимым фактором. Его низкая температура замерзания позволяет ему эффективно функционировать и предотвращать образование газогидратов при низких температурах, что делает его предпочтительным выбором для применения в таких условиях.

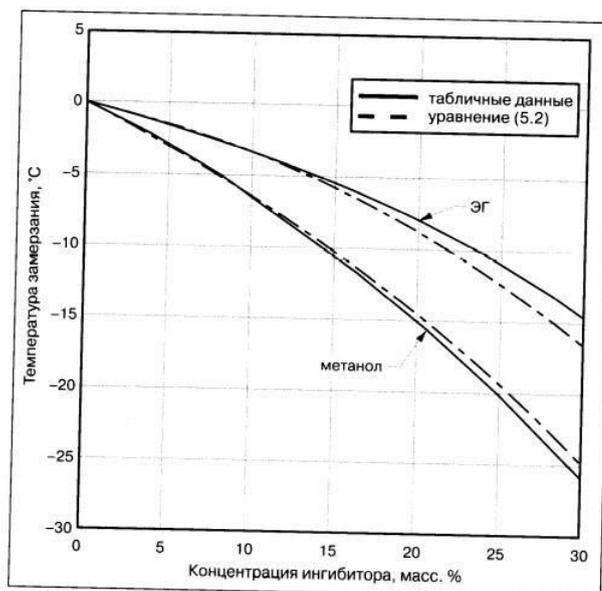


Рисунок 14 – Сравнение температуры замерзания этиленгликоля и метанола при различной концентрации [10]

Как показано на рисунке 15, метанол демонстрирует наивысшую противогидратную активность среди рассматриваемых ингибиторов. При концентрации в 50%, метанол способен снизить температуру гидратообразования на 30 °С. В то же время, триэтиленгликоль (ТЭГ) и этиленгликоль (ЭГ) снижают температуру гидратообразования на 20 °С и 23 °С соответственно.

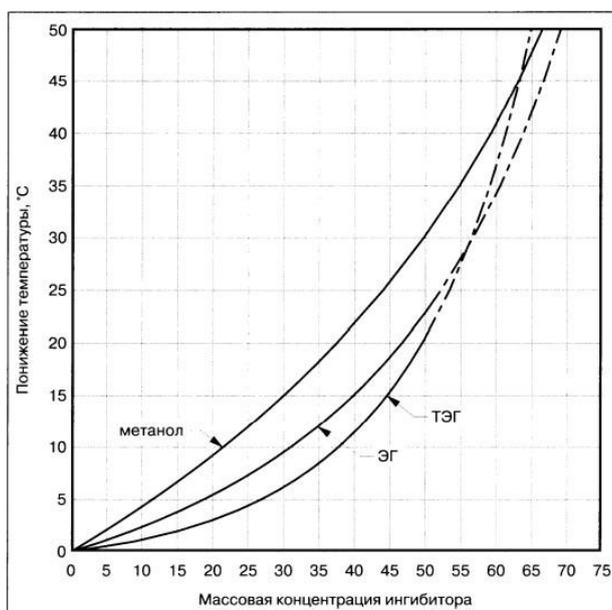


Рисунок 15 – Сравнение противогидратной активности этиленгликоля и метанола при различной концентрации [10]

Гидрат метана является наиболее распространенным типом газовых гидратов и его образование может быть проблематичным при эксплуатации газовых месторождений. Как показано на рисунке 16, введение метанола в газ в концентрации около 75% является эффективным способом предотвратить образование гидратов метана при практически любых условиях.

При концентрации метанола около 73,7%, температура гидратообразования метана может быть снижена до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ (при давлении $P = 10\text{ МПа}$). Такая температура является достаточной для предотвращения образования гидратов метана даже в суровых северных условиях.

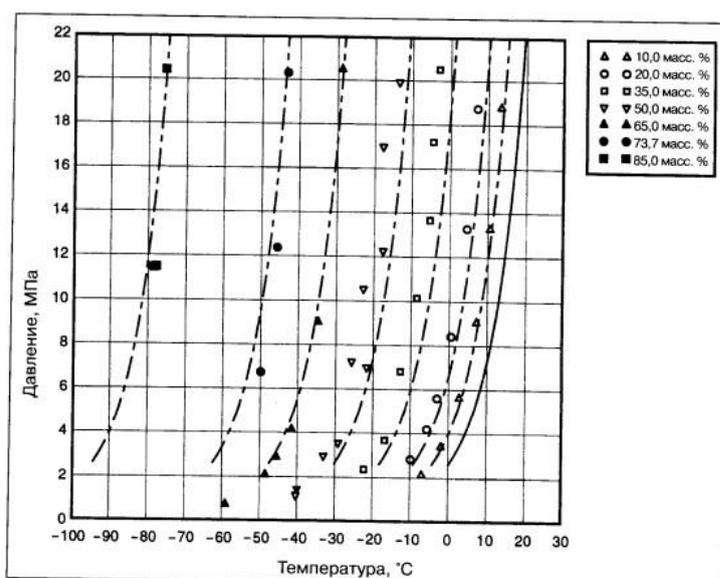


Рисунок 16 – Ингибирующее воздействие метанола на образование гидрата метана [10]

Метанол является широко применяемым и эффективным ингибитором гидратообразования. Результаты, представленные на рисунке 17, позволяют сравнить эффективность различных термодинамических ингибиторов гидратообразования в контексте снижения температуры образования гидратов. Изучая этот график, можно сделать вывод, что хлористый кальций и метанол являются наиболее эффективными среди рассмотренных ингибиторов.

Это подтверждает, что оба этих ингибитора способны значительно снизить температуру образования гидратов, что делает их привлекательными в

предотвращении образования газовых гидратов при эксплуатации газовых месторождений.

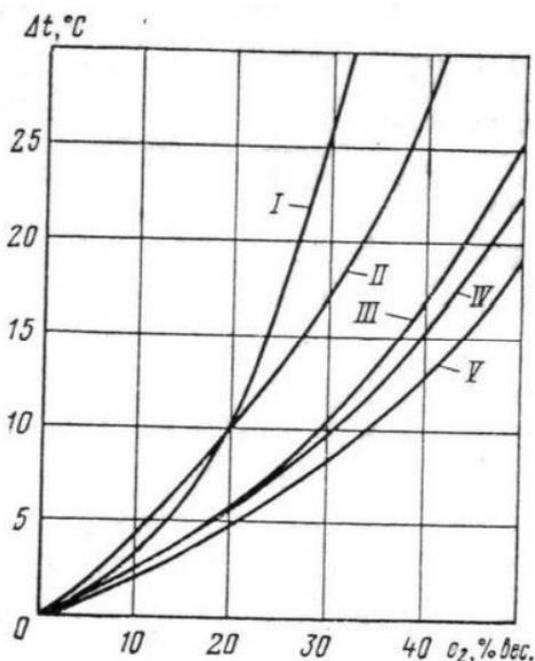


Рисунок 17 – Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации [13]

2.3.5 Места техногенного гидратообразования

Гидратообразование может происходить в различных местах и системах, связанных с добычей и транспортировкой газа и нефти. Вот некоторые из основных мест, где возможно образование гидратов:

Призабойная зона пласта: гидраты могут образовываться в призабойной зоне скважин, особенно если условия давления и температуры близки к точкам гидратообразования. Для предотвращения гидратообразования в этой зоне могут применяться локальные нагреватели и ингибиторы гидратообразования [14].

Стволы газовых и газоконденсатных скважин: хотя технологии добычи обычно предусматривают безгидратный режим, на поздних стадиях добычи гидраты могут образовываться в стволах скважин из-за снижения пластовой температуры. Предотвращение гидратообразования может включать использование нагревателей и ингибиторов гидратообразования.

Нагнетательные скважины при закачке газа: при нагнетании газа в скважину могут возникать условия, способствующие образованию гидратов. Традиционные методы борьбы с гидратами могут быть неэффективными, и поэтому важно обеспечивать нагрев скважины при закачке газовых смесей [14].

Системы внутрипромыслового сбора продукции газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин: в этих системах необходимо предотвращать гидратообразование, обеспечивая автоматическое введение ингибитора в шлейфы с различными дебитами газа и температурами. Также можно использовать технологии теплоизоляции трубопроводов для снижения потерь температуры.

Технологические процессы осушки газа: процессы подготовки сырого газа могут быть подвержены гидратообразованию в различных технологических аппаратах. Для предотвращения гидратообразования необходимо обеспечить безгидратные режимы работы и применять методы отдувки метанола [14].

Гидратообразование также может происходить в магистральных трубопроводах, а обводненность нефти играет важную роль в этом процессе. Для ликвидации гидратов в таких системах могут применяться методы, такие как подогрев ствола скважины, и закачка депарафинизированной горячей нефти, конденсата или электроподогрев ствола скважины.

Рассмотрим точки ввода метанола на примере УКПГ-1В Заполярного НГКМ:

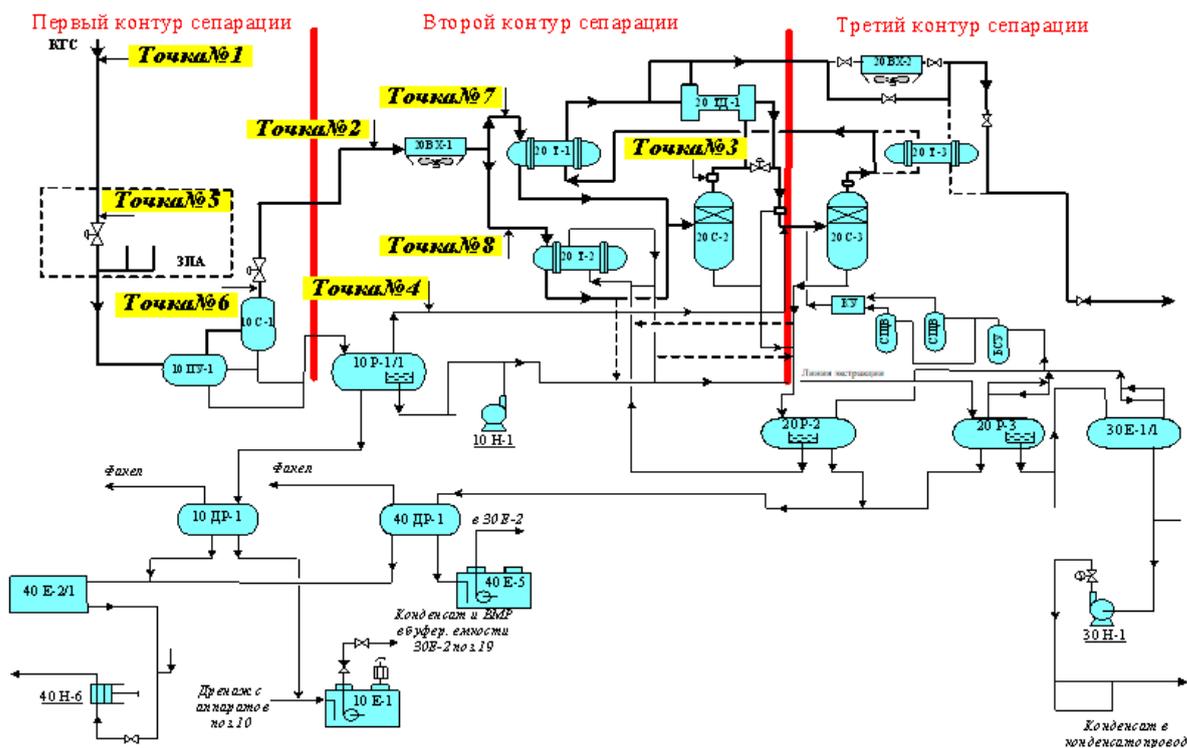


Рисунок 18 – Принципиальная технологическая схема, точки подачи метанола [15]

Определение необходимого количества метанола по задействованным точкам ввода для предотвращения гидратообразования с целью снижения расхода ингибитора по газовому промыслу является важной экономической задачей, решаемой в рамках данного исследования.

Технологическая схема (рисунок 18) включает восемь точек подачи метанола, четыре из которых были задействованы в ходе исследования:

Точка №1 – кусты газоконденсатных скважин в количестве 14 шт.;

Точка №2 – в линии газа перед аппаратами воздушного охлаждения 20ВХ-1 – 4шт;

Точка №3 – в линии выхода газа из сепараторов 20С-2 – 4 шт.;

Точка №4 – в линии газа выветривания разделителей 10Р-1 (P=6.1 Мпа) - 4 шт.

Общая среднечасовая производительность УКПГ-Х по газу за март 2017 года составила 1010 тыс. м³/час. Общая среднечасовая производительность УКПГ-Х по газовому конденсату за март 2017 года составила 207 тонн/час.

Общая среднечасовая подача метанола по УКПГ-Х за март 2017 года составила 2720 кг/час, из них:

- на КГС подавалось в среднем 2040 кг/час (75 % от общего расхода);
- после КР-1, перед 20ВХ-1 (АВО), 20Т-1, 20Т-2 подавалось в среднем 340 кг/час (12,5 % от общего расхода);
- перед КР-2 подавалось в среднем 270 кг/час (9,9 % от общего расхода);
- в газ выветривания из разделителей 10Р-1 подавалось в среднем 70 кг/час (2,6% от общего расхода).

Образующийся на УКПГ-Х водометанольный раствор (ВМР) подлежит регенерации на установке регенерации метанола на УКПГ-Х. Среднечасовой расход ВМР с УКПГ-Х за март 2017 года составил 4670 кг/час с концентрацией метанола 36 % массы, при объеме поступающей пластовой воды 2990 кг/ч.

2.4 Технологии оптимизации расхода метанола

Ингибирование природного газа метанолом является эффективным методом борьбы с гидратообразованием на месторождениях Крайнего Севера, включая Ямбургское месторождение. Метанол обладает способностью снижать температуру гидратообразования, что помогает предотвратить образование гидратов.

Однако, высокий расход метанола может создавать сложности в регулярном снабжении удаленных месторождений. Это может приводить к дополнительным логистическим и экономическим затратам, увеличению себестоимости добычи газа и снижению прибыли. Постоянное привозное метанола на удаленные месторождения может стать нецелесообразным с точки зрения затрат и эффективности.

Существуют два метода оптимизации расхода ингибитора для борьбы с гидратообразованием. Первый метод, наиболее распространенный и эффективный, основан на регенерации метанола на территории установки комплексной переработки газа (УКПГ) с использованием методов ректификации или отдувки. Этот метод предполагает восстановление

концентрации метанола путем удаления примесей, таких как вода, газ и ДЭГ. Регенерация позволяет циклично использовать метанол, что существенно сокращает экономические затраты на доставку ингибитора со стороны производителей.

Второй метод, более затратный, предполагает организацию производства метанола непосредственно на месторождении. Компания "НОВАТЭК" представила пример такого подхода на Юрхаровском газоконденсатном месторождении, где была построена малотоннажная установка для производства метанола. Основной концепцией данной установки является упрощение определенных технологических этапов производства метанола по сравнению с традиционными методами. Однако, этот метод требует значительных финансовых вложений [16].

В процессе производства метанола на газовом промысле используется природный газ, который предварительно очищается от углеводородного конденсата. Затем происходит ректификация сырого метанола, чтобы получить товарный метанол с концентрацией в пределах 93-94%. Отличительной особенностью этой установки является отсутствие многих этапов производства метанола, что значительно снижает затраты на реализацию подобных проектов.

Однако, данная установка производит всего 12500 тонн метанола в год, что может быть недостаточно для потребностей Ямбургского месторождения. Следовательно, можно заключить, что регенерация метанола является наиболее эффективным методом оптимизации использования ингибитора на большинстве месторождений Крайнего Севера.

Помимо регенерации, существует ещё один метод оптимизации расхода ингибитора, который заключается в изменении схемы подачи метанола в трубопровод или скважину. В исследовании, приведенном в статье [17], рассматривается эффект изменения технологической схемы подачи метанола на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. Это привело к

сокращению расхода метанола на 25-30% в зимний период и до 50% в летний период, как указано в статье.

2.5 Технология регенерации метанола методом ректификации

Регенерация водометанольных растворов представляет собой одну из наиболее эффективных методик для подготовки газа на промыслах. Этот процесс позволяет существенно сократить расход ингибитора и транспортные издержки.

Ректификационный процесс осуществляется путем разделения растворов на отдельные компоненты с помощью многократного испарения и последующей конденсации паров (дистилляции) на основе их различных температур кипения.

В ректификационной колонне жидкость и пары должны эффективно контактировать друг с другом, перемещаясь в противоположных направлениях: жидкость движется сверху вниз под собственным весом, а пары двигаются снизу-вверх. Такое взаимодействие обеспечивает диффузионный процесс разделения жидкостей [18].

Факторы, которые влияют на ректификационный процесс газовых смесей, включают перепад давления в конденсаторе и ребойлере, температуру верхней и нижней частей колонны, количество тарелок в аппарате и флегмовое число.

Внедрение технологии регенерации метанола впервые было осуществлено на Мессояхском месторождении в 1971 году, и она также находит применение на других месторождениях, таких как Заполярное, Ямбургское, Мессояхское, Вуктыльское и Оренбургское, как указано в источнике [13].

Процесс ректификации осуществляется с использованием специального устройства, известного как ректификационная колонна. Ректификационная колонна представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат, который служит для разделения смесей на основе их различий в температуре кипения.

Колонна имеет диаметр в несколько метров и высоту, которая варьируется от 5 до 10 метров. Существуют два основных типа колонн: тарельчатые и насадчатые.

Процесс работы колонны состоит из следующих этапов: смесь, подогретая до необходимой температуры, поступает в колонну как входящий поток в жидком, газо-жидкостном или паровом состоянии. В секции питания происходит испарение смеси, в результате чего низкокипящие компоненты переходят в пар и поднимаются вверх по колонне, а высококипящие компоненты остаются в жидком состоянии и направляются вниз по колонне. Верхняя и нижняя части колонны контролируются, чтобы поддерживать необходимую температуру и обеспечивать непрерывный процесс. Верхнюю часть колонны охлаждают рефлюксом - потоком охлажденного газа, а в нижнюю часть подводится тепло.

Таким образом, многократная дистилляция в колонне позволяет достичь максимальной концентрации отдельных компонентов, которые изначально присутствуют в смеси.

В насадчатой колонне (см. рисунок 19) внутреннее пространство заполняется слоями специальных твердых материалов - насадками, обладающими большой поверхностью контакта. Газы взаимодействуют с примесями на поверхности насадок благодаря пленочному течению жидкости по насадке. При этом геометрические формы, взаимное расположение и размеры насадочных слоев имеют важное значение для эффективности работы насадочной колонны.

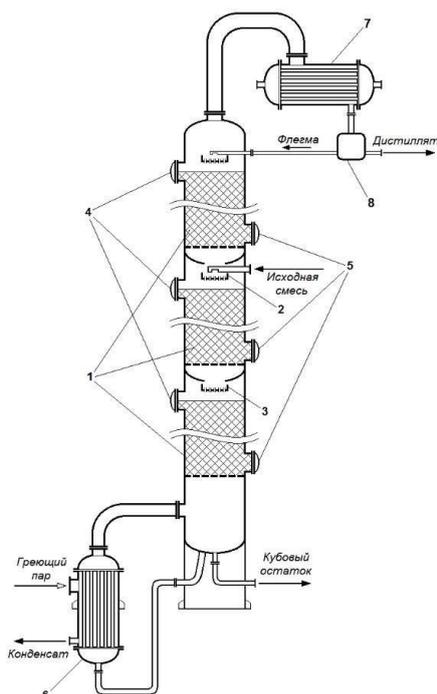


Рисунок 19 – Устройство насадочной ректификационной колонны [19]

На рисунке 19 под цифрами изображены: 1 – сегменты насадки, 2 – тарелкапитания, 3 – перераспределительная тарелка, 4 – люки для загрузки насадки, 5 – люки для выгрузки насадки, 6 – ребойлер, 7 – конденсатор, 8 – сепаратор.

Преимуществами насадчатых колонн являются:

- Низкая стоимость производства;
- Простота изготовления.

Однако эффективность такой колонны ниже, чем у тарельчатой колонны. При одинаковых объемах колонн, тарельчатая колонна обладает большей площадью контакта [19].

Тарельчатые колонны являются более распространенным типом ректификационных колонн (см. рисунок 20). В таких колоннах процесс массо- и теплообмена происходит на тарелках - специальных устройствах, через которые газ проходит сквозь слой стекающей жидкости. Каждая тарелка представляет собой одну ступень контакта. Конструкция тарелок может быть колпачковой, ситчатой или клапанной. В зависимости от конструкции тарелок, движение жидкостей может быть противоточным или прямоточным.

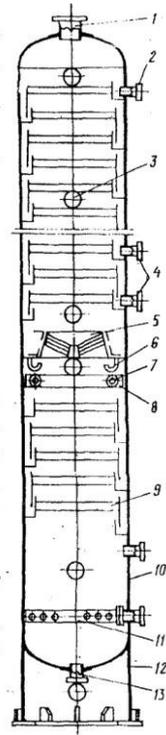


Рисунок 20 – Устройство тарельчатой ректификационной колонны

На рисунке 20 под цифрами изображены: 1 – штуцер вывода паров по шлемовым трубам, 2 – штуцер верхнего орошения, 3 – люки, 4 – штуцера отбора боковых погонов, 5 – отбойники, 6 – гидравлический затвор, 7 – штуцера ввода сырья, 8 – улитка, 9 – тарелка, 10 – корпус, 11 – трубчатый маточник для подачи водяного пара, 12 – опора, 13 – штуцер вывода нижнего остатка.

В каждой колонне присутствуют различные секции. В концентрационной части (верхней части колонны) осуществляется подача рефлюкса. Приемная часть располагает распределительные тарелки, на которые поступает исходное сырье. Кроме того, в колонне имеется кубовая (отгонная) часть, куда поступает пар из ребойлера.

Принцип работы данной колонны аналогичен насадочным колоннам. Исходная смесь поступает на распределительную тарелку, где происходит однократная дистилляция смеси. В результате паровая фаза поднимается вверх, а жидкая фаза стекает вниз. Каждая тарелка осуществляет однократную дистилляцию. Жидкая фаза обогащается высококипящими фракциями, а паровая фаза - низкокипящими. Количество тарелок подбирается для достижения нужных концентраций.

Паровая фаза, попадая в конденсатор, охлаждается и превращается в жидкость. Часть этой жидкости используется для орошения (флегмы), а другая часть направляется в резервуары для хранения регенерированного метанола. Жидкая фаза, попадая в ребойлер, нагревается, и смесь разделяется на воду и более низкокипящие фракции. Вода удаляется из системы, а пары метанола снова поступают в колонну. Подача орошения в верхнюю часть колонны и горячего пара в нижнюю часть обеспечивает непрерывный процесс ректификации. Продукт, получаемый с верхней части колонны, называется дистиллятом (метанол), а продукт с нижней части - ректификатом (вода).

Достоинства таких колонн включают:

- Высокую эффективность работы;
- Большую площадь контакта фаз.

Однако у данных аппаратов есть и недостатки, такие как высокая стоимость колонны и гидравлические потери.

2.6 Технология регенерации метанола методом отдувки

Технология ректификации метанола имеет несколько недостатков, включая:

- Высокие энергозатраты;
- Проблемы с образованием осадков;
- Необходимость наличия общего коллектора для газа, поступающего на установку по газотранспортной системе.

Вместо этой технологии применяется технология отдувки метанола. Основная схема процесса отдувки метанола представлена в патенте [21].

Технология отдувки метанола (см. рисунок 21) основывается на многократном использовании ингибитора. На первых ступенях сепарации ингибитор испаряется, а на последних ступенях конденсируется. Сконденсировавшийся метанол возвращается на предыдущие ступени сепарации для дальнейшего использования.

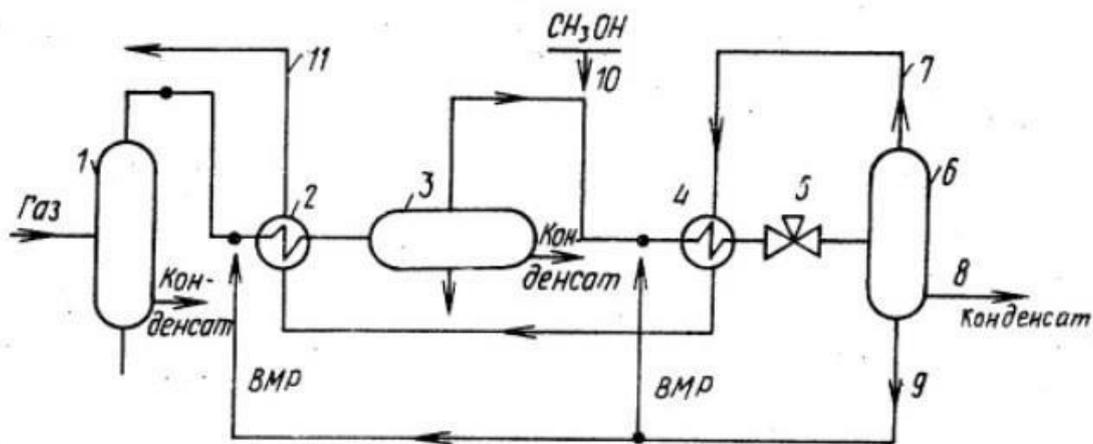


Рисунок 21 – Схема подготовки газа с отдувкой метанола

На рисунке 21 под цифрами изображены: 1 – сепаратор I ступени, 2, 4 – рекуперативные теплообменники, 3 – сепаратор-отстойник, 5 – штуцер, 6 – сепаратор II ступени, 7 – трубопровод, 8 – трубопровод для вывода углеводородной жидкости, 9 – трубопровод метанола, 10 – место ввода метанола, 11 – магистральный трубопровод.

Технология отдувки метанола предлагает решение для преодоления недостатков, связанных с ректификацией. Однако, у данной технологии есть свои недостатки, такие как требование периодической очистки оборудования и недостаточная степень изученности [20].

2.7 Технологии рециркуляции метанола на примере Уренгойского месторождения

В компании ООО «Газпром добыча Уренгой» разработали способ утилизации отработанного метанола, который был внедрен на УКПГ-5В. Принципиальная схема представлена на рисунке 22.

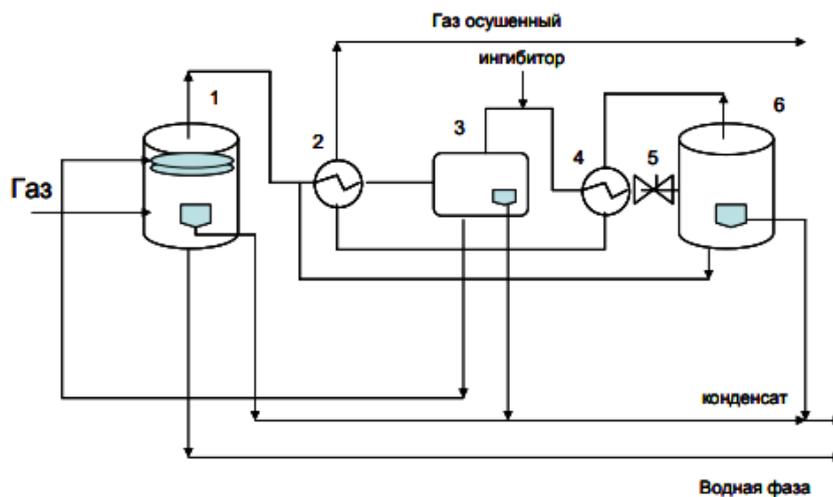


Рисунок 22 – Схема НТС с рециркуляцией метанола

Обозначения на схеме: 1 – сепаратор первой ступени С-1; 2,4 – теплообменники; 3 – сепаратор С-4; 5 – штуцер (эжектор); 6 – сепаратор II ступени С-2 [22]

Метанол с концентрацией 95% подается перед вторым теплообменником. Получаемый ВМП I не сбрасывается в промстоки, а подается перед теплообменником Т-1 для его ингибирования. Получаемый в промежуточных сепараторах С-4 ВМП с помощью насоса перекачивается в модернизированный сепаратор первой ступени, где происходит «отдувка» метанола из ВМП в газовую фазу.

При прохождении через технологическую схему НТС, по мере охлаждения ингибитора, метанол из газа переходит в жидкость, тем самым, «повторно используется» и рециркулирует.

В зависимости от температуры на выходе из Т-1 в сепараторе С-4 поддерживается необходимая концентрация ВМП. Промежуточный сепаратор может выполнять функцию массообменного аппарата (как, например, колонна десорбер для отделения метанола из ВМП) в случае превышения температуры в сепараторе над температурой начала образования гидратов.

Десорбированный метанол уносится газом и далее снова участвует в ингибировании, уменьшая тем самым необходимый дополнительный расход метанола, подаваемого перед вторым теплообменником [4].

3 АНАЛИЗ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА НА УКПГ-Х ЯНГКМ

3.1 Общее описание технологического процесса УКПГ-Х

3.2 Характеристика изготавливаемой продукции

3.3 Анализ процесса регенерации метанола на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении

3.3.1 Схема установки регенерации метанола на УКПГ-Х Ямбургского месторождения

Страницы 54- 57 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну

3.3.2 Анализ параметров работы установки регенерации метанола и подбор оптимальных значений

В соответствии с технологическим регламентом, насыщенный метанол подвергается регенерации с массовым расходом Q равным 3840 кг/ч. Требуется достичь концентрации регенерированного метанола в диапазоне $C = 91-97\%$. Для анализа работы установки и определения оптимальных параметров была разработана схема блока регенерации метанола и рекуперативного теплообменника в программной среде UniSim Design, как показано на рисунке 23.

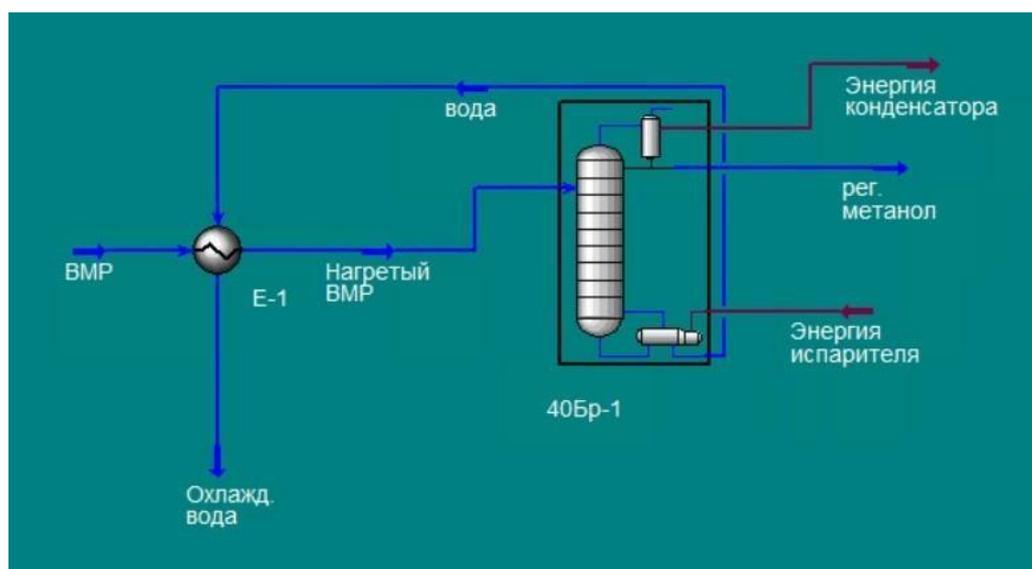


Рисунок 23 – Схема блока регенерации метанола

На рисунке 24 представлены параметры работы ректификационной колонны. Колонна состоит из 9 тарельчатых элементов, при этом секция питания расположена на 5-й тарелке. Давление в конденсаторе составляет 100 кПа, а в ребойлере - 131 кПа.

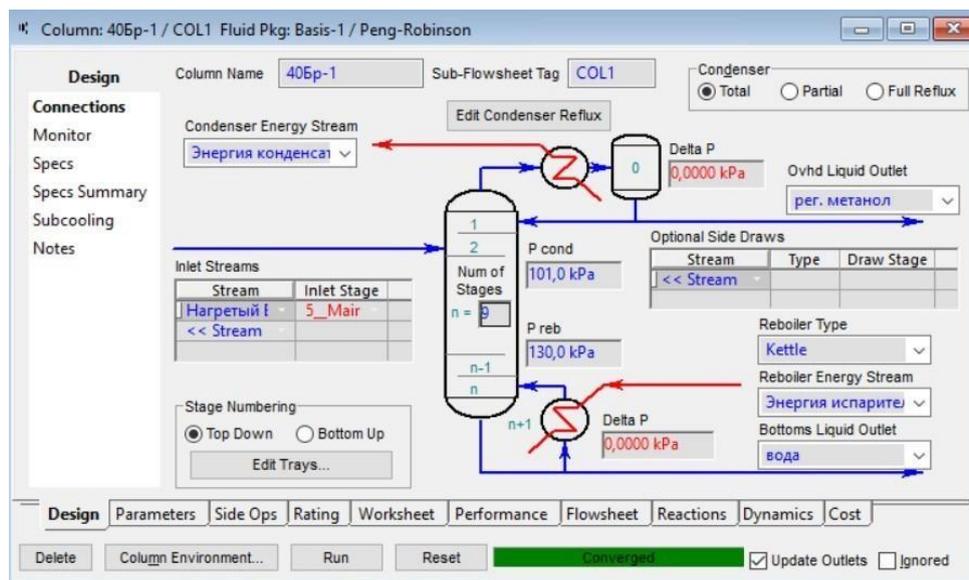


Рисунок 24 – Параметры работы установки регенерации метанола

В ходе исследования в программной среде UniSim Design была проанализирована зависимость концентрации метанола в потоке регенерированного метанола (дистиллята колонны) от изменения температуры верхней и нижней частей колонны. Температура верхней части колонны варьировалась в диапазоне от 68 до 76 °С, а температура нижней части колонны находилась в пределах от 100 до 115 °С. График зависимости концентрации метанола в потоке регенерированного метанола представлен на рисунке 25.

Из анализа полученной зависимости можно отметить, что наименьшая температура верхней части колонны (68 °С) обеспечивает наивысшую концентрацию метанола, которая составляет 99,78%. Таким образом, можно сделать вывод, что концентрация метанола в потоке дистиллята в основном зависит от температуры верхней части колонны. Чем ниже температура, тем выше концентрация метанола.

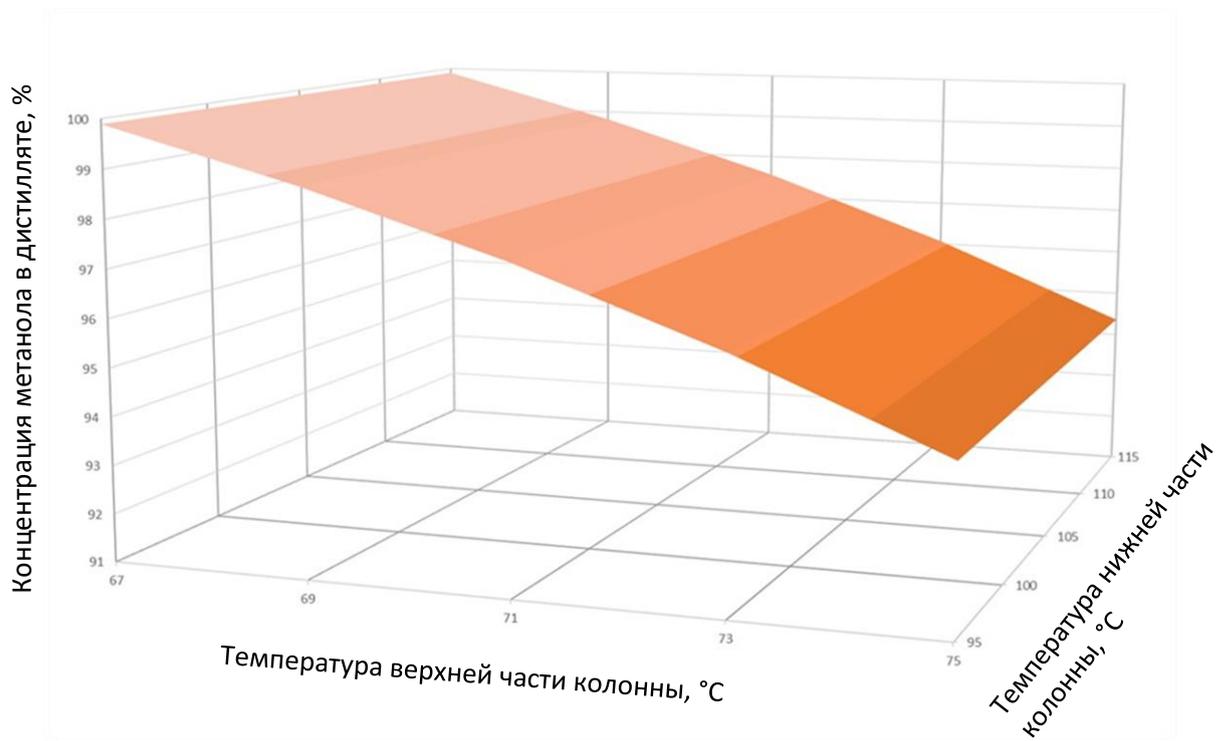


Рисунок 25 – Поверхность, построенная на основе зависимости концентрации метанола в дистилляте от изменения температуры верха и низа колонны

На рисунке представлена зависимость массового расхода регенерированного метанола от температуры верхней и нижней частей колонны.

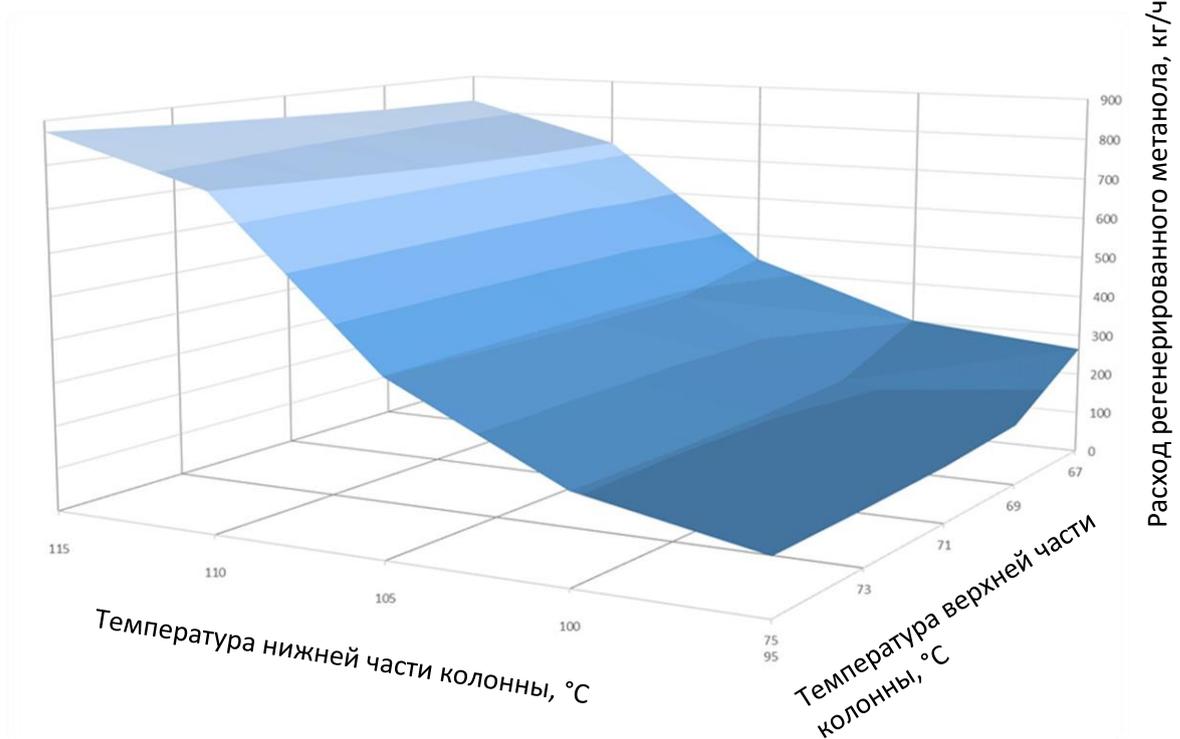


Рисунок 26 – Поверхность, построенная на основе зависимости расхода регенерированного метанола от изменения температуры верха и низа колонны

Анализируя полученную зависимость, можно сделать вывод, что наибольший массовый расход регенерированного метанола достигается при самых высоких значениях температуры верха и низа колонны. При температуре верха колонны 76 °С и температуре низа колонны 115 °С массовый расход составляет 901 кг/ч. Наименьший расход достигается при температуре низа колонны 100 °С и верхней температуре 76 °С (206 кг/ч).

Для анализа содержания метанола в потоке дистиллята была построена соответствующая зависимость от изменения температуры верха и низа колонны. График данной зависимости представлен на рисунке 27.

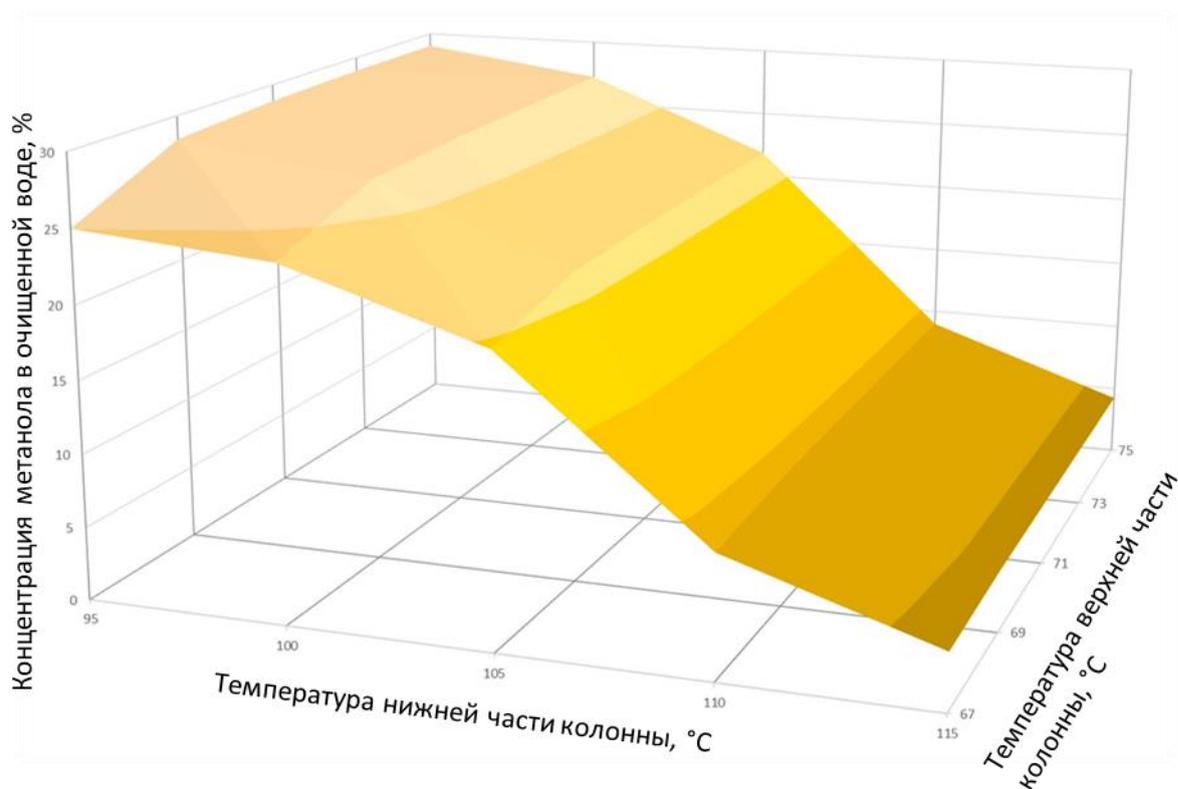


Рисунок 27 – Поверхность, построенная на основе зависимости концентрации метанола в очищенной воде от изменения температуры верха и низа колонны

Из полученной зависимости можно однозначно сказать, что наибольшая концентрация метанола в воде (32%) достигается при высокой температуре верха колонны (76 °C) и низкой температуре низа колонны (100 °C), что не является желательным. Наименьшие потери метанола в воде получаются при температуре верха колонны 68 °C и низа колонны 115 °C, где концентрация метанола составляет 2,5%.

Согласно технологическому регламенту, концентрация регенерированного метанола должна быть в диапазоне 91-97%, а концентрация метанола в очищенной воде не должна превышать 5% (по массе). Исходя из указанных зависимостей, можно выделить два наиболее подходящих варианта оптимизации работы колонны.

Первый вариант предполагает достижение наивысшей концентрации регенерированного метанола. Для этого температура верха колонны должна быть равна 68 °C, а низа колонны - 115 °C. В таком случае концентрация

метанола в дистилляте составит 99,78%. Массовый расход дистиллята будет составлять 947,71 кг/ч. Потери метанола в воде могут быть рассчитаны с использованием следующей формулы:

$$Q_{\text{унос}} = \frac{C_M \cdot Q_B}{100} \quad (6)$$

где $Q_{\text{унос}}$ – расход метанола в потоке воды, кг/ч;

C_M – концентрация метанола в воде, %;

Q_B – массовый расход воды, кг/ч.

$$Q_{\text{унос}1} = \frac{2,5 \cdot 2020}{100} = 50,52 \text{ кг/ч}$$

Второй вариант заключается в достижении максимального расхода регенерированного метанола, при условии соблюдения допустимого диапазона концентрации, установленного регламентом, и предотвращения уноса метанола в воде свыше 5% массы. Для этого температура верхней части колонны должна быть 76 °С, а нижней - 115 °С. При таких условиях концентрация метанола в дистилляте составляет 94,36%, а массовый расход составляет 901 кг/ч. Расчет уноса метанола в воде может быть проведен следующим образом:

$$Q_{\text{унос}2} = \frac{4,27 \cdot 1229}{100} = 55,47 \text{ кг/ч}$$

Расход чистого метанола рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{чист.метанола}} = \frac{C_{M.д} \cdot Q_{\text{рег.мет.}}}{100} \quad (7)$$

где $Q_{\text{чист.метанола}}$ – массовый расход чистого метанола, кг/ч;

$C_{M.д}$ – концентрация метанола в дистилляте, %;

$Q_{\text{рег.мет.}}$ – массовый расход регенерированного метанола, кг/ч.

При первом варианте:

$$Q_{\text{чист.метанола}1} = \frac{99,78 \cdot 947,71}{100} = 945,6 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

При втором варианте:

$$Q_{\text{чист.метанола2}} = \frac{94,36 \cdot 901}{100} = 850,18 \text{ кг/ч}$$

Экономия регенерированного метанола составляет:

$$Q_{\text{экономия}} = Q_{\text{чист. метанола1}} - Q_{\text{чист. метанола2}} \quad (8)$$

где $Q_{\text{экономия}}$ – экономия в чистом метаноле, получаемом в результате ректификации,

$Q_{\text{чист. метанола1}}$, $Q_{\text{чист. метанола2}}$ – массовый расход чистого метанола при первом и втором вариантах, кг/ч.

$$Q_{\text{экономия}} = 945,6 - 850,18 = 95,42 \text{ кг/ч}$$

Также следует учитывать унос метанола в водном потоке, при этом меньшее значение уноса считается более предпочтительным. Разницу между значениями уносов можно сравнить с помощью следующей формулы:

$$Q_{\text{экон. уноса}} = Q_{\text{унос2}} - Q_{\text{унос1}} \quad (9)$$

$$Q_{\text{экон. уноса}} = 55,47 - 50,52 = 4,95 \text{ кг/ч}$$

Таким образом общая экономия при использовании первого варианта составит:

$$Q_{\text{общ.экономия}} = Q_{\text{экономия}} + Q_{\text{экон. уноса}} \quad (10)$$

$$Q_{\text{общ.экономия}} = 95,42 + 4,95 = 100,37 \text{ кг/ч}$$

В год экономия составит:

$$Q_{\text{эк.год}} = Q_{\text{общ.экономия}} \cdot 24 \cdot 365 \quad (11)$$

$$Q_{\text{эк.год}} = 100,37 \cdot 24 \cdot 365 = 879241 \text{ кг}$$

При цене метанола в 25 рублей за кг [24] общая экономия в рублях рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{эк.рубл}} = Q_{\text{эк.год}} \cdot C_{\text{кг мет.}}$$

где $Q_{\text{эк.рубл}}$ – экономия в рублях за год; $Q_{\text{эк.год}}$ – годовая экономия метанола, кг; $C_{\text{кг мет.}}$ – стоимость 1 кг метанола, руб.

Экономия в рублях составит:

$$Q_{\text{эк.рубл}} = 879241 \cdot 25 = 21981030 \text{ рублей}$$

В итоге, при использовании первого варианта, достигается экономия в объеме 879241 кг в год. Это приведет к сокращению расходов на 21981030 рублей. Таким образом, выбор максимальной концентрации метанола в потоке дистиллята позволяет получить наибольшее количество чистого метанола после процесса регенерации. Поэтому параметры работы установки регенерации метанола в данном варианте следует считать оптимальными.

Так же стоит отметить, что при включении в схему этапа “отдувки” метанола методом абсорбции расход чистого метанола увеличится за счёт того, что по мере охлаждения, метанол из газа переходит в жидкость. Этого можно добиться, не изменяя массовый расход водометанольного раствора. Таким образом, можно увеличить процент концентрации метанола в дистилляте. Соответственно при изначальном расходе метанола равном 3840 кг/ч расход чистого метанола после конденсации составит порядка 48,5 кг/ч [23]. Тогда концентрация метанола в дистилляте во втором варианте составит:

$$C_{\text{М.д}} = \frac{Q_{\text{чист.метанола2}} \cdot 100}{Q_{\text{рег.мет.}}} = \frac{(850,18 + 48,5) \cdot 100}{901} = 99,74 \%$$

Таким образом, при использовании в схеме этапа “отдувки” метанола второй вариант становится так же возможным и экономически выгодным.

3.3.3 Расчет флегмового числа

Флегмовое число является значимым показателем эффективности работы ректификационной колонны. Оно определяется как отношение массы подаваемой флегмы (орошения) к общей массе получаемого дистиллята. Флегмовое число рассчитывается по следующей формуле:

$$R = \frac{\Phi}{D} \quad (12)$$

где R – флегмовое число; Φ – массовый расход флегмы, кг/ч; D – массовый расход дистиллята, кг/ч.

Оптимальные параметры работы ректификационной колонны приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Оптимальные параметры работы ректификационной колонны

Параметр	Значение
Температура верха колонны, °С	67
Температура низа колонны, °С	115
Концентрация метанола в дистилляте, %	99,89
Массовый расход дистиллята, кг/ч	947,71
Массовый расход метанола на орошение, кг/ч	2511,1

Таким образом, флегмовое число равно:

$$R = \frac{2511,1}{947,71} \approx 2,65 = 2$$

Оптимальное флегмовое число ректификационной колонны $R = 2$.

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

Студенту:

Группа	ФИО		
2Б94	Мамедову Рамину Рамиз оглы		
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1.Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2.Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3.Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4.Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала

1. Оценка конкурентоспособности ИП
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Мамедов Рамин Рамиз оглы		

4 Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;

Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель данной НИ (ВКР) – в обеспечении эффективного и экономически выгодного процесса борьбы с гидратообразованием посредством выбора наиболее подходящего ингибитора гидратообразования.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

В ходе исследования были рассмотрены две конкурирующие разработки ингибитора различного состава:

Ингибитор гидратообразования на основе метанола CH_3OH ;

Ингибитор гидратообразования на основе триэтиленгликоля $\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}_3$.

Данное исследование проводится с целью выявления достоинств и недостатков разработок. В таблице 5 продемонстрировано сравнение разработок-конкурентов и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 5 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Актуальность исследования	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Антигидратная активность	0,14	5	5	4	0,7	0,7	0,56
3. Не приводит к солеотложениям и коррозии	0,18	5	5	5	0,9	0,9	0,9
4. Наличие схем регенерации	0,14	5	5	3	0,7	0,7	0,42
5. Простота изготовления	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
6. Эффективность работы	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
7. Безопасность	0,08	4	2	4	0,32	0,16	0,32
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена сырья	0,12	3	4	3	0,36	0,48	0,36
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	2	4	4	0,12	0,24	0,24
3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Итого	1	43	43	37	4,42	4,4	3,77

Расчёт конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i = 0,12 * 4 = 0,48; \quad (13)$$

где K – конкурентоспособность проекта;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

Проведённый анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

4.1.2 SWOT – анализ

SWOT – Strength (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. SWOT – анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, который проявились или могут проявиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий. Матрица SWOT – анализа представлена в таблице 2.

Сильные стороны. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

Слабые стороны. Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, который препятствуют достижению целей.

Таблица 6 – Матрица SWOT

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Высокая доступность данного инженерного решения.	Сл1. Наличие большого количества показателей, используемых для сравнения разработок.

Продолжение таблицы 6

С2. Низкий порог требований для оборудования, используемого в процессе анализа.	Сл2. Низкая экологичность исследования.
С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.	Сл3. Необходимо создание определенных условий для успешного прохождения исследования.
С4. Высокая изученность материалов разработок.	Сл4. Эксперименты имеют большие погрешности и неопределенности.
С5. Квалифицированный персонал.	Сл5. Вероятность получения брака.
Возможности	Угрозы
В1. Увеличение количества оборудования, которое подвержено образованию гидратов.	У1. Появление более дешевых аналогов.
В2. Повышение стоимости на конкурентные разработки.	У2. Введение более жестких требований к экологичность продукции.
В3. Низкая изученность конкурентных разработок.	У3. Высокий уровень конкуренции на рынке.
В4. Снижение экономических потерь, вызванных образованием гидратных пробок.	У4. Снижение спроса на традиционные ингибиторы гидратообразования.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон инженерного решения внешним условиям окружающей среды.

Составляется интерактивная матрица, с помощью которой можно оценить варианты стратегического выбора.

(+) – Сильное соответствие сторон возможностям;

(-) – Слабое соответствие сторон возможностям;

(0) – Сомнения в выборе.

Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями

		Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3	С4	С5
Возможности проекта	В1	+	+	-	+	-
	В2	+	+	0	0	+
	В3	-	-	+	+	-
	В4	+	+	-	-	-

Анализируя данные интерактивной матрицы проекта, можно сделать вывод о сильной корреляции В1В2С1С2, В1В3С4, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT – анализа, которая приводится в данной работе (таблица 8).

Таблица 8 – SWOT – анализ

Сильные стороны научно-исследовательского проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта
<p>С1. Высокая доступность данного инженерного решения;</p> <p>С2. Низкий порог требований для оборудования, используемого в процессе анализа;</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта;</p> <p>С4. Высокая изученность материалов разработок;</p> <p>С5. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Сл1. Наличие большого количества показателей, используемых для сравнения разработок;</p> <p>Сл2. Низкая экологичность исследования;</p> <p>Сл3. Необходимо создание определенных условий для успешного прохождения исследования;</p> <p>Сл4. Эксперименты имеют большие погрешности и неопределенности;</p> <p>Сл5. Вероятность получения брака.</p>
Направления развития	Сдерживающие факторы
<p>В1С1С2. Увеличение количества оборудования является положительным моментом при высокой доступности разработки;</p> <p>В2С1С4. Высокая стоимость конкурентных разработок положительно сказывается на текущей хорошо изученной разработке;</p> <p>В3С3С4. Высокая изученность данной разработки и наличие свежей информации позволяет обойти низкоизученные конкурентные разработки.</p>	<p>В4Сл2Сл4Сл5. Снижение экономических потерь может привести к повышению экологических требований и к появлению брака.</p>
Угрозы развития	Уязвимости
<p>У1С1. Появление более дешевых аналогов может привести к снижению спроса даже на высоко доступную разработку;</p> <p>У4С1С4. Снижение спроса на традиционные ингибиторы может «перевесить» их высокую изученность и доступность.</p>	<p>У2Сл2Сл3. Повышение требований к экологичности продукции может негативно сказаться на данной разработке;</p> <p>У1Сл1Сл4Сл5. Появление дешевых конкурентов может создать уязвимости для разработок, имеющих большие неопределенности и дающие брак;</p> <p>У3Сл2. Высокий уровень конкуренции на рынке может предоставить более экологичную продукцию.</p>

В результате SWOT – анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над её недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно – исследовательской разработке.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- Определение структуры работ в рамках научного исследования;
- Определение участников каждой работы;
- Установление продолжительности работ;
- Построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
----------------	-------	------------------	-----------------------

Продолжение таблицы 9

Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

Данная таблица дает информацию о структуре проделанных работ в рамках данного исследования.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно

учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости $t_{ож i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож i} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5} \quad (14)$$

где $t_{ож i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел. – дн.;

$t_{min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. – дн.;

$t_{max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. – дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i} \quad (15)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ож i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Пример расчета (календарное планирование выполненных работ), для остальных работ расчет проводится аналогично:

$$t_{ож i} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 7}{5} = 5,8 \text{ чел. – дней};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i} = \frac{5,8}{2} = 2,9 \text{ дней.}$$

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, продолжительность каждого из этапов работ следует из рабочих дней перевести в календарные. Для этого воспользовались формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (16)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i – й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i – й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности находится по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (17)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году;

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 10.

Таблица 10 – Расчеты временных показателей проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{осл}}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	3	-	4	-	3,4	-	3,4	5,0

Продолжение таблицы 10

2. Календарное планирование выполнения ВКР	2	3	3	4	2,4	3,4	2,9	4,3
3. Обзор научной литературы	-	5	-	8	-	6,2	6,2	9,2
4. Выбор методов исследования	-	3	-	4	-	3,4	3,4	5,0
5. Планирование эксперимента	3	5	5	7	3,8	5,8	4,8	7,1
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	4	-	6	-	4,8	4,8	7,1
7. Проведение эксперимента	-	14	-	19	-	16	16	23,7
8. Обработка полученных данных	-	11	-	13	-	11,8	11,8	17,5
9. Оценка правильности полученных результатов	3	4	4	5	3,4	4,4	3,9	5,8
10. Составление пояснительной записки	-	7	-	10	-	8,2	8,2	12,1
Итого:	11	56	16	76	13	64	65,4	96,8

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 11).

Таблица 11 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность работ												
				февр			март			апр			май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Исп1	5,0	▨												
2	Календарное планирование выполнения ВКР	Исп1 Исп2	4,3	▨												
3	Обзор научной литературы	Исп2	9,2		■											



Продолжение таблицы 11

4	Выбор методов исследования	Исп2	5,0															
5	Планирование эксперимента	Исп1 Исп2	7,1															
6	Подготовка образцов для эксперимента	Исп2	7,1															
7	Проведение эксперимента	Исп2	23,7															
8	Обработка полученных данных	Исп2	17,5															
9	Оценка правильности полученных результатов	Исп1 Исп2	5,8															
10	Составление пояснительной записки	Исп2	12,1															

Примечание:

 – Исп. 1 (научный руководитель),  – Исп. 2 (инженер)

4.3 Бюджет научно – технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ (НИР)

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Материальные затраты, необходимы для данной разработки, заносим в

таблицу 12.

Таблица 12 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Метан	м ³	3000	18	54000
Диэтиленгликоль	кг	50	66	3300
Дистиллированная вода	л	1000	30	3000
Очки защитные	шт.	4	390	1560
Фартук резиновый	шт.	4	838	3352
Перчатки резиновые	пара	5	60	300
ИТОГО				65512

4.3.2 Расчёт амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом: Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n} \quad (18)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot И}{12} \cdot m \quad (19)$$

где $И$ – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Таблица 13 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования,	Время использования, мес.	$N_A, \%$	Цена оборудования, руб.	Амортизация	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Колонна К-1	1	10	3	0,10	700000	17500	
2	Нагреватель	2	8	3	0,13	980000	30625	
3	Промежуточный теплообменник	2	10	3	0,10	588000	14700	
4	Аппарат воздушного охлаждения	1	12	3	0,08	270000	5625	
5	Сепаратор метанола	1	15	3	0,07	400000	6667	
6	Сборник метанола	1	10	3	0,10	380000	9500	
7	Фильтр метанола	1	8	3	0,13	250000	7813	
Итого:								92429 руб.

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30% от тарифа или оклада.

Месячный должностной оклад для руководителя:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 39300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 76635 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад для инженера:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 26200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51090 \text{ руб.}$$

где Z_{TC} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска); Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (20)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 14).

Таблица 14 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Инженер	Научный руководитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней, Выходные дни Праздничные дни	48/14	44/14
Потери рабочего времени отпуска, невыходы на работу	28	56
Действительный годовой фонд рабочего времени	275	251

Таким образом, для руководителя и инженера соответственно:

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

$$Z_{\text{осн}} = T_p \cdot Z_{\text{дн}} \quad (21)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

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

Для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 3121 \cdot 13 = 40573 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 2280 \cdot 64 = 145920 \text{ руб.}$$

Таблица 15 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб	T_p , раб. дн	$Z_{\text{осн}}$, руб
Руководитель	39300	0,3	0,2	1,3	76635	3121	13	40573
Инженер	26200	0,3	0,2	1,3	51090	2280	64	145920
Итого $Z_{\text{осн}}$, руб								186493

4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (22)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Тогда для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 40573 = 5274 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 145920 = 18970 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, равный 0,13.

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые начисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяются по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (23)$$

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (40573 + 5274) = 13754 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (145920 + 18970) = 49467$ руб. где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2023 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

4.3.6. Накладный расход

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статей затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 16 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
92429	65512	186493	24244	63221	431899

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 - 5) \cdot k_{\text{пр}} \quad (25)$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

$$Z_{\text{накл}} = 431899 \cdot 0,2 = 86380;$$

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ «Исследование при борьбе с гидратообразованием в линейных сооружениях нефтегазоконденсатного месторождения» по форме, приведенной в таблице 26. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 17 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3	
1	Материальные затраты НИР	65512	66838	71444	Пункт 4.3.1
2	Затраты на специальное оборудование	92429	94813	96058	Пункт 4.3.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	168854	168854	168854	Пункт 4.3.3
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	21951	21951	21951	Пункт 4.3.3
5	Отчисления во внебюджетные фонды	57241,5	57241,5	57241,5	Пункт 4.3.4
6	Накладные расходы	80811,3	81553,3	82723,5	Пункт 4.3.5
	Бюджет затрат НИР	486798,8	491250,8	525299	Сумма ст. 1- 6

Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество дней для выполнения работ составляет 96,8 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 94,7 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 19,2 дней;

Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 525299 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б94		Мамедову Рамину Рамиз оглы	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	21.03.01 Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Повышение эффективности использования метанола методом низкотемпературной сепарации на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение Характеристика объекта исследования и области его применения.</p>	<p>Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа, в частности цех регенерации метанола Областью применения является разработка и эксплуатация месторождения Рабочей зоной является цех регенерации метанола Размеры помещения составляют 100*50 метров Количество и наименование оборудования: десорберы, огневые печи, емкости, насосы водокольцевые, отстойники, разделители, емкости с угольными фильтрами, задвижки. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров работы процесса регенерации гликоля, обслуживание резервуаров.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p>	<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> - Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях. - При проектировании объектов необходимо руководствоваться "Перечнем технологического оборудования нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для установки на открытых площадках" НТП 1.8-001-2004 "Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа"

<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p>	<p>2.1 Анализ потенциально вредных факторов Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего (ГОСТ 12.1.005-88) - Повышенный уровень шума (ГОСТ 12.1.003-83) и вибрации (ГОСТ 12.1.012-90) на рабочем месте - Тяжесть и напряженность труда (Р2.2.755-99) - Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека (ГОСТ 12.1.007-76) - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения <p>2.2 Анализ потенциально опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Эксплуатация оборудования, работающих под давлением; - Производственные факторы, связанные с электрическим током; <p>Пожаробезопасность и взрывобезопасность.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Анализ воздействия на селитебную зону (выбросы паров газа при аварии и выбросах вредных веществ);</p> <p>Анализ воздействия на литосферу (твёрдые бытовые и строительные отходы, разлитие растворов и химических агентов);</p> <p>Анализ воздействия на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды);</p> <p>Анализ воздействия на атмосферу (выбросы паров газа и метанола).</p> <p>Решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации оборудования регенерации гликоля;</p> <p>Наиболее типичная ЧС – аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек, не герметичных соединениях;</p> <p>Геологические воздействия (землетрясение, цунами, ураган и т.д.);</p> <ul style="list-style-type: none"> - Пожарная и взрывная опасность

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Мамедов Рамин Рамиз оглы		

5. Социальная ответственность

В данной работе объектом исследования является промышленная установка комплексной подготовки газа (УКПГ) с применением осушки газа методом абсорбции природного газа. Установка предназначена для сбора, подготовки газа и конденсата на газоконденсатных месторождениях в соответствии с требованиями соответствующих отраслевых и государственных стандартов при децентрализованной системе сбора и подготовки газа СТО Газпром 089-2010 [25].

В рамках данной работы осуществляется оценка эффективности установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче газа и конденсата на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Разработка месторождений нефти и газа в Западной Сибири, относится работам по извлечению труднодобываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Поэтому данный вид деятельности в данном регионе Российской Федерации имеет ряд своих особенностей. Поэтому осуществление правового регулирования труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса

«Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327.

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;
- Заработная плата;

Охрана труда.

Исходя из статьи номер 91, трудового кодекса, можно сделать вывод, максимально возможное рабочее время не должно превышать 40 часов в неделю. Однако в связи со спецификой некоторых работ в нефтегазовой отрасли, данное положение не всегда выполняется. Аргументируется это тем, что большую часть работ отрасли, относят к вредным или опасным, следовательно, для работников должно быть снижено максимально возможное время работы на 3 или 4 часа в неделю. Также приказом работодателя, должны быть установлены нормативы по прекращению работы на открытом воздухе.

Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать, исходя из условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности в соответствии с указаниями.

Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) должны проектироваться как единый комплекс, состоять из одной или нескольких технологических линий и оборудования общего технологического назначения. Установка монтируется на открытой площадке. Состав каждой конкретной установки определяется заказчиком согласно проекту привязки, в зависимости от конкретных условий.

5.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ, представленных в таблице 18.

Таблица 18 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Обслуживание оборудования регенерации гликоля; 2. Работа с машинами и механизмами; 3. Установка и снятие заглушек.	1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ССБТ ГОСТ 12.1.005-88.
	2. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте	(ГОСТ 12.1.003-83) (ГОСТ 12.1.012-90)
	3. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	ГОСТ 12.1.007-76.
	4. Тяжесть и напряженность труда	Р2.2.755-99
	5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016; СНиП 23-05-95
	6. Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.009-2017
	7. Эксплуатация оборудования, работающих под давлением	ПБ 03-576-03
	8. Пожаробезопасность и взрывобезопасность	ГОСТ Р 12.3.047-2012

5.2.1 Анализ потенциальных вредных факторов

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Работы на газодобывающем предприятии часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на рабочих различных метеорологических условий. Согласно правилам безопасности, рабочие выполняющие работы на открытом воздухе, должны быть защищены от воздействия неблагоприятных погодных условий. При проведении работ на открытом воздухе правила безопасности предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных метеорологических факторов СанПиН 2.2.4.548-96: специальной одеждой и обувью; обустройства козырьков над рабочим местом; в зимнее время оборудование помещений, целью которых является обогрев рабочих.

На рабочих местах и в производственных помещениях, осуществляют постоянный контроль воздуха рабочей зоны.

Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней.

Повышенный уровень шума и вибрации

Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования УКПГ являются компрессора на ДКС, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели, вентиляторы, скважины, продувочные свечи. Компрессора на ДКС имеют достаточно большую массу и обороты, составляющей производственного шума имеют уровни значительно меньше ПДУ и практически не оказывают вредного воздействия на обслуживающий персонал. Для обеспечения безопасности при работе на скважинах и непосредственной близости от них, для операторов по добыче и исследованию скважин, созданы санитарно-гигиенические нормативы условий труда. По этим нормам

основными источниками опасных и вредных факторов производственной сферы являются шум и вибрация.

При добыче газа шумы значительной силы возникают на компрессорных станциях при капитальном ремонте скважин и при выполнении многих других производственных операций. Нормирование условий труда по шуму осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83.

Общая вибрация на рабочих местах нормируется по ГОСТ 12.1.012-78, что позволяет оценить опасность воздействия вибрации на рабочих.

При организации технологических процессов, создающих шум, предусмотреть применение методов, снижающих уровни шума в источнике его возникновения:

- применение малозумных технологических процессов и оборудования;
- применение дистанционного управления и автоматического контроля;
- применение звукоизолирующих ограждений-кожухов;
- устройство звукопоглощающих облицовок и объемных поглотителей шума;
- применение вибропоглощения (достигается покрытием вибрирующих частей оборудования и специальными демпфирующими материалами, имеющими высокое внутреннее трение) и виброизоляции (для снижения уровня шума вибрирующие агрегаты устанавливаются на амортизаторы или на специальные фундаменты).

Тяжесть и напряженность труда

При проектировании оборудования необходимо учитывать условия его работы с принятием необходимых запасов прочности. Контрольно-измерительная аппаратура должна применяться регулярно, для того чтобы вовремя выявить опасные нарушения в режиме работы оборудования.

Необходимыми условиями являются: применение средств блокировки (ограничителей подъема нагрузок), исключающих неправильные действия обслуживающего персонала. Также средства блокировки позволяют своевременно вывести рабочих из опасных зон и при возможности дистанционно управлять процессом. Одним из наиболее важных процессов, которые относятся к мероприятиям по технике безопасности, является периодический осмотр и проведение испытаний оборудования и механизмов. Для предотвращения разрывов оборудования вследствие повышения давлений применяются различные предохранительные устройства.

Насосное хозяйство по вводу ДЭГа на установке осушки газа должно, быть соответствовать требованиям, предъявляемым к оборудованию и устройству пожароопасных помещений.

Необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски газа или конденсата необходимо немедленно устранить в присутствии наблюдающего.

В производственных помещениях и на рабочих местах для принятия своевременных мер по предотвращению возможности содержания в воздухе вредных веществ, превышающих предельно - допустимые санитарные нормы и требования взрывобезопасности, осуществляется постоянный контроль качества воздуха (таблица 19).

Таблица 19 – Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с

Продолжение таблицы 19

Холодный	Средняя тяжесть	17-19	40-60	0,2
Теплый	Средняя тяжесть	20-22	40-60	0,3

Также применяют промышленную вентиляцию для удаления из производственных помещений и рабочих мест воздуха, содержащего различные взрывоопасные и вредные вещества и подачи внутрь помещений ик рабочим зонам чистого наружного воздуха, для улучшения температурных условий помещения.

На газовых компрессорных станциях место забора приточного воздуха располагают на расстоянии не менее 8 метров от выброса выхлопных газов компрессоров.

Для ведения работы в зимний период, производственные помещения должны быть оборудованы, системой местного или центрального отопления, что позволит создать благоприятные условия для работы обслуживающего персонала.

Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа; конденсат; водометанольная смесь.

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму–взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность. Содержание газа в воздухе в количествах, снижающих в нём концентрацию кислорода от 21 до 15% объёмных при вдыхании, может привести к удушью. При сепарации

газожидкостной смеси на входе УКПГ и в процессе низкотемпературной сепарации выделяется газовый конденсат.

В качестве ингибитора гидрообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол-сильный яд, действующий на нервную и сердечно-сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м³.

Для смазки трущихся частей механизмов на станции применяются минеральные масла, в том числе электронасосных агрегатов-масло турбинное ТП-22С. В системе продувки инертным газом применяется азот.

Азот инертный газообразный газ, бесцветный, невзрывоопасный, нетоксичный, накопление азота вызывает явление кислородной недостаточности и удушья.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установкам в соответствии с ГОСТом 12.4.034-85 выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок ПУЭ и строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения

объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без пульсаций. Осветительные установки долговечны и безопасны. Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения [38, 39].

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м².

5.2.2 Анализ потенциальных опасных факторов

Ямбургское газопромысловое управление представляет сложную структуру производства, в котором задействован труд человека в разной степени опасности производственных факторов, оказывающих влияние на здоровьей работоспособность человека в процессе труда. Наиболее опасные и вредные производственные факторы могут возникнуть при обслуживании объектов газового хозяйства.

Опасные факторы на газовом промысле обусловлены:

- необходимостью обслуживания фонтанной арматуры газовых скважин, газопроводов, сепараторов, компрессоров и другого оборудования, находящихся под высоким давлением;

- выделение газа через негерметичную запорную арматуру, через сальниковые и фланцевые уплотнения, представляющие опасность взрыва и
- отравление людей;
- применение в процессе добычи газа вредных веществ (метанола, ДЭГа, газового конденсата, кислот и др.);
- необходимостью проведения газоопасных и огневых работ;
- необходимостью применения электрофицированного инструмента;
- необходимостью применения паровых и водогрейных котлов и утилизации тепла высокой температуры и давления;
- необходимостью применения грузоподъемных кранов и приспособлений;
- необходимостью применения колесной и гусеничной техники;
- работой на открытом воздухе при низких температурах и воздействии кровососущих насекомых;
- необходимостью работ с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

Эксплуатация оборудования, работающих под давлением

Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением - возможность их разрушения под действием давления рабочей среды. При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей. Мощность физических взрывов сосудов весьма велика. Например, мощность взрыва сосуда вместимостью 1 м^3 , находящегося под давлением воздуха, равным 1 МПа , составляет 13 МВт .

Наиболее частыми причинами аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температурному режиму, превышение давления сверх предельного, потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы), несоблюдение установленного режима работы, отсутствие необходимого технического надзора, ошибочные действия обслуживающего персонала.

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" ПБ 03-576-03 [41]. К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115°С или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа.

Правила устанавливают специальные требования безопасности к конструкции и материалам сосудов, к изготовлению, монтажу и ремонту, к арматуре, контрольно-измерительным приборам и предохранительным устройствам, к установке, регистрации и техническому освидетельствованию сосудов, к содержанию и обслуживанию их [42].

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Электрооборудование в здании должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок. Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83.

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83:

- Специальную одежду антиэлектростатическую;
- Средства защиты рук антиэлектростатические;
- Специальную обувь антиэлектростатическую;
- Предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца).
- Предусмотреть молниезащиту сооружений в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными, или сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

Пожаробезопасность и взрывобезопасность

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [31]. На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 %об. (таблица 17). Для взрывоопасных и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

На установке комплексной подготовки газа предусмотрено наружное пожаротушение, с использованием водонапорной сети диаметром 159,5 миллиметров и незамерзающих пожарных гидрантов. На площади УКПГ устанавливают два резервуара, емкостью по 1000 м³, для хранения пожарного запаса воды. Емкости оснащены огневым подогревом.

Все помещения обязаны быть укомплектованы средствами пожаротушения, а также пожарным инвентарем, который предусмотрен действующим нормативом [33].

В качестве средств пожаротушения рекомендуется применять пар, воду, углекислый газ, песок, химические порошки в соответствии с

технологическими требованиями. Запрещается использование противопожарного оборудования для иных целей.

На УКПГ наружное пожаротушение всех зданий и сооружений осуществляется от кольцевой сети надземного водопровода диаметром 250 мм через незамерзающие пожарные гидранты, установленные также надземно.

Внутреннее пожаротушение, кроме автоматического, осуществляется из внутреннего противопожарного водовода, через установленные на нем краны, количество которых соответствует параметрам помещений.

При возникновении пожара, кроме централизованного отключения вентиляционных систем, предусмотрена их автоматическая блокировка, за исключением вентиляционных систем, обслуживающих тамбур шлюзы, на канализационных сетях промстока установлены гидрозатворы. Все здания предусмотрены третьей степени огнестойкости согласно СНиП 21-01-97. В зданиях с помещениями категории «А» предусмотрены наружные легко сбрасываемые конструкции, площадь которых составляет не менее 0,05 м² на 1 м³ объема взрывоопасного помещения.

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения вентиляции и электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно нормам.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по

обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

5.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Атмосферный воздух в районе НГКМ загрязняется главным образом такими вредными веществами как окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа, используемого для собственных нужд с целью получения тепловой и электрической энергии, энергии для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций; для сжигания загрязненных промышленных стоков на горизонтальных факельных установках (ГФУ).

Окись углерода и окислы азота выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, отработке скважин. Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества.

В целях обеспечения содержания вредных веществ в приземном слое атмосферы в количествах, не превышающих их предельно-допустимую концентрацию в воздухе, по каждому стационарному источнику выбросов расчетным путем (с учетом рассеивания) определены максимальные величины предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Основные мероприятия, проводимые в ООО "Газпром добыча Ямбург" по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха, включают и себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;

- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ;
- утилизацию промстоков путем закачки их в поглощающие горизонты вместо сжигания с природным газом на ГФУ.

5.3.1 Мероприятия по охране водных объектов

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, диэтиленгликоль, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки, загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

В связи с ограниченной способностью водоемов Крайнего Севера к самоочищению, обусловленной низкими температурами и коротким летом, практически все хозяйственно-бытовые стоки в компании подвергаются биологической очистке до нормативных требований на канализационно-очистных сооружениях (КОСах). Промышленные стоки, содержащие значительные количества загрязняющих веществ, не поддающихся эффективной очистке, утилизируются закачкой в пласт, а в аварийных случаях сжигаются на горизонтальных факельных установках.

Эффективность очистки сточной воды на КОСах постоянно контролируется работниками технологической (ПХБЛ) и ведомственной лаборатории охраны окружающей среды (НИЛ ООСиПС Управления НИПР)

Регулярному контролю подвергается вода Обской губы, являющейся источником питьевого водоснабжения объектов компании.

5.3.2 Мероприятия по охране литосферы

Почвы в условиях Крайнего Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) - стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях, естественным путем происходит длительное время - в течение 90-100 лет.

С целью предотвращения загрязнения почв компания осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий НГКМ, универсальной травосмеси;
- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома на отдельно отведенных площадках;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимней период; ведомственной лабораторией предприятия (НИЛ ООСипС) планомерно производится контроль экологического состояния территории промысла, промзоны, жилых поселков.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В результате аварий на производстве, возникают так называемые чрезвычайные ситуации. Они практически всегда сопровождаются разрушениями оборудования, человеческими жертвами и уничтожением

других материальных ценностей. Для газовой промышленности характерны такие производственные аварии как:

- аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.;
- пожары;
- взрывы.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования, необходимо произвести аварийную остановку УКПГ. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

- прекращение подачи воздуха контрольно-измерительным приборам и аппаратуре;
- полное отключение электроэнергии;
- прорыв газа;
- возникновение пожара на установке.

При кратковременном прекращении подачи воздуха в контрольно-измерительные приборы и аппаратуру установку, работа установки не останавливается. Регулирование подачи воздуха происходит в ручном режиме, то есть оператор руководствуется только показаниями приборов, установленных по месту. Если устранить данную таким способом проблему не представляется возможным, необходимо произвести нормальную остановку УКПГ.

На случай повсеместного отключения электроэнергии, на промысле имеются автоматизированные электростанции. Перевод на аварийное электроснабжение установки производится автоматически либо вручную непосредственно с пульта управления.

Аварийная остановка установки комплексной подготовки газа, при возникновении чрезвычайной ситуации, производится в следующей последовательности:

- Остановка технологической нитки;

- Сброс давления с участка, на котором произошел прорыв газа;
- Немедленное прекращение всех огневых работ на промысле;
- Устранение дефекта.
- При возникновении пожара на установке, остановка установки

осуществляется в следующей последовательности:

- В аварийном режиме остановить установку;
- Произвести мероприятия по сбросу давления с аппаратов, которые находятся под угрозой возникновения пожара;
- Вызов пожарной команды;

По возможности произвести работы по локализации очага возгорания, до приезда пожарной бригады, своими силами.

Выводы по разделу

Раздел «Социальная ответственность» содержит в себе важнейшие принципы в области охраны труда, промышленной и экологической безопасности, а также энергоэффективности.

В разделе были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на предприятии, опасные и вредные производственные факторы, методы их предотвращения, а также основные причины возникновения аварий в процессе подготовки и транспортировки газа и газоконденсата.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В разработке месторождений в условиях Крайнего Севера, одним из основных вызовов является борьба с гидратообразованием, которое затрудняет процессы добычи и подготовки газа и газоконденсата. Одним из наиболее распространенных методов преодоления гидратообразования является использование химических реагентов для ингибирования углеводородов. Метанол является самым эффективным ингибитором гидратообразования и широко применяется на северных месторождениях в связи с холодным климатом. Он демонстрирует высокую эффективность в снижении температуры гидратообразования и является более экономичным по себестоимости.

На данный момент исследуются кинетические ингибиторы гидратообразования, которые отличаются низкой дозировкой по сравнению с термодинамическими ингибиторами. Однако, ограниченный опыт их практического использования не позволяет сделать окончательные выводы о их высокой эффективности.

Важным этапом в подготовке газа является процесс регенерации метанола, который заключается в восстановлении его концентрации в смеси с водой. Регенерация осуществляется в ректификационной колонне, где водно-метанольный раствор разделяется на различные фракции в зависимости от температуры кипения. Контроль и оптимизация параметров работы колонны способствуют повышению эффективности процесса регенерации метанола.

В ходе исследования были определены оптимальные параметры работы блока огневой регенерации метанола, включая температуру верха и низа колонны, количество тарельчатых аппаратов и давление. Выбор этих параметров позволяет наиболее эффективно осуществлять процесс регенерации метанола и успешно справляться с гидратообразованием. Массовая концентрация метанола в потоке регенерированного метанола составляет 99,78% при массовом расходе 947,71 кг/ч. Это позволяет

сэкономить до 879241 кг/год чистого метанола, который необходим для подпитки месторождения, что эквивалентно сумме в 21981030 рублей.

Рекомендуется использовать режим работы установки регенерации метанола с температурой низа колонны 115 °С и верха колонны 68 °С.

Проблема гидратообразования будет оставаться одной из главных задач в следующие годы, поскольку добыча углеводородов становится все сложнее из-за увеличения содержания газоконденсата. Большое количество конденсата приводит к более интенсивному гидратообразованию, поэтому разработка эффективных методов его преодоления остается актуальной и в будущем.

Список использованных источников

1. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения: РАО "ГАЗПРОМ" от 6 мая 1996. - 54 с
2. Геологический отчёт ООО Ямбурггаздобыча - М.: РАО ГАЗПРОМ, 20010. - 90 с.;
3. Красовский А.В., Меркулов А.В., Сопнев А.В., Кожухарь Р.Л., Лысов А.О, Бялик А.О. Анализ эффективности летних остановок промыслов на сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения для оптимизации разработки на заключительной стадии // Добыча газа и газового конденсата. - 2017. - №12. - С. 58-61.
4. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России/Гриценко А.И., Истомин В.А. Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. – М.: Недра, 1999.
5. Российская газовая энциклопедия / гл. ред. Р. И. Вяхирев. — Москва: Большая Российская энциклопедия, 2004. — 527 с.: ил.. — К 55-летию ВНИИГаза. — Список основных сокращений: с. 524. — Список аббревиатур: с. 525.. — ISBN 5-85270-327-3.
6. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.:ООО «Недра-Бизнесцентр». 1999.-596 с.
7. Газовые гидраты // Science Direct URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/chemical-engineering/gas-hydrate> (дата обращения: 02.03.2023).
8. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Газовые гидраты. Технология воздействия на нетрадиционные углеводороды: Учеб. Пособие. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: РУДН, 2009. – 289 с.: ил.

9. Бекиров Т. М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
10. Кэрролл Джон. Гидраты природного газа: справочное пособие: перевод с английского / Джон Кэрролл; науч. ред. Золотоус А. Н., Бучинский М. Я. - Москва: Премиум Инжиниринг: Technopress, 2007., 289 с.: ил., табл.; 25 см.
11. Контроль за качеством природного газа транспортируемого по магистральным газопроводам // Нефть, газ и энергетика URL: <https://pandia.ru/text/80/225/46936-4.php> (дата обращения: 23.03.2023).
12. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004.
13. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э. Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. М., «Недра», 1976, с. 198.
14. Грицишин Дмитрий Николаевич, Квон Валерий Герасимович, Истомин Владимир Александрович, Минигулов Рафаил Минигулович Технологии предупреждения гидратообразования в промысловых системах: проблемы и перспективы // Газохимия. 2009. №6 (10). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologii-preduprezhdeniya-gidratoobrazovaniya-v-promyslovyh-sistemah-problemy-i-perspektivy> (дата обращения: 4.04.2023).
15. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие. — М.: Недра, 1988.—575 с А.И. Гриценко В.А.
16. Долинский Сергей Эрикович Установки по производству метанола за полярным кругом интеграция и компактность залог наивысшей эффективности // Газохимия. 2009. №4(8).URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ustanovki-po-proizvodstvu-metanola-za->

polyarnym- krugom-integratsiya-i-kompaktnost-zalog-naivyshey-effektivnosti (дата обращения: 01.06.2023).

17. Павлов К.В. Модернизация алгоритма работы узла подачи метанола установки комплексной подготовки газа // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №2 (48). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/modernizatsiya-algoritma-raboty-uzla-podachi-metanola-ustanovki-kompleksnoy-podgotovki-gaza> (дата обращения: 08.06.2023).

18. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО "НедраБизнесцентр", 2000. - 677 с: ил.

19. Насадочная ректификационная колонна // StudFiles URL: <https://studfile.net/preview/6658339/page:13/> (дата обращения: 19.05.2023).

20. Полников В.В., Пономарева Т.Г., Александров М.А., Земенкова М.Ю., Пимнев А.Л. Инновационные технологии при обустройстве месторождений мегапроекта «Ямал» // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2.

21. Способ подготовки углеводородного газа к транспорту // PatentDB URL: <https://patentdb.ru/patent/1606827> (дата обращения: 20.05.2022).

22. Развитие рециркуляционных технологий использования ингибитора гидратообразования на Ачимовских УКПГ Уренгойского НГКМ / А. Ю. Корякин, А. И. Ермолаев, И. М. Колесников [и др.] // Газовая промышленность. – 2018. – № 6(769). – С. 28-34.

23. Технологический регламент эксплуатации ОПО газового промысла X ЯНГКМ, 2020 г.

24. Метиловый спирт в России // Пульс цен URL: <https://www.pulscen.ru/price/040407-metanol> (дата обращения: 05.06.2022).

25. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 15 с.
26. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов». Общие требования. Методы контроля.
27. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
28. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
29. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
30. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
31. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
32. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
33. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования.
34. ОСТ 51.140-86 Отраслевой стандарт СССР «Организация и проведение контроля воздуха рабочей зоны на объектах газовой промышленности». Общие требования безопасности.
35. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда «Электробезопасность». Термины и определения.

36. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

37. ГОСТ 12.0.003-15 «Опасные и вредные производственные факторы».

**ПРИЛОЖЕНИЕ А ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЯМБУРГСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ЛИНИИ СКВАЖИН 443-4330-4342-444-7271-10-136-185-155-153-189-151**

Страница 115 отсутствует, так как содержит коммерческую тайну

ПРИЛОЖЕНИЕ Б ТРЕБОВАНИЯ К СУХОМУ ГАЗУ И НЕСТАБИЛЬНОМУ КОНДЕНСАТУ

Страницы 116-117 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну

ПРИЛОЖЕНИЕ В КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ СУХОГО ГАЗА УКПГ-Х

Страница 118 отсутствует, так как содержит коммерческую тайну

ПРИЛОЖЕНИЕ Г КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ НЕСТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА УКПГ-Х

Страница 119 отсутствует, так как содержит коммерческую тайну

ПРИЛОЖЕНИЕ Д ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УКПГ-Х

Страница 120 отсутствует, так как содержит коммерческую тайну