

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазового дела
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНОЛА ДЛЯ
ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ НА УРЕНГОЙСКОМ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)**

УДК 622.279.72:547.26 (571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Резван Вячеслав Викторович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазового дела
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Резвану Вячеславу Викторовичу

Тема работы:

Повышение эффективности использования метанола для предотвращения образования гидратов на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№1750/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.06.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Технологическая информация по Уренгойскому месторождению, включающая: отчеты и графические материалы геолого-технического отдела, характеристики разрабатываемых пластов. Технологический регламент газоконденсатного промысла ГП-22. Фондовая и периодическая литература.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Причины и условия образования гидратов. 2. Методы борьбы с гидратами. 3. Технологический процесс УКПГ-22 4. Построение модели технологической схемы. 5. На основании модели определение возможных мест образования гидратов. 6. Определение необходимого расхода метанола для работы установки в безгидратном режиме с колонной и без нее. 7. Анализ полученных результатов. 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 9. Социальная ответственность.
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Диаграммы фазовых состояний воды и гидратов. 2. Структуры элементарных ячеек кристаллических решеток гидратов. 3. Процессы формирования гидратных полостей из молекул метана и этана. 4. Схема процесса гидратообразования из однокомпонентного газа. 5. Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах. 6. Классификация ингибиторов гидратов. 7. Технология «Оптимет» с отдувкой метанола в десорбере – сепараторе на горячем потоке газа после ДКС 8. Колонна-десорбер метанола. 9. Рабочая таблица потока сырого газа. 10. Состав пластового газа. 11. Параметры колонны-десорбера. 12. Определение наличия в потоке гидратов. 13. Определение температуры гидратообразования.
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p style="text-align: center;">Цибульникова М.Р.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p style="text-align: center;">Немцова О.А.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p style="text-align: center;">11.02.2018</p>
--	---

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Носова О.А</p>			<p>11.02.2018</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б4Г</p>	<p>Резван Вячеслав Викторович</p>		<p>11.02.2018</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Резвану Вячеславу Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Капитальные вложения на покупку оборудования и на зарплату монтажной бригады.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость ежегодного обслуживания.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы – 30%, дополнительная заработная плата – 15%, ставка дисконтирования – 12%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет эффективности и окупаемости капиталовложений.
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М.Р.	к.г.н., доцент		01.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Резван Вячеслав Викторович		01.04.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Резвану Вячеславу Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: колонна отдувки метанола в составе установки комплексной подготовки газа. Область применения: подготовка природного газа.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибраций – повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывоопасность – наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением – электрический ток – повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов
<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы вредных веществ); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы сточных вод и ВМР);

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера - прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов; – выбор наиболее типичной ЧС: - пропуск газа во фланцевых соединениях из-за превышения давления. – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			01.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Резван Вячеслав Викторович		01.04.2018

Реферат

Выпускная работа содержит 79 страниц, 13 рисунков, 16 таблиц и 14 источников.

Ключевые слова: газ, метанол, колонна отдувки, десорбер, гидраты.

Объектом исследования является колонна отдувки в составе установки комплексной подготовки газа.

Цель данной работы – повышение эффективности использования метанола для предотвращения образования гидратов на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования было рассмотрено геологическое строение месторождения, основные методы борьбы с гидратообразованием, виды ингибиторов, технологический процесс УКПГ-22 Уренгойского месторождения. С помощью компьютерного моделирования был проведен анализ эффективности работы колонны-десорбера. Рассчитан экономический эффект от установки колонны.

В результате исследования было выявлено, что эффективность ингибирования зависит не только от расхода метанола, но и от точек его ввода. Установка колонны отдувки позволяет снизить расход метанола, тем самым сократив затраты предприятия. При этом снижается количество водометанольного раствора, идущего на утилизацию.

Расчет экономического эффекта показал целесообразность установки данной колонны.

Список использованных сокращений

ДКС – дожимная компрессорная станция

НГК – нефтегазоносный комплекс

ВМР – водометанольный раствор

КИГ – кинетические ингибиторы гидратообразования

ГКМ – газоконденсатное месторождение

ГРС – газораспределительная станция

ДЭГ – диэтиленгликоль

ЗПА – запорно-переключающая арматура

ЗПКТ - завод по подготовке конденсата к транспорту

ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация

ПХГ – подземное хранилище газа

СИЗ – средство индивидуальной защиты

ЛУ – лицензионный участок

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ЭГ – этиленгликоль

ЭК - этилкарбитол

Оглавление

Реферат	7
Список использованных сокращений	8
Введение	11
1 СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	12
1.1 Общие сведения о месторождении.....	12
1.1.1 Перспективы развития	14
1.2 Геологическое строение района.	15
1.3 Характеристика пластов	15
2 МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТАМИ	16
2.1 Факторы, влияющие на процесс гидратообразования	16
2.2 Процесс гидратообразования.....	18
2.2.1 Образование гидратов из юднокомпонентных газов	19
2.3 Методы борьбы с гидратами	23
2.4 Применение метанола как юсного ингибитора гидратообразования.....	30
2.5 Технология «Оптимет»	33
2.6 Технологическая характеристика установки подготовки газа	36
2.7 Описание технологического процесса УКПГ-22.....	37
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОЛОННЫ-ДЕСОРБЕРА	43
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	58
5.1 Производственная безопасность	58
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов	58
5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов:	65
5.2 Экологическая безопасность	70
5.2.1. Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	70
5.2.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения	71

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	74
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	75
Заключение	77
Список использованных источников	78
Приложение А	79

Введение

Одной из важнейших проблем при эксплуатации газовых месторождений является образование газогидратов. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода. Затраты нефтегазовых компаний на предупреждение и борьбу с газогидратными пробками составляют значительную часть стоимости эксплуатации месторождений и транспорта газа. Поэтому сокращение эксплуатационных затрат на предупреждение и борьбу с гидратообразованием в промысловых системах добычи газа и дальнейшего его транспорта вызывает немалый интерес со стороны многих добывающих и эксплуатирующих компаний нефтегазовой отрасли.

В большинстве случаев для предотвращения образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования. На Уренгойском месторождении применяется метанол. Метанол имеет высокую эффективность, но при этом обладает такими недостатками, как высокая стоимость, высокие затраты на доставку, токсичность.

Для газопромысловых систем Уренгойского месторождения характерен высокий суточный расход продукции. При этом большую часть года скважины и установки подготовки эксплуатируются года при отрицательных температурах, а газ содержит в себе достаточное для образования гидратов количество воды.

В данных условиях для предотвращения образования гидратов требуется большое количество метанола. Поэтому существует необходимость в разработке решений по оптимизации технологических схем и снижению расхода метанола.

1 СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Общие сведения о месторождении

Географически район Уренгойского месторождения находится на севере Западно-Сибирской низменности в верхнем течении несудоходной р. Табьяха – левом притоке р. Пур. Район разработки находится в северо-восточной части Уренгойского месторождения.

Территория месторождения представляет собой слабовсхолмленную заболоченную равнину, слаборасчлененную речными долинами и покрытую многочисленными озерами и криогенными формами. Питание рек и озер дождевое и снеговое, доля грунтового питания незначительна ввиду наличия многолетнемерзлых пород. Реки и озера покрываются льдом в начале октября, вскрываются в середине мая – начале июня.

Тип климата – резко континентальный, с коротким летом и холодной зимой. Средняя зимняя температура составляет минус 17 °С. Самые холодные месяцы – декабрь, январь, февраль. В эти месяцы морозы достигают минус 50 – 55°С, часто сопровождаясь сильными ветрами. Продолжительность устойчивых морозов в среднем составляет 205 дней в году. С середины июня до середины сентября безморозный период. Самый теплый месяц в году – июль. Его средняя температура находится в пределах от плюс 6 °С до плюс 15 °С, а максимальная достигает плюс 25 - 30°С. Среднегодовая температура района колеблется в пределах от минус 7,5 до минус 8,5°С. Годовое количество осадков составляет 300-400 мм/год, при этом их основная доля приходится на тёплое время года.

Продолжительная и холодная зима благоприятствует накоплению и сохранению снежного покрова. Толщина снежного покрова в понижениях рельефа на рассматриваемой площади составляет 1 – 2 метра.

Многолетнемерзлые породы в районе имеют повсеместное распространение. Строение многолетнемерзлых пород изменяется от монолитного на севере Уренгойского месторождения до сложного в долинах на

юге, их минимальные температуры изменяются соответственно от минус 5 °С до минус 2,8 °С.

Абсолютные отметки рельефа площади колеблются от плюс 35 метров до плюс 60 метров.

Ближайшими к месторождению населенными пунктами являются поселки Коротчаево, Уренгой, Лимбаяха и г. Новый Уренгой. С областным (г. Тюмень) и районными (г. Тарко-Сале, г. Салехард) центрами г. Новый Уренгой связывает железная дорога и авиалинии. В г. Тюмень, Тарко-Сале и п. Уренгой имеются речные порты и пристани. На месторождениях развита сеть автодорог с твердым покрытием и существующих автозимников, посредством которых устанавливается сообщение с соседними месторождениями углеводородного сырья, а также решается проблема транспортировки оборудования, грузов и т.д.

Каждое из месторождений Уренгойской группы характеризуется разной степенью освоения. Наиболее освоенным является Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1966 году. Его промышленная разработка осуществляется более 30 лет: в 1978 г. введена в эксплуатацию сеноманская залежь, из валанжинских залежей отбор газа и конденсата ведется с 1980 г., с января 1985г. ведется разработка газоконденсатных залежей нижнемелового продуктивного комплекса Уренгойского месторождения с разработкой нефтяных оторочек. Все это способствовало развитию инфраструктуры на месторождении.

Параллельно с разведкой Уренгойского месторождения вводились в поисковое бурение соседние месторождения (его спутники): Восточно-Уренгойское (1977 г. ввода в бурение), Северо-Есетинское (1979 г.), Самбургское (1973 г.), Ево-Яхинское (1987 г.), Есетинское, Новоуренгойское (1987 г.), Северо-Пырейное (1988 г.).

На месторождении практикуется создание горизонтальных скважин. Этот метод позволяет эффективно использовать пласты глубокого залегания. В горизонтальной толще прокладывается проходка длиной 200–300 метров. После ее завершения применяется гидроразрыв пласта. Таким способом

добывается газ ачимовских отложений с глубин порядка 3800 метров. Его освоение началось с 2009 года, причем это направление непрерывно развивается. Таким методом сегодня добывается свыше 10 миллиардов газа в год и большая часть газового конденсата.

Сегодня месторождение является основным производителем газа для Северного потока. Впервые для прокачки голубого топлива была создана континентальная транспортная трубопроводная система. Ее функционирование обеспечивали уникальные трубы диаметром более 1400 миллиметров. Газотранспортный комплекс, родоначальником которого явилось газотранспортное месторождение, позволил газифицировать практически все населенные пункты, расположенные вдоль магистралей. А это практически вся европейская часть России, Урал и другие прилегающие к газовым ниткам регионы.

К сегодняшнему дню разработка газа в Уренгойском регионе позволила создать 22 УКПГ, часть из которых расположена в Заполярье. Для обработки газа, поднятого с сеноманского уровня, задействованы 16 установок. Валанжинский газ проходит через 5 УКПГ, ачимовский – через 1. В эксплуатации находятся два нефтедобывающих промысла, 17 ДКС. По имени поселка Уренгой назван промышленный центр с населением почти 80 тыс. человек.

1.1.1 Перспективы развития

Перспективный план развития месторождения и прилегающих территорий охватывает период в сорок лет.

Среди намеченных задач: расширение промышленной эксплуатации еще двух промыслов (ГКП – 21 и 22); ввод в действие пяти промысловых участков по добыче газа из ачимовского уровня. К началу 2024 года ожидаемый уровень добычи всех видов газа, поднятого со сверхглубин, должен составить 36,8 миллиардов кубометров ежегодно. Параллельно будут разрабатываться не только источники газового конденсата, но и нефти. Ожидаемая годовая

выработка в 2025 году должна достичь 11 миллионов тонн каждого вышеназванного углеводорода.

С освоением Уренгойского месторождения связана деятельность не только химической отрасли. Задачи, которые потребовалось решить для обустройства территории, строительства газотранспортной системы, создания инфраструктуры в условиях Севера, придали импульс развитию теоретических и прикладных наук, машиностроения, международных торговых отношений. Опыт, который приобретен в освоении прилегающего региона, служит базой для создания других промышленных зон за Полярным кругом.

Права на разведку Восточно-Уренгойского, Северо-Есетинского и Уренгойского месторождений на добычу нефти и газоконденсата принадлежат:

- ЗАО «Роспан Интернешнл», лицензия СЛХ № 10846 НР от 22.12.1999 г. (Восточно-Уренгойский ЛУ), лицензия СЛХ № 10847 НР от 22.12.1999 г. (Ново-Уренгойский ЛУ);
- ОАО «Арктикгаз», лицензия СЛХ № 10827 НЭ от 03.03.1993 г. (Самбургский ЛУ), лицензия СЛХ № 10826 НЭ от 03.03.1993 г. (Ево-Яхинский ЛУ);
- ООО «Севернефть-Уренгой», лицензия СЛХ № 15192 НР от 18.08.2011 г. (Западно-Ярояхинский ЛУ);
- ООО «Уренгойская газовая компания», лицензия СЛХ № 13707 НР от 03.08.2006 г. (Усть-Ямсовейский ЛУ).
- ООО «Газпром добыча Уренгой» лицензия СЛХ № 02079 НЭ от 21.05.2008 г. (Уренгойский ЛУ)

1.2 Геологическое строение района

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из общего доступа.

1.3 Характеристика пластов

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из общего доступа.

2 МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТАМИ

2.1 Факторы, влияющие на процесс гидратообразования

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

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

Уренгойское месторождение находится на стадии падающей добычи газа в условиях проявления упруговодонапорного режима. С начала разработки пластовое давление по длительно разрабатываемым Уренгойской (1978 г.) и Ен-Яхинской (1985 г.) площадям снизилось от начального примерно на 80 процентов. По двум другим площадям – незначительно в связи с более поздним вводом их в разработку: Песцовая площадь (2004 г.) – на 26 процентов; Западно-Песцовая – (2010 г.) – на 10 процентов.

Падение пластового давления ведет к увеличению влагосодержания пластового газа.

Также, в процессе разработки понижается температура газа, что в совокупности создает благоприятные условия для образования гидратов.

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

Газовые гидраты в качестве причины, осложняющей эксплуатацию газопроводов, впервые (в 1934 г.) назвал американец Е.Г. Хаммершмидт. Им было установлено, что газовые гидраты могут образовываться и накапливаться в газопроводах, вызывая их закупорку.

Наиболее часто закупорки газопровода происходят в зимний период в связи значительным охлаждением движущегося в трубопроводе газового потока. Образование гидратов может иметь место на всех газопроводах, за исключением транспортирующих газ с точкой росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры [1].

К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

- а) недостаточно тщательные продувки газопровода перед пуском;
- б) отсутствие конденсатосборников и продувочных патрубков в пониженных местах газопровода или нерегулярное удаление из них скапливающейся жидкости;
- в) недостаточную очистку газа до подачи его в магистральный газопровод.

Для своевременного предупреждения гидратообразования необходимо знать места появления гидратов.

Эксплуатация промысловых газосборных сетей и магистральных газопроводов производится, как правило, в условиях турбулентного режима, когда жидкая вода, конденсирующая из газа и не отделенная в сепараторах, переносится газовым потоком в виде пленочной или мелкодисперсной капельной жидкостью. Поэтому почти вся жидкая вода, выпадающая из газового потока в определенных условиях, может переходить в гидраты.

Для правильного определения места образования гидратов необходимо иметь следующие данные:

- состав газа, его плотность;
- изменение давления;
- изменение температуры;
- влажность газа.

Зная влажность и состав подаваемого газа, а также зависимость этих параметров от давления и температуры, можно определить время начала образования гидратов, место и скорость накопления их в газопроводе. Это позволяет своевременно принять надлежащие меры.

Если точка росы лежит выше равновесной кривой гидратообразования, то гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования. Если точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования, но выше минимума температурной кривой в газопроводе, гидраты образуются в точке

росы. В условиях, когда точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования и ниже кривой изменения температуры в газопроводе, гидратообразование невозможно [2].

При возникновении условий гидратообразования гидратная пробка быстро нарастает на данном участке газопровода по мере поступления воды и гидратообразователя. При этом происходит выделение паров воды из газа, что снижает упругость паров воды на определенную величину и ускоряет процесс образования локальной гидратной пробки.

Условия образования и разложения гидратов природных газов неидентичны. Давление начала разложения гидратов значительно ниже давления начала образования гидратов при одной и той же температуре. Снижение равновесного давления разложения ниже давления образования гидратов происходит в результате снижения давления паров воды над образующимися гидратами.

В настоящее время, как на стадии проектирования газопроводов, так и после их ввода в эксплуатацию решаются вопросы предотвращения и удаления гидратных пробок.

2.2 Процесс гидратообразования

Отечественными и зарубежными исследователями были изучены условия образования гидратов, их структура и разработаны меры борьбы с ними. Рентгенографическое исследование природы гидратов показало, что они образуют две основные структурные формы. Газовые гидраты имеют кристаллическую решетку, образуемую молекулами воды. Полости решетки поглощены углеводородами.

По экспериментальным данным, гидраты образуются с момента появления центров кристаллизации, которые обычно формируются на поверхностях раздела:

– При контакте вода – газ, вода – сжиженный газ, сжиженный газ – влажный газ;

- При конденсации воды из объема газа и на пузырьках газа при его барботировании через воду;
- При контакте вода – металл за счет сорбции газа, растворенного в воде.

2.2.1 Образование гидратов из однокомпонентных газов

Рассмотрим образование гидратов из однокомпонентных газов. Образование гидратов зависит от природы газа, температуры и давления, в которых находится система «газ-вода». На рисунке 1 представлены диаграммы фазовых состояний системы, содержащей некоторые индивидуальные газы и воду (дистиллированную). На образование гидратов влияет наличие в воде примесей. Соли и спирты обычно понижают температуру гидратообразования, а от типа поверхностно-активных веществ (ПАВ) температура либо повышается, либо понижается.

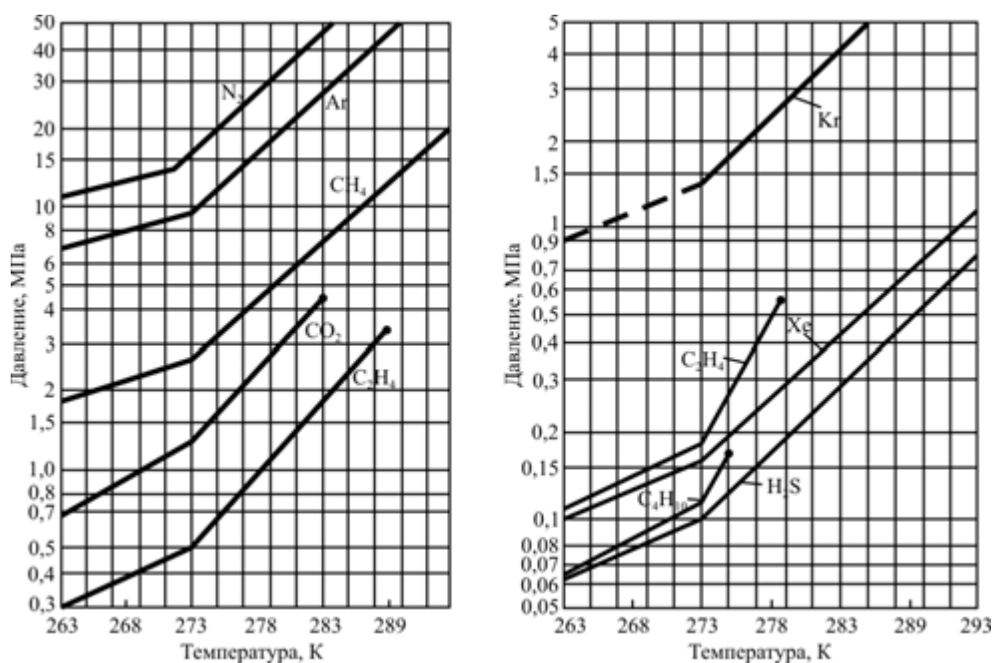


Рисунок 1 – Диаграммы фазовых состояний воды и гидратов – компонентов природных и нефтяных газов

Гидратообразующая система может находиться в состоянии: газ – жидкая вода (при $T > 273,15$ K), газ–лед (при $T \leq 273,15$ K) и кристаллическом – гидратном. В кристаллогидрате содержатся вода и газ, причем их количество зависит от молекулярной массы последнего. Например, в 1 м³ гидрата метана

($\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) ориентировочно содержится примерно 0,8 м³ воды и 160 нм³ газовой фазы.

Гидраты индивидуальных газов могут образовывать различные кристаллические решетки: кубические (КС), гексагональные (ГС), тетрагональные (ТС) и пр. Компоненты природных и нефтяных газов (метан, этан, пропан, изобутан, азот, сероводород, диоксид углерода, кислород, аргон, ксенон) образуют две структуры кристаллических решеток – КС-I и КС-II (рисунок 2).

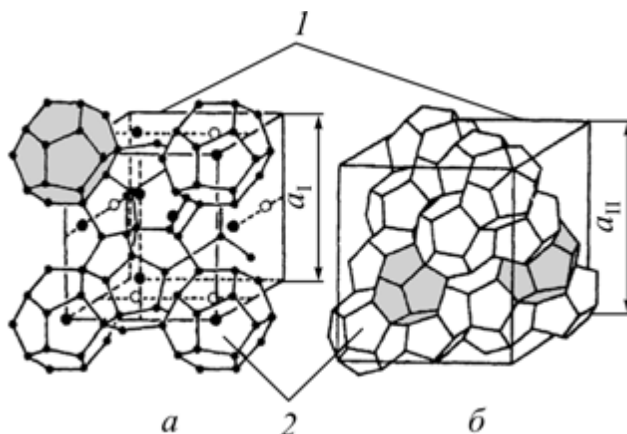


Рисунок 2 – Структуры элементарных ячеек кристаллических решеток гидратов: а – КС-I; б – КС-II; 1 – ячейка кристаллической решетки; 2 – гидратная полость; a_I , a_{II} – геометрический параметр ячеек кристаллических решеток структур КС-I и КС-II. Серым цветом выделены полости, каждая из которых занята молекулой воды. Каждая из бесцветных полостей содержит молекулу газа.

Процесс гидратообразования происходит следующим образом. При соответствующих термобарических условиях гидратообразования в системе «газ – жидкая вода» вокруг отдельных молекул газа и паров воды, находящихся в равновесном состоянии с ее жидкой фазой, вначале формируются гидратные полости из льдоподобных ассоциатов молекул воды. Для примера на рисунке 3 представлены процессы формирования таких полостей вокруг молекул метана (а, б) и этана (в, г). В каждой полости заключена только одна молекула газа. Могут образовываться полости, внутри которых находится молекула водяного

пара. Молекула, заключенная внутри полости, не может самопроизвольно ее покинуть. Такая ассоциация молекул является прочной структурой.

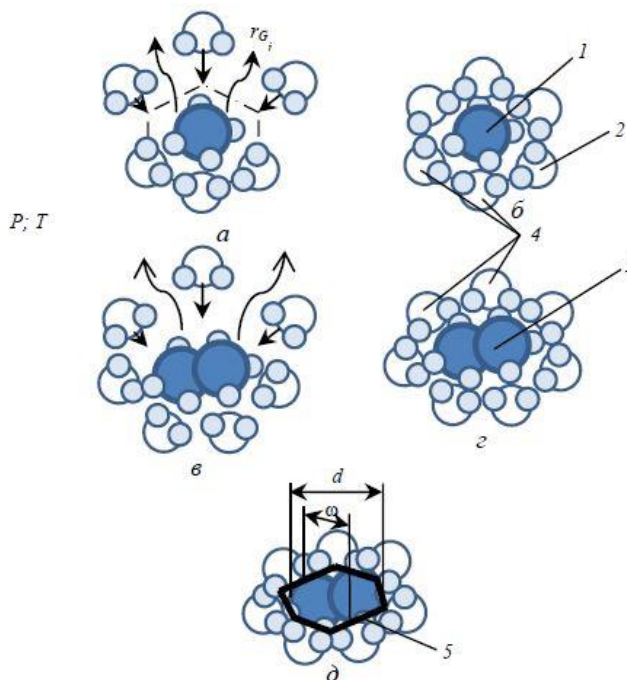


Рисунок 3 – Процессы формирования гидратных полостей из молекул метана (а, б) и этана (в, г): д – сформированная полость гидрата этана: 1 – молекула метана; 2 – молекула воды; 3 – молекула этана; 4 – льдоподобные ассоциаты молекул воды; 5 – «окно»; d – характерный размер молекулы; ω – характерный размер «окна» ($d > \omega$); P, T – давление и температура газовой системы; r_{Gi} – энергия, выделяемая в процессе поглощения газа единичной полостью

При формировании каждой гидратной полости выделяется тепловая энергия, величина которой складывается из энергии перехода жидкой фазы воды в ее льдоподобные ассоциаты и теплоты поглощения газов и паров воды.

Тепловая энергия перехода равняется теплоте льдообразования, прямо пропорциональной числу молекул воды, приходящихся на одну молекулу газа (или водяного пара). Тепловая энергия поглощения молекул численно равняется энергии их адсорбции. В системе «газ–лед» образование гидратной полости происходит одновременно с поглощением молекулы газа, с трансформацией первоначальной твердой фазы воды (льда) в ее льдоподобный ассоциат. В зависимости от природы газа (молекулярной массы) процесс трансформации

может быть экзотермическим и эндотермическим. Поглощение молекул – процесс экзотермический, и выделяемая при этом тепловая энергия численно равняется теплоте адсорбции.

В процессе образования из гидратных полостей кристаллических решеток различных типов структур выделяется энергия кристаллизации.

Описанный процесс гидратообразования схематично представлен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Схема процесса гидратообразования из однокомпонентного газа

Скорость роста гидратов зависит от интенсивности отвода тепла, которое выделяется при формировании льдоподобных ассоциатов, в процессе поглощения молекул с формированием гидратных полостей и при формировании кристаллических структур. В зависимости от скорости отвода тепла от гидратообразующей системы увеличивается или уменьшается время образования гидрата. Отвод тепла на практике обычно осуществляется: через стенку; при изоэнтальпийном расширении (эффект Джоуля–Томпсона) газа, содержащего воду в парообразном и капельном состоянии, например, в дросселях, штуцерах; при изоэнтропийном (адиабатическом) расширении газа, содержащего воду в парообразном и капельном состоянии, например, в соплах, детандерах.

Также скорость образования гидратов при контакте природного газа с водой увеличивается с понижением температуры и повышением давления. Большое влияние на скорость гидратообразования оказывают и условия массопередачи. Если гидратообразователь не растворяется в воде,

преобладающее влияние на скорость образования гидрата оказывает абсорбция гидратообразователя водой – массопередача. В тех случаях, когда гидратообразователь хорошо растворим в воде, преобладающим фактором является интенсивность отвода тепла – теплопередача.

Анализ зависимости времени перехода природного газа в гидратную решетку от давления при разных температурах показывает, что с увеличением давления и понижением температуры повышается скорость образования гидрата, однако при низких температурах, повышение давления мало влияет на процесс гидратообразования.

Наблюдается парадоксальное явление интенсификации образования и роста гидратов под воздействием некоторых антигидратных реагентов. В присутствии небольших количеств (0,5–3 мольных процентов) спиртов (низших алифатических спиртов от метанола до пропанола, гликолей) гидратообразование ускоряется. Повышение концентрации метанола в растворе ведет к перераспределению (увеличению) водородных связей между молекулами воды и спирта в растворе. Метанол, образуя собственные надмолекулярные структуры с водой, является конкурентом для газа при формировании гидратов. И, как следствие, повышение концентрации метанола тормозит процесс гидратообразования.

Добавление в водные растворы 0,05–1,00 г/л поверхностно-активных веществ скачкообразно увеличивает скорость гидратообразования (для некоторых газов более чем на порядок). Этот эффект объясняют тем, что в присутствии ПАВ образуются пористые гидраты, в которых под действием капиллярных сил к фронту гидратообразования притекает жидкость, что способствует постоянному обновлению межфазной поверхности жидкость – газ и интенсивному росту гидратов.

2.3 Методы борьбы с гидратами

Для предупреждения образования гидратов в потоке газа необходимо устранить хотя бы одно из основных условий существования гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу. В связи с этим основными

методами борьбы с гидратами являются понижение давления, повышение температуры, осушка газа или ввод антигидратных ингибиторов.



Рисунок 5 – Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах

Все эти методы широко используются в газодобывающей промышленности, однако область применения каждого из них характеризуется специфическими условиями технологического процесса добычи, сбора, промысловой обработки и транспортировки газа.

Так, снижение давления ниже давления начала гидратообразования в стволах скважин, шлейфах и магистральных газопроводах обычно возможно только при продувке газа в атмосферу. Таким образом, это аварийный метод, который применим в ограниченных масштабах лишь для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок.

Осушка газа до точки росы, исключаящей выпадение влаги в конденсированной фазе (капельная влага или гидраты), используется при подготовке газа к дальнейшей транспортировке по магистральным газопроводам, но не применима для предупреждения гидратообразования в стволах скважин и промысловых коммуникациях (шлейфах).

Повышение температуры газа путем подогрева, теплоизоляции трубопроводов и (или) поддержания оптимальных высокотемпературных режимов используется для предупреждения образования гидратов в скважинах и шлейфах, но практически не применимо при дальнейшей транспортировке газа по магистральным трубопроводам.

Наиболее остро стоит проблема гидратообразования в шлейфах газовых скважин. Безгидратный режим практически невозможно обеспечить на всех стадиях разработки месторождения. На начальной стадии разработки в шлейфах присутствует высокое давление. По мере выработки месторождения давление снижается, но повышается обводненность добываемого газа. Из-за естественного характера течения газового потока отсутствует возможность регулирования в нужных пределах термобарических условий; сепарация содержащейся в газе пластовой воды также не производится [3].

При образовании гидратов в стволе скважины понижение давления ниже начала гидратообразования возможно лишь при продувке скважины в атмосферу. Таким образом, это аварийный метод, который применим в ограниченных масштабах лишь для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок. Регулярное применение этого метода при добыче газа недопустимо.

Осушка газа внутри скважины в настоящее время вообще неприменима. Поэтому на сегодняшний день самым распространенным и действенным методом остается применение различных ингибиторов.



Рисунок 6 – Классификация ингибиторов гидратов

По механизму действия ингибиторы разделяют на термодинамические и кинетические:

1. Традиционные термодинамические ингибиторы – вещества, растворимые в воде, меняющие ее активность и, как следствие, смещающие трехфазное равновесие газ – водная фаза – газовые гидраты в сторону более низких температур (алифатические спирты, гликоли, водные растворы неорганических солей).

Данные ингибиторы гидратообразования вводятся в поток газа на забой скважины без изменения температуры и давления газа в стволе скважины. Растворяясь в воде, имеющейся в потоке газа, ингибиторы снижают давление паров воды. При этом если гидраты и образуются, то при более низкой температуре, чем в чистой воде. Ввод ингибиторов на уже образовавшиеся отложения гидратов также снижает давление паров воды, равновесие гидрат – вода нарушается, упругость паров воды над гидратом оказывается большей, чем над водным раствором, что и приводит к разложению гидратов

2. Кинетические ингибиторы гидратообразования, прекращающие на время процесс образования гидратов (потенциальная замена термодинамическим ингибиторам).

С развитием науки в конце прошлого века были разработаны принципиально новые ингибиторы гидратообразования кинетического действия, которые представляют собой водорастворимые полимеры, содержащие в своей структуре атомы азота и кислорода. Это реагенты, которые при концентрациях в водной фазе 0,25-0,5 массовых процентов предупреждают образование гидратов от нескольких часов до суток и более при «вторжении» в гидратную область фазовой диаграммы на 7-8°C (и даже до 10-12°C), что оказывается достаточным для успешного ингибирования промышленных систем сбора газа, так как время в пути газа по внутрипромысловым трубопроводам составляет 10-20 минут.

Большим преимуществом ингибиторов кинетического типа стала дозировка, которая кратно ниже дозировок термодинамических ингибиторов.

Это существенно позволяет снизить операционные затраты. Кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ) также относятся к категории «экологичных», что снижает риски при транспортировке, хранении и применении. В связи с перечисленными преимуществами в последнее десятилетие КИГ набирают все большую популярность у добывающих компаний при выборе методов борьбы с гидратообразованием.

Определяющими критериями при выборе того или иного ингибитора гидратообразования в условиях добычи газа на Севере являются: способность понижать равновесную температуру гидратообразования, стоимость, растворимость в воде и температура замерзания водных растворов, вязкость и поверхностное натяжение, летучесть паров, взаиморастворимость с газом и конденсатом, а также возможность регенерации ингибиторов в промышленных условиях с малыми потерями, особенно при высокой стоимости ингибиторов.

Одним из основных критериев для выбора ингибитора является величина понижения равновесной температуры Δt , °С. Для метанола и гликолей величину Δt определяют по уравнению Гаммершмидта:

$$\Delta t = 0,556 \cdot \frac{K}{M} \cdot \frac{w}{100-w} \quad (1)$$

где w - массовая доля ингибитора, %;

M - молекулярная масса ингибитора;

$K=2335$ для метанола

$K=4000$ – для гликоля

Основными ингибиторами гидратообразования, применяемыми в производстве, являются: гликоли (этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ)), метанол, этилкарбитол (ЭК), раствор хлористого кальция и другие. Гликоли представляют собой прозрачные бесцветные или слабо окрашенные в желтый цвет гигроскопичные жидкости, не имеющие запаха и обладающие сладким вкусом.

Гликоли являются веществами с относительно низкой токсичностью. Вследствие малой летучести гликолей при комнатной температуре опасности острого отравления при вдыхании паров нет. Попадая в организм через рот, гликоли представляют серьезную опасность, так как действуют на центральную нервную систему и почки, то есть они обладают оральной токсичностью.

Метанол смешивается во всех отношениях с водой, при смешении с водой происходит сжатие и разогревание. Метанол с водой не образует азеотропной смеси, в результате чего смеси вода-метанол могут быть разделены ректификационной перегонкой. Метанол – опаснейший яд, приём внутрь порядка 10 мл метанола может приводить к тяжёлому отравлению, попадание в организм более 80–150 миллилитров метанола (1–2 миллилитра чистого метанола на килограмм тела) обычно смертельно.

Этиленгликоль – прозрачная, бесцветная или слегка темноватая жидкость, имеющая температуру замерзания минус 60° С, т. е. вполне пригодная для работы в самых суровых условиях.

Этилкарбитол так же, как и гликоли, можно улавливать и регенерировать, что значительно снижает суммарные затраты на проведение обработок скважин ингибитором. Потери ЭК при регенерации довольно значительны, так как упругость паров ЭК в 10 раз выше, чем у ДЭГ, и в 6 раз выше, чем у ЭГ.

Очень резкое снижение температуры гидратообразования природных газов обеспечивает аммиак, но его применение в качестве ингибитора исключено, так как с углекислым газом, имеющимся в тех или иных количествах в газах любого месторождения, водные растворы аммиака образуют твердые отложения карбонатов аммония, еще более плотных, чем гидратные пробки.

Безводный хлористый кальций представляет собой белые кристаллы кубической формы, сильно гигроскопичные, расплывающиеся на воздухе. Водные растворы имеют иногда бледно - желтый или желтый цвет, что обусловлено наличием железа. Растворы хлористого кальция в присутствии воздуха агрессивно действуют на металлы. Поэтому при использовании хлористого кальция в качестве ингибитора, необходимо снижать коррозионную активность продувкой газом, добавкой различных веществ, хранением раствором под слоем солярового масла.

Отечественные и зарубежные исследования свидетельствуют о преобладающей эффективности растворов метанола и хлористого кальция, а при больших значениях Δt 30 - процентный раствор хлористого кальция оказывается эффективней широко применяющегося метанола. ЭГ и ДЭГ, использование которых в качестве ингибиторов гидратообразования в скважинах только начинается, примерно одинаково снижают температуру образования гидратов. Так, при необходимости снизить температуру гидратообразования на 15°C концентрация отработанного ингибитора должна составлять для ЭК 37,5 процентов, для ДЭГ 40 процентов и для ЭГ 44 процента. Поскольку величина Δt для гликолей примерно одинакова, то для выбора того или иного гликоля необходимо знать другие определяющие факторы, в

частности величину потерь при регенерации. Потери гликолей на испарение при существующих методах регенерации составляют для ДЭГ 5–8 г на 1000 м³ газа, а для ТЭГ 0,2–0,3 г на 1000 м³ газа. Для уменьшения потерь гликоля при регенерации необходимо применять холодное орошение верхней части выпарной колонны, не допускать термического разложения гликолей выбором режима регенерации [4].

Экономическая эффективность различных ингибиторов во многом определяется их стоимостью. Самым дешевым ингибитором в данное время является хлористый кальций.

При правильной технологии приготовления хлористого кальция на промысле и эффективном его применении можно достигнуть значительной экономии средств и исключить использование вредного метанола.

Применение этилкарбитола, несмотря на большие по сравнению с другими гликолями потери, при регенерации экономически выгоднее, чем использование метанола или ДЭГ.

2.4 Применение метанола как основного ингибитора гидратообразования

В настоящее время на действующих месторождениях Крайнего Севера России в качестве ингибитора гидратообразования используется практически только метанол. Метанол – широко распространенный антигидратный реагент, используемый как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации возникающих по каким-либо причинам гидратных отложений (неплошных гидратных пробок).

Он также постоянно рекомендуется как ингибитор гидратообразования и на вновь проектируемых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона и группы месторождений полуострова Ямал. Метанол также используется на Оренбургском, Карачаганакском и Астраханском ГКМ, в составе природного газа которых присутствует сероводород и диоксид углерода, а также на большинстве ПХГ, ГРС и шельфовых ГКМ.

Повсеместное использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования на газодобывающих предприятиях России обусловлено следующими причинами:

- Относительно низкой стоимостью (по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования), широко развитой промышленной базой. Производство метанола может быть развернуто непосредственно в местах потребления – газовых промыслах;
- Высокой технологичностью процесса ввода и распределения метанола в требуемые участки технологической цепочки; отпадает необходимость в блоке приготовления реагента, что, например, является характерной особенностью применения ингибиторов неэлектролитов;
- Наивысшей среди известных ингибиторов антигидратной активностью, сохраняющейся даже при низких температурах;
- Очень низкой температурой замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малой их вязкостью даже при температурах ниже минус 50 °С;
- Сравнительно малой растворимостью метанола в нестабильном конденсате, особенно при контакте нестабильного газового конденсата с отработанным (насыщенным) водным раствором метанола, концентрацией менее 50 массовых процентов;
- Некоррозионностью метанола и его водных растворов;
- Наличием достаточно простых технологических схем регенерации отработанных растворов;
- Принципиальной проработанностью в настоящее время вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол, в связи с постоянно возрастающими требованиями к охране окружающей среды;
- Высокой эффективностью реагента не только для предупреждения гидратообразования, но и при ликвидации возникающих при нарушениях технологического режима несплошных гидратных пробок (отложений) в

промысловых коммуникациях (скважинах, шлейфах, коллекторах, АВО, теплообменном оборудовании).

Взамен чистого метанола практически с той же антигидратной эффективностью можно использовать технические сорта, а также его водные растворы.

В соответствие с изложенным, имеется целый ряд позитивных моментов, делающих привлекательным использование в качестве ингибитора гидратообразования концентрированного метанола и его водных растворов, а в некоторых случаях и составов на его основе, особенно в сложных условиях газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области, Красноярского края и п-ова Ямал.

Однако использование ингибиторов на основе метанола имеет ряд серьезных недостатков, к которым прежде всего относятся:

- Очень высокая токсичность (как при действии паров, так и при попадании на кожные покровы и внутрь организма), а также высокая пожароопасность;
- Возможность выпадения солей при смешивании с сильно минерализованной пластовой водой и, как следствие, солеотложения в промысловых коммуникациях;
- Эффект ускоренного роста кристаллогидратов в присутствии разбавленных водных растворов метанола недостаточной концентрации для предупреждения гидратов;
- Высокая упругость паров метанола (нормальная температура кипения ~ 65 °С), связанная с этим его очень высокая растворимость в сжатом природном газе и, соответственно, повышенный удельный расход метанола.

Также при использовании метанола возникают следующие организационно-технические проблемы:

- Высокая стоимость привозного концентрированного метанола (концентрация 95-98 массовых процентов)

- Сложности при его доставке: многочисленные операции по сливу-наливу, при которых требуется соблюдение особых требований безопасности
- Утилизация водометанольного раствора (ВМР) низких концентраций с учетом возрастающих экологических требований к охране окружающей среды

Таким образом, ввиду дороговизны метанола и опасности его транспортировки, возникает необходимость минимизировать потери и расход метанола и обеспечить регенерацию его на промысле.

Существующие пути экономии и сокращения расхода метанола:

- Использование технологической карты ингибирования скважин в зависимости от характеристик их работы
- Рециркуляция метанола на одной и той же технологической линии подготовки газа
- Использование смешанных ингибиторов (метанол + ДЭГ)
- Использование колонны отдувки с различными сочетаниями вспомогательного оборудования
- Регенерация с помощью ректификационной колонны

2.5 Технология «Оптимет»

Технология «Оптимет» является одним из вариантов применения колонны отдувки при подготовке газа.

Внедрение технологии одно- и двухконтурной рециркуляции водометанольных потоков впервые осуществлено на УКПГ-5В и 8В Уренгойского НГКМ в конце 80-х гг. Дальнейший этап развития рассматриваемых технологий начался в 1993-1994 гг. после принятия в ООО «Газпром добыча Уренгой» решения о реконструкции верхней секции входного сепаратора на одной из технологических линий УКПГ-2В с целью реализации технологии отдувки метанола. Указанная технология была всесторонне испытана в период 1998-1999 гг. с положительными результатами. Параллельно подобная работа стала проводиться и в ООО «Газпром добыча Ямбург» применительно к валанжинской УКПГ-1В.

Анализ эксплуатации опытного сепаратора-десорбера на УКПГ-2В позволил рекомендовать технологию отдувки метанола в качестве проектного решения при обустройстве валанжинской залежи Ен-Яхинского НГКМ (УКПГ-11В, эксплуатируется с 2004 г). На этой установке НТС, в отличие от других валанжинских УКПГ, в технологическую схему уже на стадии технологического проектирования были включены специализированные тарельчатые аппараты – десорберы-сепараторы.

Аналогичная технология включена в проекты разработки и реализована на ряде месторождений ОАО «Томскгазпром» и др. Технология отдувки метанола внедрена на установках НТС ачимовских залежей. В частности, на предприятии ЗАО «Ачимгаз» технология отдувки метанола показала весьма высокую эффективность, т.е. фактически были обеспечены проектные показатели работы включенного в технологическую схему десорбера-сепаратора.

Следует отметить, что на поздней стадии (например, при текущих термобарических режимах работы валанжинских УКПГ Уренгойского НГКМ) предложенный вариант отдувочной технологии ингибирования установок НТС снижает свою эффективность из-за повышения концентрации метанола в водной фазе во входных сепараторах (и увеличения тем самым количества паров метанола в отдувочном газе). Однако после подключения ДКС в голове технологического процесса установок НТС появляются новые возможности для утилизации и отдувки метанола без строительства установки регенерации метанола методом ректификации. Применительно к поздней стадии эксплуатации газоконденсатных залежей при подключении ДКС в голове технологического процесса НТС ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно с ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» разработали новую модификацию технологии отдувки метанола– технологический процесс «Оптимет» (рисунок 7). Здесь предлагается двухконтурная рециркуляция ВМР с целью компенсации последствий процесса испарения воды из ВМР в горячем потоке газа.

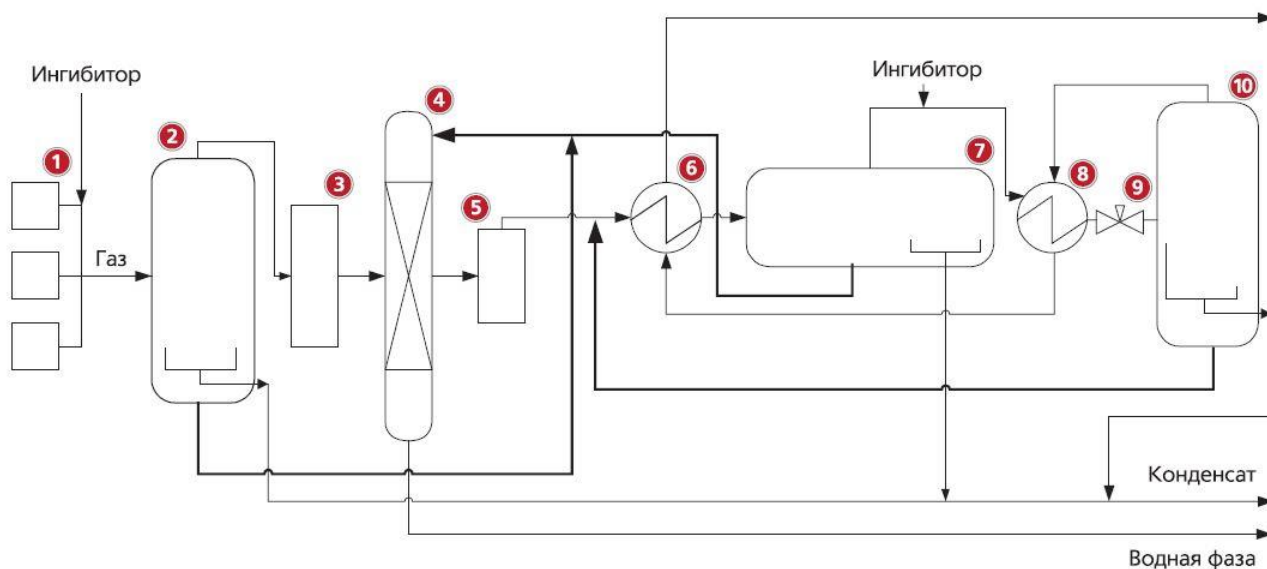


Рисунок 7 – Технология «Оптимет» с отдувкой метанола в десорбере – сепараторе на горячем потоке газа после ДКС: 1 – кусты газоконденсатных скважин; 2 – первичный сепаратор; 3 – дожимная компрессорная станция; 4 – десорбер; 5 – аппарат воздушного охлаждения газа; 6,8 – теплообменники «газ-газ»; 7 – промежуточный сепаратор; 9 – дроссель; 10– конечной низкотемпературный сепаратор

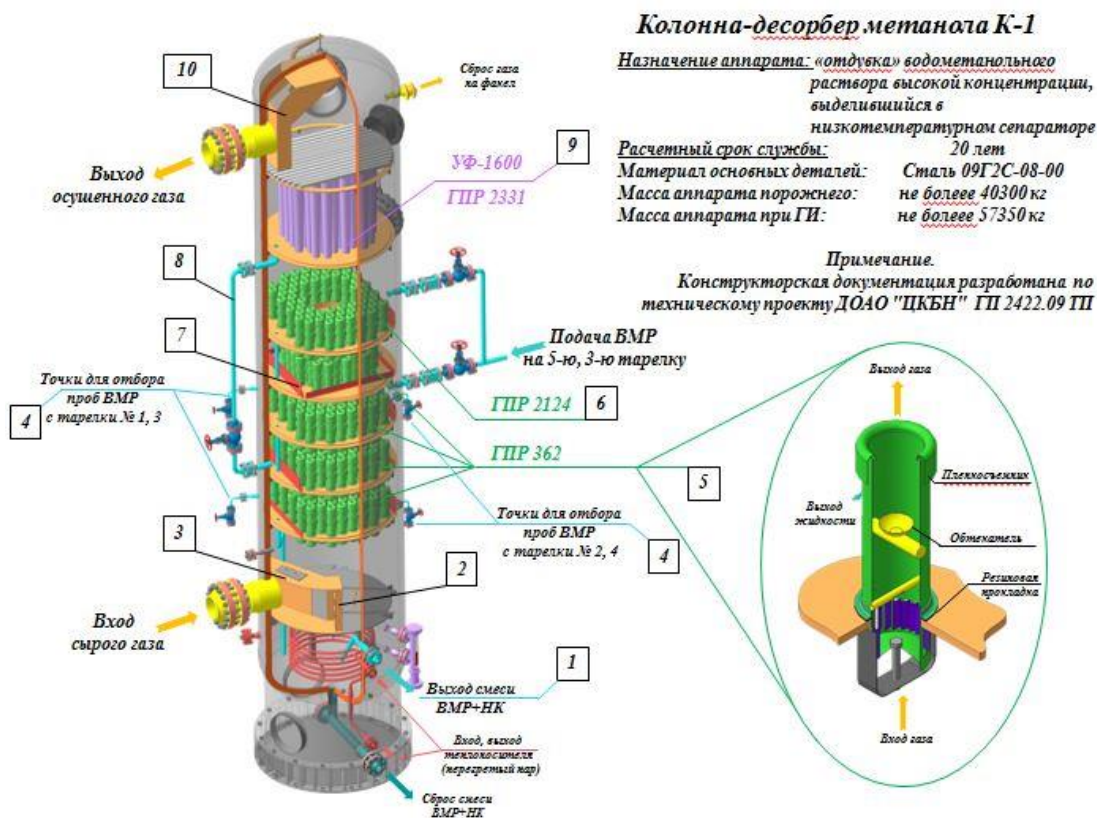


Рисунок 8 – Колонна-десорбер метанола

2.6 Технологическая характеристика установки подготовки газа

Товарной продукцией УКПГ-22 является осушенный газ и конденсат газовый нестабильный.

Подготовка газа на УКПГ производится в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, поставляемые в магистральный газопровод» до точки росы по воде: с 1 мая по 30 сентября минус 10°C, с 1 октября по 30 апреля минус 20°C; по углеводородам: с 1 мая по 30 сентября минус 5°C, с 1 октября по 30 апреля минус 10°C.

Подготовка газового конденсата на УКПГ-22 производится в соответствии с требованиями ТУ 0271-002-05751745-2003.

УКПГ-22 состоит из трех (две рабочие и одна резервная) ниток максимальной производительностью по 5.0 млн.м³/сут подготовленного газа на каждую нитку.

На период опытно- промышленной эксплуатации максимальная производительность УКПГ-22 составит 2,562 миллиарда м³/год по подготовленному газу.

Ачимовские отложения второго опытного участка характеризуются аномально высокими пластовыми и устьевыми давлениями и температурами газа, высоким потенциальным содержанием в газе конденсата, а также высоким содержанием парафина в газовом конденсате, что определяет его высокую температуру помутнения минус 18 °С.

Максимальное проектное значение статического давления газа на устье скважин равно 41,01 МПа. Освоение ачимовских отложений в пределах второго опытного участка предусматривается проводить наклонно- направленными скважинами с пологим вскрытием продуктивных горизонтов Ач4 и Ач5. В пределах участка на период опытно-промышленной эксплуатации (далее ОПЭ) предусматривается ввод двадцати скважин, сгруппированных в пяти кустах.

Компонентный состав газа ачимовских отложений второго опытного участка Уренгойского месторождения представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Компонентный состав пластового газа

Компонент	% мольных
Метан	79,2
Этан	8,11
Пропан	4,37
Изо-бутан	0,96
Н-бутан	1,18
Изо-пентан	0,43
Н-пентан	0,4
Н-гексан	0,62
Н-гептан	0,58
Н-октан	0,99
Н-нонан	0,48
С10+	1,67
Азот	0,11
Диоксид углерода	0,89

2.7 Описание технологического процесса УКПГ-22

Сырой газ со скважин с устьевым давлением 22,0–35,0 МПа и температурой 40–55С через фонтанную арматуру по выкидному трубопроводу поступает на узел замерно-регулирующей арматуры. Давление газа, поступающего от скважин, снижается регуляторами давления до необходимого рабочего давления шлейфа 10,0–14,2МПа. Сырой газ по шлейфам сбора природного газа поступает на установку комплексной подготовки газа.

Подготовка сырого газа, поступающего от кустов скважин, предусматривается на одном УКПГ. Технологическое оборудование по подготовке газа и газового конденсата размещается в цехе подготовки газа и конденсата.

Продукция от кустов скважин поступает на УКПГ на вход цеха запорно-переключающей арматуры (ЗПА) по газосборным коллекторам (шлейфам). В состав ЗПА входят 14 регулирующих линий для приема газа от каждого куста скважин, из них пять линий на период ОПЭ и девять линий на перспективное подключение.

После ЗПА газ под давлением 12,4 МПа и температурой 34,2°С поступает в цех подготовки газа и конденсата в сепараторы входные технологических линий. В первичном сепараторе производится улавливание возможных жидкостных пробок, очистка газа от мехпримесей и жидкости,

представляющей собой «тяжелую» фракцию газового конденсата, содержащего основную часть парафинистых соединений, а также метанольную воду.

После первичного сепаратора газ поступает в блок десорбера метанола, предназначенный для отдувки газом насыщенного метанола высокой концентрации, который принудительно подается насосом метанола. Блок десорбера метанола предназначен для «отдувки» метанола из водометанольного раствора, выделившегося в низкотемпературном сепараторе, до раствора более низкой концентрации. Блок включает десорбер с площадками обслуживания, арматурный узел с запорной и регулирующей арматурой, установленной на раме, средства КИПиА.

Десорбер представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 1600 мм, снабжен узлом входа, совмещенным с защитным листом, центробежными массообменными элементами ГПР 362, тарелкой с центробежными элементами ГПР 2124 и патронами фильтрующими на выходе. Аппарат снабжен внутренним трубчатым подогревателем, установленным в кубовой части. Указатель уровня, камеры регулятора и сигнализатора уровней снабжены электрообогревом. Подача ВМР в колонну-десорбер конструктивно осуществляется на 3-ю или на 5-ю тарелку (нумерация тарелок снизу вверх) центробежным насосом. Таким образом, процесс отдувки метанола может проходить как максимум на пяти массообменных тарелках аппарата. При этом поток газа поступает в нижнюю часть десорбера, поднимаясь вверх, а ВМР подается на верхнюю массообменную тарелку и в противотоке потоку газа проходит ряд массообменных тарелок, а водная фаза с остаточным содержанием метанола сливается в нижнюю (кубовую) часть десорбера.

В связи с высокой температурой входного потока газа в технологическую линию, после десорбера газ направляется на предварительное охлаждение аппаратом воздушного охлаждения газа, где охлаждается до 29 °С.

Далее частично охлажденный газ поступает в теплообменник «газ-жидкость», где охлаждается до 16 °С потоком легкого конденсата из разделителя низкотемпературного сепаратора.

Затем газ поступает в теплообменник первой ступени «газ-газ», где дополнительно охлаждается встречным потоком осушенного газа до 14 °С.

Охлажденный газ направляется в блок сепаратора промежуточного диаметром 1600 мм, где производится выделение жидкости, представляющей собой «облегченные» фракции газового конденсата и метанольную воду.

После промежуточного сепаратора газ поступает в теплообменник второй ступени, где охлаждается встречным потоком осушенного газа до минус 12,6 °С.

Охлажденный газ после теплообменника второй ступени направляется в блок эжекторов, где давление газа снижается до 6,05 МПа, а температура снижается до минус 31,4 °С.

После эжектирования газ поступает в блок низкотемпературного сепаратора, где из газа производится выделение жидкости, представляющей собой «легкие» фракции газового конденсата и насыщенного метанола. Блок включает вертикальный сепаратор диаметром 1800 мм с центробежными и сепарационными элементами и горизонтальный разделитель диаметром 2400 мм с полочными элементами и отсеками для сбора разделенных компонентов. Аппараты с трубопроводной обвязкой, запорной и регулирующей арматурой, средствами КИПиА расположены на раме. Низкая температура газа в сепараторе (минус 30,1 °С) обеспечивает точку росы газа по воде и углеводородам в соответствии с СТО Газпром 089-2010 [5].

После низкотемпературного сепаратора поток осушенного газа замеряется на замерном устройстве и направляется последовательно в теплообменники второй и первой ступеней, где охлаждает встречный поток сырого газа. После теплообменника первой ступени поток осушенного газа направляется на замер в коммерческий пункт измерения расхода газа и далее в газопровод внешнего транспорта.

Для предупреждения гидратообразования предусматривается подача метанола в поток сырого газа перед аппаратом воздушного охлаждения, теплообменником «газ-жидкость» и теплообменниками «газ-газ» 1 и 2

ступеней, а также перед блоком эжекторов. Подача метанола в указанные аппараты производится от панели распределения блоков подачи и распределения метанола, установленных в помещении цеха.

Поток жидкости от первичного сепаратора, колонны-десорбера и промежуточного сепаратора по уровню через регуляторы уровней сбрасывается в блок разделителя жидкости для разделения на конденсат и метанольную воду. Разделитель представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат диаметром 2400 мм с одним входом газожидкостной смеси, разделенным на два потока, каждый из которых вводится в блок разделителя через собственный фланцевый патрубок, предусмотренный конструкцией блока, двумя полочными насадками, со сборниками легкой и тяжелой фазы, сетчатым отбойником, встроенным в штуцер выхода газа и внутренним теплообменным устройством - подогревателем. В разделителе производится разделение жидкости на газовый конденсат и метанольную воду (содержание метанола от 6 до 7 процентов массовых).

Метанольная вода от разделителя по уровню через регулятор уровня и регулятор давления сбрасывается на сантехнические сооружения УКПГ для утилизации.

Конденсат от разделителя по уровню через регулятор уровня сбрасывается в блок выветривателя. Газ дегазации, выделившийся в разделителе, замеряется и подается на вход низкотемпературного сепаратора.

В разделителе низкотемпературного сепаратора производится разделение выделившейся жидкости на облегченный от тяжелых углеводородов («легкий») газовый конденсат и насыщенный раствор метанола (содержание метанола до 60 процентов). Насыщенный раствор метанола по уровню в аппарате через регулятор давления сбрасывается на узел приема и подачи метанола в накопительно-расходные емкости, предусмотренные в составе узла приема и подачи метанола для последующей подачи его насосом на отдувку в блок десорбера метанола. «Легкий» газовый конденсат от разделителя по уровню через регулятор уровня направляется в теплообменник «газ-жидкость»

для охлаждения сырого газа, откуда после нагрева до температуры выше начала кристаллизации парафинов (при необходимости) и далее сбрасывается в выветриватель. Давление газа в выветривателе поддерживается регулятором давления, установленным в газовой обвязке выветривателя. Выделившийся газ выветривания после регулятора подается в блок эжекторов через замерное устройство. Излишки газа при запираии эжектора из выветривателя сбрасываются на факел высокого давления.

От буферных емкостей газовый конденсат поступает на прием насосов станции насосной внешней перекачки газового конденсата (далее – насосная). Поддержание и регулирование уровня газового конденсата в буферных емкостях производится регулятором уровня, установленным на линии нагнетания насосов. Для регулирования производительности насосной на выходном коллекторе устанавливается регулятор расхода жидкости, предусматривающий перепуск части газового конденсата с выходного коллектора обратно в буферные емкости при режиме добычи конденсата менее производительности одного насоса. Регулирование заданного расхода газового конденсата производится по сигналам датчика расходомера, установленного на выходном коллекторе. После запорно-регулирующей арматуры газовый конденсат направляется на замер в узел учета газового конденсата, затем – на площадку подогревателей газового конденсата для нагрева.

Подогрев газового конденсата перед отправкой в конденсатопровод производится в подогревателях, позволяющих подогревать продукт до температуры, способствующей исключению отложения парафинов на стенках конденсатопровода в процессе транспорта. По конденсатопроводу конденсат поступает на завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ).

Для защиты технологического оборудования цеха от превышения давления предусматривается установка предохранительных клапанов. Предохранительные клапаны устанавливаются: на регулируемых линиях газа в ЗПА, на низкотемпературном сепараторе, на блоке эжекторов для защиты от

превышения давления пассивного газа, на разделителе жидкости, на выветривателе.

Для аварийного вытеснения газового конденсата из конденсатопровода внешнего транспорта предусмотрена подача осушенного газа от УКПГ с давлением до 7,5 МПа.

Перед плановым заполнением конденсатопровода предусматривается продувка конденсатопровода газом от УКПГ с давлением 0,5 МПа для вытеснения воздуха из конденсатопровода. Подача газа с давлением 0,5 МПа предусматривается от установки подготовки газа на собственные нужды.

Перед выводом в ремонт или при аварийных ситуациях предусматривается остановка и освобождение технологического оборудования и трубопроводов обвязки от давления сбросом газа на факел, от жидкости – сбросом жидкости в дренажные емкости. Для возврата в технологический процесс жидкости, сброшенной в дренажные емкости, предусматривается ее откачка из дренажных емкостей погружными насосами в накопительную емкость газового конденсата, расположенную в узле сбора конденсата. Для продувки технологического оборудования и трубопроводов перед ремонтными работами предусмотрена подача азота.

Предусматривается также первичное заполнение конденсатопровода обратным потоком газового конденсата от Уренгойского ЗПКТ, не имеющего в своем составе парафиновых фракций.

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОЛОННЫ-ДЕСОРБЕРА

С помощью программы Aspen Hysys была построена модель УКПГ для сравнения технологических показателей процесса подготовки с колонной отдувки и без неё.

Aspen HYSYS представляет собой программный пакет, предназначенный для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес-планирования в области добычи и переработки углеводородов и нефтехимии. Наряду с возможностью статического моделирования технологических схем, позволяет в той же среде производить динамическое моделирование отдельных процессов и всей технологической цепочки, а также разрабатывать и отлаживать схемы регулирования процессов. Имеется возможность выполнять расчеты основных конструктивных характеристик сепарационного оборудования, емкостей, теплообменной аппаратуры, тарельчатых и насадочных ректификационных колонн и оценку стоимости оборудования. Использование термодинамических моделей HYSYS позволяет рассчитать физические свойства, транспортные свойства, фазовое равновесие с гарантированно высокой точностью. Программа содержит обширную базу данных с возможностью добавления пользовательских компонентов. Программа имеет развитый графический интерфейс, поддерживает технологию OLE-2 и хорошо интегрирована с офисными приложениями Microsoft.

Моделирование в Aspen HYSYS позволяет пользователю:

- Улучшить конструкцию и производительность оборудования;
- Контролировать вопросы безопасности и технологии на предприятии;
- Оптимизировать производительность процесса и производственные условия;
- Рассчитать экономический потенциал для получения прибыли на стадии проектирования.

Для данной модели были сделаны следующие упрощения:

- Из схемы был исключен блок выветривателей;
 - Блок эжекторов заменен на турбодетандер;
- Эффективность работы колонны-десорбера оценивалась по 3 показателям:
- По общему расходу метанола на установке для поддержания безгидратного режима работы.
 - По снижению температуры гидратообразования.
 - По расходу метанола, попадающего в разделитель жидкости и идущего на утилизацию.

Основные параметры потоков представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные параметры потоков

		Газ в первичный сепаратор	Газ в колонну отдувки	Жидкость из колонны отдувки в разделитель	Метанол в точках ввода	Газ в промежуточный сепаратор
Расход	- газа, ст.м ³ /ч	190503	190526	-	-	190330
	- конденсата, т/ч	65,6	-	-	-	0,5
	- водного р-ра, т/ч	1,0	-	0,1	0,1	0,1
Давление (изб.)	МПа	12,40	12,35	12,35	12,80	12,21
	кгс/см ²	126,44	125,93	125,93	130,52	124,50
Температура	°С	34,2	34,2	34,2	20	14,0
Плотность	кг/м ³	166,5	125,9	988,2	820,6	147,6

Таблица 4 – Продолжение

		Газ в турбодетандер	Газ из турбодетандера в блок НТС	Жидкость из С1.1, К1.1 и С2.1 в Р1.1	Насыщенный метанол в колонну отдувки	Метанольная вода на утилизацию
Расход	- газа, ст.м ³ /ч	190306	190641	6048	-	-
	- конденсата, т/ч	-	32,5	61,2	-	-
	- водного р-ра, т/ч	-	0,1	1,1	0,1	1,1
Давление (изб.)	МПа	12,16	6,05	6,07	12,85	0,39
	кгс/см ²	124,04	61,68	61,89	131,03	3,96
Температура	°С	14,0	-30,1	29,6	-24,4	31,1
Плотность	кг/м ³	146,4	96,4	382,7	893,1	988,6

Этапы процесса моделирования:

- 1) Создаем входные и выходные потоки, задаем состав пластового газа:

Material Stream: GC1

Worksheet	Stream Name	GC1	Vapour Phase	Liquid Phase	Solid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,9109	0,9109	0,0724	0,0167
Properties	Temperature [C]	34,20	34,20	34,20	34,20
Composition	Pressure [kPa]	1,240e+004	1,240e+004	1,240e+004	1,240e+004
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	5602	5103	405,6	93,66
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	1,450e+005	1,050e+005	1,942e+004	2,060e+004
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	363,8	304,3	36,62	22,89
PSD Property	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8,718e+004	-8,530e+004	-1,330e+005	8464
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	226,4	141,8	125,4	5269
Notes	Heat Flow [kJ/h]	-4,884e+008	-4,352e+008	-5,395e+007	7,927e+005
Cost Parameters	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,296e+005	1,202e+005	37,80	22,89
Normalized Yields	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

Рисунок 9 – Рабочая таблица потока сырого газа

Material Stream: GC1

Worksheet	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase	Solid Phase	
Conditions	Methane	0,7920	0,8336	0,4523	0,0000
Properties	Ethane	0,0811	0,0811	0,1002	0,0000
Composition	Propane	0,0437	0,0408	0,0911	0,0000
Oil & Gas Feed	i-Butane	0,0096	0,0083	0,0279	0,0000
Petroleum Assay	n-Butane	0,0118	0,0098	0,0393	0,0000
K Value	C10+*	0,0167	0,0000	0,0000	1,0000
PSD Property	n-Nonane	0,0048	0,0010	0,0534	0,0000
User Variables	i-Pentane	0,0043	0,0032	0,0191	0,0000
Notes	n-Pentane	0,0040	0,0028	0,0198	0,0000
Cost Parameters	n-Hexane	0,0062	0,0035	0,0417	0,0000
Normalized Yields	n-Heptane	0,0058	0,0025	0,0489	0,0000
	n-Octane	0,0099	0,0031	0,0978	0,0000
	CO2	0,0089	0,0092	0,0080	0,0000
	Nitrogen	0,0011	0,0012	0,0004	0,0000
	Methanol	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	H2O	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Total: 1,00000

Рисунок 10 – Состав пластового газа

- 2) Размещаем необходимое оборудование, задаем его параметры:

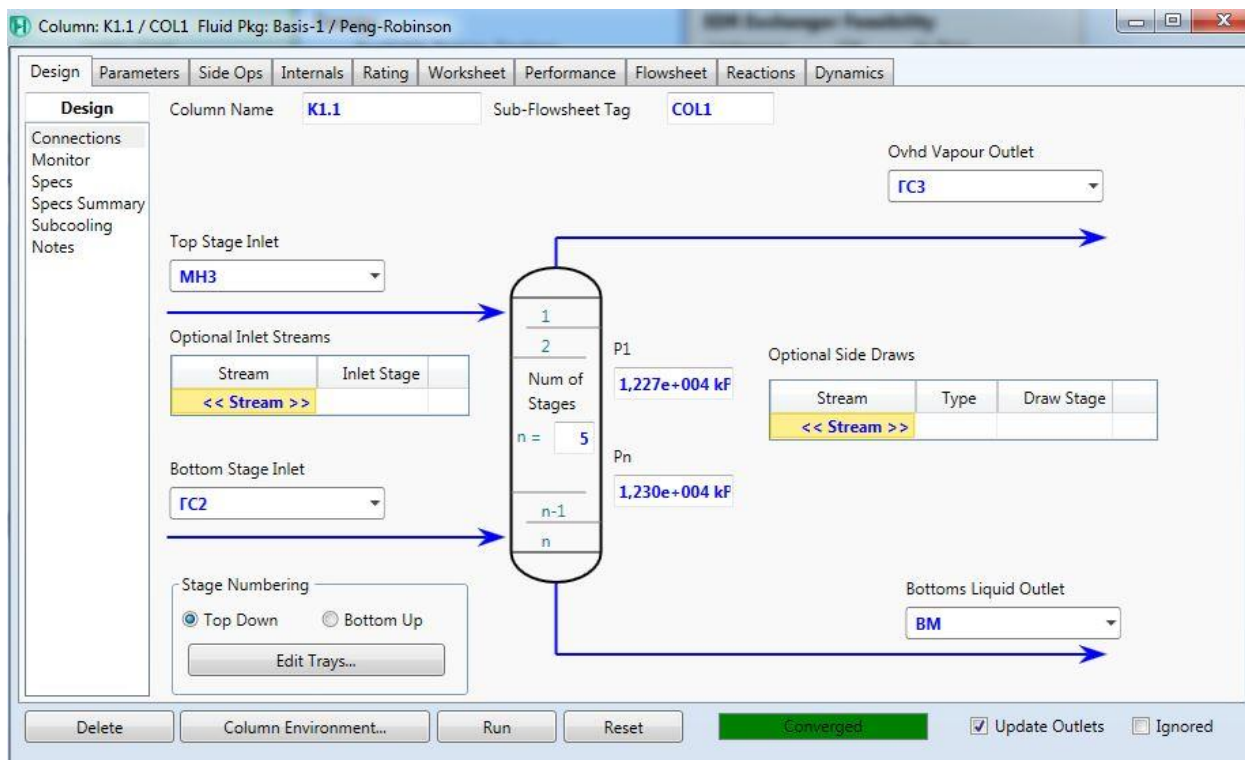


Рисунок 11 – Параметры колонны-десорбера

- 3) Соединяем между собой элементы технологической схемы и получаем модель УКПГ (см. приложение А).
- 4) С помощью инструмента «Stream analysis» определяем наличие гидратов в заданном потоке:

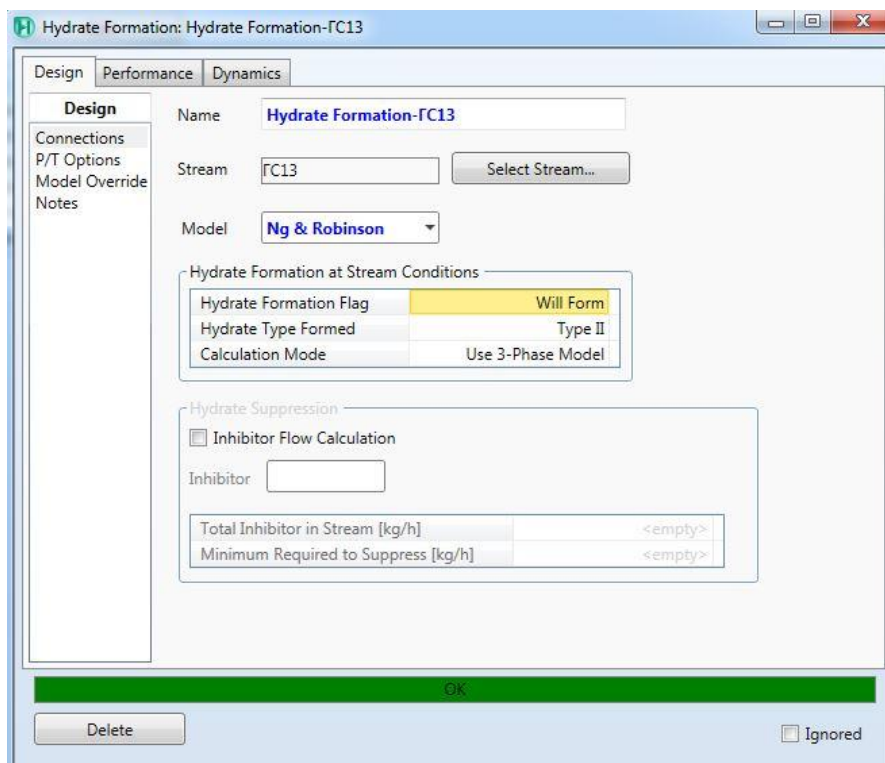


Рисунок 12 – Определение наличия в потоке гидратов

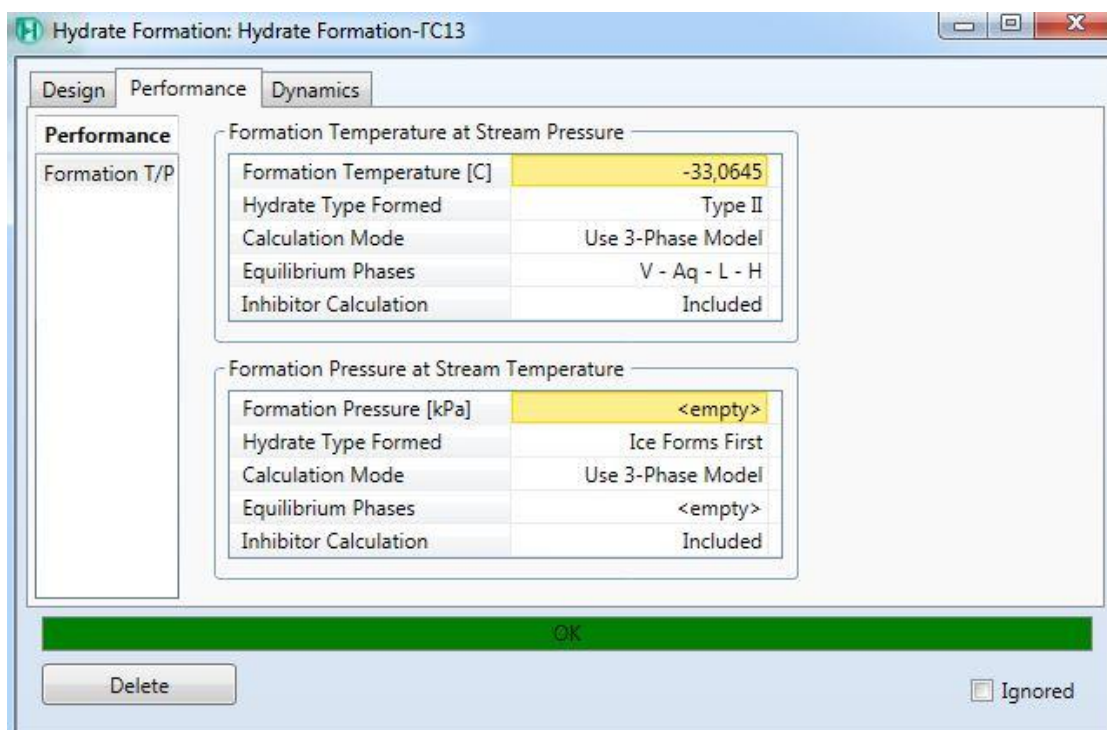


Рисунок 13 – Определение температуры гидратообразования

Возможными местами образования гидратов в технологической схеме являются выходные потоки из теплообменников, аппарата воздушного охлаждения и поток из блока эжекторов в блок низкотемпературного сепаратора. Для предотвращения гидратообразования в этих точках предусмотрен впрыск концентрированного метанола (концентрация 80 процентов массовых) перед аппаратом воздушного охлаждения газа, перед теплообменником «жидкость-газ», перед теплообменником «газ-газ» и перед блоком эжекторов.

В таблице 5 приведены значения температуры гидратообразования в возможных местах образования гидратов при одинаковом расходе концентрированного метанола для 3 случаев:

1. Метанол впрыскивается только на куст скважин с расходом 1400 кг/час.
2. Метанол впрыскивается на куст скважин с расходом 1000 кг/час и в возможные места образования гидратов в технологической схеме с расходом 400 кг/час.

3. Метанол впрыскивается на куст скважин с расходом 1000 кг/час и в возможные места образования гидратов в технологической схеме с расходом 400 кг/час. При этом в технологическую схему включена колонна отдувки.

Таблица 5 – Температура гидратообразования

№ потока газа	°С; (впрыск на куст: расход 1400 кг/ч)	°С; (впрыск на куст(1000), в схему(400): расход 1400 кг/ч)	°С; (впрыск на куст, в схему + колонна: расход 1400 кг/ч)
ГС4	-5,24	-2,63	-8,03
ГС6	-5,28	-6,59	-12,11
ГС8	-5,36	-6,66	-12,20
ГС10	-6,09	-12,45	-17,71
ГС13	-14,66	-25,97	-33,06

Из полученных результатов видно, что впрыск части метанола непосредственно в технологическую схему дает понижение температуры гидратообразования по сравнению со случаем, когда метанол впрыскивается только на куст.

Применение колонны отдувки дает значительное понижение температуры гидратообразования по всей технологической схеме.

В таблице 6 представлены минимальные необходимые расходы концентрированного метанола для работы установки подготовки газа в безгидратном режиме (температура гидратообразования ниже температуры потока во всех точках технологической схемы).

Рассмотрены 3 случая:

1. Метанол впрыскивается только на куст.
2. Метанол впрыскивается на куст и в технологическую схему.
3. Метанол впрыскивается на куст и в технологическую схему с применением колонны-десорбера.

Таблица 6– Расход метанола для работы установки в безгидратном режиме

№ потока метанола	Впрыск только на куст (80%)	Впрыск на куст и в схему (80%)	С использованием колонны отдувки
M0	2250	1000	1000
M1	-	150	100
M2	-	150	100
M3	-	145	100
M4	-	100	100
Итого, кг/ч	2250	1545	1400

Применение впрыска метанола только на куст скважин требует высокого расхода метанола, что ведет к дополнительным затратам. Впрыск части метанола непосредственно в схему приводит к значительному снижению общего расхода.

Включение в технологическую схему колонны отдувки позволяет получить дополнительное сокращение расхода метанола на 145 кг/час.

При использовании колонны отдувки в разделитель направляется метанольный раствор с низа первичного сепаратора, с низа промежуточного сепаратора и с низа самой колонны-десорбера. Расход метанола для ингибирования 1400 кг/ч. При таком режиме расход метанола на утилизацию составляет 737,7 кг/ч.

Если исключить из технологической схемы колонну отдувки, то в разделитель будут направляться потоки раствора с низа первичного сепаратора, с низа промежуточного сепаратора и с низа низкотемпературного сепаратора. При этом расход метанола в технологической схеме такой же, как при использовании колонны. В данном режиме расход метанола на утилизацию составит 781,8 кг/ч.

Использование колонны-десорбера снижает расход метанола, идущего на утилизацию, на 44,1 кг/ч. Это позволяет уменьшить негативное влияние

метанола на окружающую среду и минимизировать затраты предприятия на утилизацию.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основной целью раздела является экономическая оценка мероприятий по установке и использованию колонны отдувки метанола на Уренгойском месторождении.

Задачи:

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

Внедрение в технологическую схему колонны отдувки сокращает расход метанола на 145 кг/час. Среднерыночная стоимость 1т метанола составляет 21000 руб.

Тогда доход дополнительный предприятия за счет экономии метанола за 1 год при эффективном времени работы 340 дней за год составит:

$$P_{\text{ит}} = \frac{145 \cdot 21000 \cdot 24 \cdot 340}{1000} = 24847,2 \text{ тыс. руб.} \quad (2)$$

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

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

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

Затраты на покупку необходимого оборудования

Конечная стоимость единицы оборудования $C_{\text{едОБ}}$ складывается из стоимости изготовления $C_{\text{пер}}$, стоимости доставки $C_{\text{дост}}$ и стоимости монтажа $C_{\text{м}}$ формула (3).

$$C_{\text{едОБ}} = C_{\text{пер}} + C_{\text{дост}} + C_{\text{м}} \quad (3)$$

Расчет затрат на покупку оборудования приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет затрат на покупку оборудования

Наименование оборудования	Количество оборудования, п, штук.	Стоимость изготовления, С _{пер} , тыс. руб.	Стоимость доставки, С _{дост} , тыс. руб.	Стоимость монтажа С _м , 40% от (С _{пер} +С _{дост}), тыс. руб.	Конечная стоимость ед. оборудования, С _{едоб} , тыс. руб.	Конечная стоимость оборудования, С _{об} , тыс. руб.
Колонна	1	15518	6884	8960,8	31362,8	31362,8
Рама	1	5221	3254	3390	11865	11865
Трубопровод	5	1322	500	728,8	2550,8	12754
Подогреватель	1	2750	950	1480	5180	5180
Манометр	4	10	5	6	21	84
Насос дренажной емкости	1	1499	300	719,6	2518,6	2518,6
Емкость дренажная	1	5746	1149	2758	9653	9653
ИТОГО:					63151,2	73417,4

Затраты на обслуживание

Затраты на ежегодное обслуживание колонны приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Затраты на обслуживание

Наименование операции	Количество операций, п, шт.	Стоимость проведения, С _{пр} тыс. руб.	Конечная стоимость, С _{кон} тыс.руб.
Пролвка азотом	3	52	156
Механическая чистка колонны	1	45	45
Чистка дренажной емкости	1	23	23
Обслуживание насоса	1	30	30
Поверка манометров	4	2	8
ИТОГО			262

Затраты на оплату труда

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

Состав статьи расходов на заработную плату формируется из:

а) основной заработной платы рабочего персонала, занимающегося монтажом тех. оборудования;

б) дополнительной заработной платы.

Дневной должностной оклад работника формула (4):

$$Z_{\text{дн}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} \quad (4)$$

где

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

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

$k_{\text{д}}$ - коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях - за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ - районный коэффициент, равный 1,7 (для Нового Уренгоя).

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} \quad (5)$$

где $T_{\text{р}}$ — продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.;

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

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле (6):

$$Z_{\text{доп}} = 0,2 \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 305923 = 45888,45 \text{ руб.} \quad (6)$$

Величина страховых взносов определяется исходя из следующей формулы (7):

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (305923 + 45888,45) = 105543,43 \text{ руб.} \quad (7)$$

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

Расчет заработной платы приведен в таблице 9.

Таблица 9 — Расчет заработной платы

Сотрудники	Разряд	Тарифная ставка в день, руб.	Тарифный коэффициент	Премимальный коэффициент	Коэффициент доплат и надбавок	Районный коэффициент	Оклад в день, руб.	Продолжительность работ, раб.дн.	Основная зп, руб.
Прораб	10	833	3,27	0,3	0,4	1,7	6022	20	120445
Мастер	8	667	2,54	0,3	0,3	1,7	3522	20	70443
Слесарь КИПиА	7	600	2,27	0,3	0,2	1,7	2996	20	59928
Стропальщик	7	500	2,11	0,3	0,3	1,7	2755	20	55108
Всего									305923
Дополнительная ЗП									45888,45
Страховые взносы									105543,43
ИТОГО									457354,88

Таким образом, капитальные вложения составят:

$$73417400 + 457354,88 = 73874754,88 \text{ руб.}$$

Расчет эффективности капиталовложений

Инвестиционный проект – обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе: необходимая проектно-сметная документация, а также бизнес-план как описание практических действий по осуществлению инвестиций.

Для оценки эффективности инвестиций используются расчет чистого приведенного эффекта и периода окупаемости.

Показатель чистого приведенного эффекта (NPV) является главным критерием доходности инвестиций.

Этот метод основан на сопоставлении величины исходной инвестиции (IC) с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых ею в течение прогнозируемого срока. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r (ставка дисконтирования), установленного аналитиком

(инвестором) самостоятельно, исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый им капитал.

Если инвестиция (IC) будет генерировать в течение n лет чистые годовые доходы в размере P1, P2, ... , Pn.. Тогда, общая накопленная величина дисконтированных доходов (PV) и чистый приведенный эффект (NPV) будут равны:

$$PV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k}, \quad (8)$$

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} - IC. \quad (9)$$

Расчет дисконтированных доходов на первые 10 лет службы колонны при ставке дисконтирования 12 процентов представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет дисконтированного дохода на 10 лет

Год	1	2	3	4	5
Капитальные затраты, руб.	73874754,9	0	0	0	0
Текущие затраты, руб.	262000	262000	262000	262000	262000
Чистый доход, руб.	24585200	24585200	24585200	24585200	24585200
Коэффициент дисконтирования	0,893	0,797	0,712	0,636	0,567
Дисконтированный чистый доход, руб.	21951071,4	19599170	17499259	15624339	13950302
PV, руб.	-51923683,4	-32324512	-14825252	799086	14749389

Продолжение таблицы 10

Год	6	7	8	9	10
Капитальные затраты, руб.	0	0	0	0	0
Текущие затраты, руб.	262000	262000	262000	262000	262000

Продолжение таблицы 10

Год	6	7	8	9	10
Чистый доход, руб.	24585200	24585200	24585200	24585200	24585200
Коэффициент дисконтирования	0,507	0,452	0,404	0,361	0,322
Дисконтированный доход, руб.	12455627	11121095	9929549	8865669	7915776
PV, руб.	27205016	38326112	48255662	57121331	65037108

Срок службы колонны составляет 20 лет. За это время накопленный дисконтированный доход составит 109763010,5 руб.

Таким образом, чистый приведенный эффект по формуле (9) составит:

$$NPV = 109763010,5 - 73874754,88 = 35888255,62 \text{ руб.} \quad (10)$$

Чистый приведенный эффект больше нуля, следовательно, проект реализуем.

Проект окупится, когда накопленная величина дисконтированных доходов PV станет больше нуля. Таким образом, срок окупаемости проекта составляет 4 года.

Реальный доход от инвестиционного проекта начнёт поступать только по истечении периода окупаемости. При отборе вариантов предпочтение отдаётся проекту с наименьшим сроком окупаемости.

В данном разделе была дана экономическая оценка целесообразности установки колонны отдувки.

Были рассчитаны капитальные затраты и затраты на ежегодное обслуживание. На основе полученных данных был произведен расчет эффективности капиталовложений.

Расчеты показали, что проект окупится через 4 года и за 20 лет службы экономический эффект от сокращения затрат на метанол составит 35888255,62 рублей.

Можно сделать вывод, что установка колонны отдувки позволит не только экономить ресурсы предприятия, но и принесет дополнительный доход.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе объектом исследования является колонна отдувки метанола в составе установки комплексной подготовки газа УКПГ-22 Уренгойского месторождения. Область применения: нефтегазовое дело.

5.1 Производственная безопасность

При работах с колонной отдувки возникают следующие вредные и опасные факторы:

Таблица 11 – Вредные и опасные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Эксплуатация и обслуживание колонны отдувки на установке комплексной подготовки газа;	1) Повышенный уровень шума; 2) Повышенный уровень вибраций; 3) Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 4) Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;	1) Наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением; 2) Пожаровзрывоопасность 3) Электрический ток 4) Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ; СН 2.2.4/2.1.8.562-96 ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ; ГОСТ 12.1.029-80; СН 2.2.4/2.1.8.566–96; ГОСТ 12.1.005-88; СанПиН 2.2.3.1384-03; ГОСТ 2222-95; ПБ 03-576-03;

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов

При работе колонны отдувки возникают следующие вредные факторы:

- Повышенный уровень шума

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

Воздействие на рабочих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, обслуживании и эксплуатации установок комплексной подготовки газа. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и компрессоров могут достигать 90 – 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы [6].

Предельно допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест, разработанные с учетом категорий тяжести и напряженности труда, представлены в таблице 12. Работы на УКПГ относятся к 1, 2 и 3 группам.

Таблица 12 – Предельно допустимые уровни звукового давления [7].

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1.Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории; рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата,	93	79	70	68	58	55	52	52	49	60

Продолжение таблицы 12

2. Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа. Рабочие места в помещениях диспетчерской службы, кабинетах и помещениях наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону; машинописных бюро, на участках точной сборки, на телефонных и телеграфных станциях, в помещениях мастеров, в залах обработки информации на вычислительных машинах	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
3. Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

- Повышенный уровень вибраций

Большинство работ на УКПГ попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» [8].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_o, Y_o, Z_o							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с · 10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1,6	0,089		99		0,89		105	
2,0	0,079	0,14	98	103	0,63	1,30	102	108
2,5	0,070		97		0,45		99	

Продолжение таблицы 13

3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,10	95	100	0,22	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,10	95	100	0,11	0,22	87	93
10,0	0,070		97		0,11		87	
12,5	0,089		99		0,11		87	
16,0	0,110	0,20	101	106	0,11	0,20	87	92
20,0	0,140		103		0,11		87	
25,0	0,180		105		0,11		87	
31,5	0,220	0,40	107	112	0,11	0,20	87	92
40,0	0,280		109		0,11		87	
50,0	0,350		111		0,11		87	
63,0	0,450	0,79	113	118	0,11	0,20	87	92
80,0	0,560		115		0,11		87	
Корректированные эквивалентные корректированные значения и их уровни	и	0,10		100		0,20		92

В качестве средств индивидуальной защиты применяются:

- виброзащитные перчатки и рукавицы
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов;

- Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура в производственных помещениях является одним из ведущих факторов, определяющих метеорологические условия производственной среды.

При работе на установке комплексной подготовки газа работник подвергается воздействию высокой температуры в производственных помещениях с работающим оборудованием, особенно в летний период, и воздействию отрицательной температуры при работе зимой на улице.

Длительное воздействие высокой температуры, особенно в сочетании с повышенной влажностью, может привести к значительному накоплению тепла

в организме (гипертермии). При гипертермии наблюдается головная боль, тошнота, рвота, временами судороги, падение артериального давления, потеря сознания.

Действие теплового излучения на организм имеет ряд особенностей, одной из которых является способность инфракрасных лучей различной длины проникать на различную глубину и поглощаться соответствующими тканями, оказывая тепловое действие, что приводит к повышению температуры кожи, увеличению частоты пульса, изменению обмена веществ и артериального давления, заболеванию глаз.

При воздействии на организм человека отрицательных температур наблюдается сужение сосудов пальцев рук и ног, кожи лица, изменяется обмен веществ. Низкие температуры воздействуют также и на внутренние органы, и длительное воздействие этих температур приводит к их устойчивым заболеваниям.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны" и Санитарными нормами микроклимата производственных помещений (СН 4088-86).

Оптимальные микроклиматические условия - это такое сочетание параметров микроклимата, которое при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивает ощущение теплового комфорта и создает предпосылки для высокой работоспособности.

Допустимые микроклиматические условия - это такие сочетания параметров микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека могут вызвать напряжение реакций терморегуляции и которые не выходят за пределы физиологических приспособительных возможностей. При этом не возникает нарушений в состоянии здоровья, не наблюдаются дискомфортные теплоощущения, ухудшающие самочувствие и понижение работоспособности.

Значения оптимальной и допустимой температуры воздуха на рабочих местах представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Значения оптимальной и допустимой температуры на рабочих местах [9].

Период года	Категория работ	Температура, °С				
		оптимальная	допустимая			
			верхняя граница		нижняя граница	
			на рабочих местах			
		постоянных	непостоянных	постоянных	непостоянных	
Холодный	Легкая - I а	22-24	25	26	21	18
	Легкая - I б	21-23	24	25	20	17
	Средней тяжести - II а	18-20	23	24	17	15
	Средней тяжести - II б	17-19	21	23	15	13
	Тяжелая - III	16-18	19	20	13	12
Теплый	Легкая - I а	23-25	28	30	22	20
	Легкая - I б	22-24	28	30	21	19
	Средней тяжести - II а	21-23	27	29	18	17
	Средней тяжести - II б	20-22	27	29	16	15
	Тяжелая - III	18-20	26	28	15	13

Во избежание негативного воздействия высоких и низких температур на УКПГ применяются средства ликвидации тепловыделений и теплоизоляции, профилактические мероприятия, а также средства коллективной защиты:

- покрытие нагреваемых поверхностей и газотрубопроводов теплоизоляционными материалами
- герметизация оборудования
- применение отражательных, теплопоглощающих и теплоотводящих экранов
- обустройство систем вентиляции
- использование утепленной одежды и обуви
- организация рационального режима труда и отдыха
- обеспечение питьевого режима
- Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Метанол (метиловый спирт, формула CH_3OH) - бесцветная прозрачная легко воспламеняющаяся жидкость, с запахом этилового спирта. Смешивается с водой во всех отношениях.

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

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

Метанол обладает слабо выраженным местным действием на кожу, может проникать через неповрежденные кожные покровы (ПДУ загрязнения кожных покровов составляет 0,02 мг/см²).

Максимальная разовая предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны составляет 15 мг/м³, среднесменная (среднесуточная) – 5 мг/м³ [10].

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

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

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

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

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

- Для исключения ошибочного применения метанол одорируется этилмеркаптаном в соотношении 1:1000, керосином 1:100 и окрашивается химическими чернилами и другими красителями.
- Выдаются средства индивидуальной защиты: спецодежда, защитные очки, резиновые сапоги, фартук, перчатки, противогазы марки «А, М, БКФ», изолирующие противогазы шлангового типа ПШ-2, а так же специальные костюмы для защиты всего тела работающего с метанолом.
- Производственные помещения, в которых проводятся работы с метанолом, снабжаются приточно-вытяжной вентиляцией.

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов:

- **Пожаровзрывоопасность**

Взрывы и пожары на скважинах, трубопроводах, установках и сооружениях ГКП-22 могут произойти в результате техногенных аварий, связанных с газопроявлениями, разгерметизацией оборудования или трубопроводов и выходом в окружающее пространство природного газа, образующего с воздухом взрывоопасную смесь, а также разливов газового конденсата, метанола, дизельного топлива.

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

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

– взрыв.

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

Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

Пожарный инвентарь:

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

При проведении работ на УКПГ запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра [11].

- Наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением

Сосудами, работающими под давлением, называются герметически закрытые емкости, предназначенные для ведения химических и тепловых процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением [6].

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

Основная опасность при эксплуатации таких сосудов заключается в возможности их разрушения при внезапном адиабатическом расширении газов и паров (физический взрыв). При физическом взрыве энергия сжатой среды в

течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и ударную волну.

Особенно опасны взрывы сосудов, содержащих горючую среду, так как осколки резервуаров даже большой массы (до нескольких тонн) разлетаются на расстояние до нескольких сот метров и при падении на здания, технологическое оборудование, емкости вызывают разрушения, новые очаги пожара, гибель людей.

Для обеспечения безопасной эксплуатации сосудов под давлением на УКПГ-22 предусмотрены следующие технические решения:

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

При работе установки комплексной подготовки газа поверхности технологического оборудования могут значительно нагреваться или охлаждаться. При физическом контакте с такой поверхностью работник может получить ожог или обморожение.

Допустимая температура поверхностей оборудования при длительном контакте представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Допустимая температура поверхности технологического оборудования и ограждающих устройств, С [12].

Материал	Контактный период, до		
	1 мин.	10 мин.	8 ч и более
Непокрытый металл	51	48	43
Покрытый металл	51	48	43
Керамика, стекло, камень	56	48	43
Пластик	60	48	43
Дерево	60	48	43

В таблице 16 представлены значения допустимой температуры поверхности оборудования при случайном контакте.

Таблица 16 – Допустимая температура поверхности технологического оборудования при случайном (непреднамеренном) контакте с ней, °С [12].

Материал	Продолжительность контакта, с									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Непокрытый металл	70	67	65	63	62	61	61	60	60	59
Керамика, стекло, камень	86	81	78	76	74	73	73	72	71	70
Пластмассы	94	87	84	82	81	79	78	78	77	76
Дерево	140	122	116	113	109	108	108	108	107	107

Во избежание негативного воздействия на работника повышенных и пониженных температур рабочих поверхностей на УКПГ используются:

- Средства индивидуальной защиты (перчатки, специальная одежда)
- Изоляция рабочих поверхностей

- Установка ограждений во избежание случайного контакта
- Электрический ток

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

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

- Обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры);
- Индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);
- Заземление.

Методы защиты от статического электричества:

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

Электротравмы возникают при контакте с токоведущими частями (случайное прикосновение к одной или двум фазам), при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нетоковедущих металлоконструкциях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов или около заземлителей (поражение шаговым напряжением).

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители,

последние забиваются в грунт вертикально через 3 м. друг от друга и имеют длину 3 м. и диаметр 5 см [13].

5.2 Экологическая безопасность

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

5.2.1. Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

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

- Потери газа через неплотности технологического оборудования,
- Сжигания газа на факелах, жидкого и газообразного топлива в топках технологических печей и в котлоагрегатах,
- Вентиляции производственных помещений,
- Работы двигателей внутреннего сгорания,
- Хранения сыпучих веществ.

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

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

5.2.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения

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

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.
2. Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы.
3. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.
4. Приготовление и дозировку химических реагентов необходимо производить только в специально оборудованных местах.
5. Производить сброс хозяйственно бытовых стоков в водоемы только после биологической очистки.
6. При освоении и капремонте скважин сброс нефтяной эмульсии осуществлять в нефтяной коллектор или закрытую емкость.
7. Ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтегазодобывающих объектов.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

- А) Природного характера:
- Паводковые наводнения
 - Лесные и торфяные пожары
 - Ураганы
 - Метели и снежные заносы

Б) Техногенного характера:

- Прекращение подачи электроэнергии;
- Пожар на объекте;
- Нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

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

Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Отсечь аварийный участок, произвести сброс давления с поврежденного участка;

– Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

Для предотвращения аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтегазодобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) Перечень возможных аварий на объекте;
- 2) Способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- 3) Действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- 4) Список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- 5) Способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (нарушения герметичности), предупреждению увеличения их размеров и осложнений.
- 6) Список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- 7) Акты испытания СИЗ, связи, заземления
- 8) График и схему по отбору проб газовоздушной среды;
- 9) Технологическая схема объекта;
- 10) Годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Район Уренгойского НГКМ относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии [14].

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

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

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

- Устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - В районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;
 - В местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней

- Предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

- Обеспечение СИЗ.

- Выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

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

5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место - место, где работник должен находиться или куда ему необходимо прибыть в связи с его работой и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия [14].

Рабочее место состоит из следующих элементов:

- Установка УКПГ;

- Основное оборудование;

- Приспособления для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

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

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

- Размещение работника в рабочей зоне;

- Положение рабочей зоны;
- Последовательность вхождения человека в работу;
- Появление, наращивание и снижение утомляемости.

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

Таким образом, задачей организации труда при организации рабочих мест является достижение рационального сочетания, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

Заключение

В настоящее время в трудных экономических условиях сокращение затрат на предупреждение гидратообразования является одной из важных задач нефтегазодобывающих компаний.

В ходе выполнения выпускной работы были рассмотрены методы борьбы с гидратообразованием. Также были изучены виды ингибиторов. Самым распространенным ингибитором гидратообразования является метанол.

Был проведен анализ эффективности работы колонны отдувки на примере УКПГ-22 Уренгойского месторождения.

Для проведения анализа была построена модель УКПГ в программном комплексе Aspen Hysys.

Было выявлено, что эффективность ингибирования зависит не только от расхода метанола, но и от точек ввода. Применение ввода метанола только на куст скважин приводит к значительно большим затратам, нежели применение ввода на куст и в технологическую схему.

Также включение в технологическую схему колонны отдувки при неизменном расходе метанола значительно снижает температуру гидратообразования.

Результаты моделирования показали, что применение колонны отдувки позволяет получить дополнительное снижение расхода метанола на 145 кг/ч.

Установка колонны отдувки снижает расход метанола, идущего на утилизацию, на 44,1 кг/ч. Это приводит к снижению затрат на утилизацию.

Экономический эффект от установки колонны составил 35888255,62 рублей за 20 лет службы.

Полученные результаты дают возможность рекомендовать к рассмотрению установку колонны отдувки на многих нефтегазодобывающих предприятиях.

Список использованных источников

- 1) Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 1985. 232 с.
- 2) Истомин В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти. М.: РАО ГАЗПРОМ, ВНИИГАЗ, 1990. 213 с.
- 3) В.А. Истомин, Р.М. Минигулов, Д.Н. Грицишин Технологии предупреждения гидратообразования в промышленных системах: проблемы и перспективы// Газохимия , 2009, №6. С.32-40.
- 4) Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 575 с.
- 5) Регламент технологический газоконденсатный промысел №22 Газопромысловое управление по разработке ачимовских отложений филиала ООО «Газпром добыча Уренгой». – Тюмень: ООО «ТюменьНИИгазпрогаз».
- 6) ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 7) СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
- 8) ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 9) ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 10) ГОСТ 2222-95. Метанол технический.
- 11) ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
- 12) СанПиН 2.2.3.1384-03. Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ.
- 13) ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1).
- 14) Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ (ред. от 05.02.2018).

Приложение А

(обязательное)

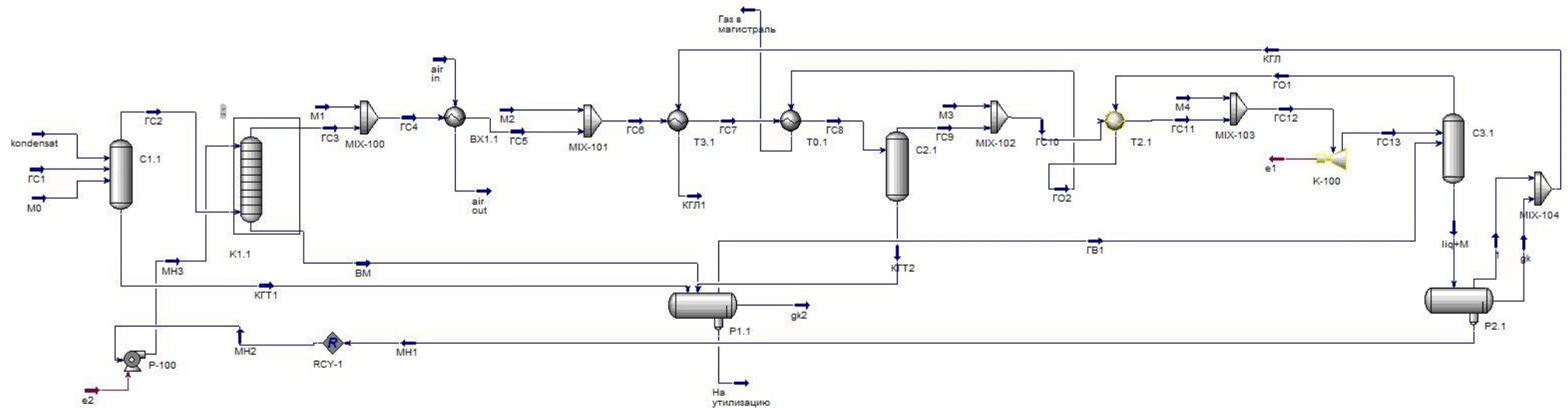


Рисунок А.1 – Модель УКПГ