

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология подготовки газа и газового конденсата на X газоконденсатном месторождении

УДК 622.279.8(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Ананин Павел Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Ананин Павел Викторович

Тема работы:

Технология подготовки газа и газового конденсата на X газоконденсатном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89–12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по X месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор существующих технологий подготовки газа и газового конденсата: низкотемпературная сепарация, стабилизация конденсата ректификационным методом, абсорбционная осушка. Сравнение современных методов выделения гелия из природного газа. Природные газовые гидраты, условия образования и методы борьбы с ними. Анализ технологической схемы подготовки газа и газового конденсата на X ГКМ. Расчёт расхода метанола на нужды УПГ-102 X ГКМ.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Существующие технологии подготовки газа и газового конденсата	
Технология подготовки газа и газового конденсата на УПГ–102 X газоконденсатного месторождения (Иркутская область)	
Расчет норматива расхода метанола для нужд X ГКМ	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Ананин Павел Викторович		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ДКС – Дожимная компрессорная станция;

НТС – Низкотемпературная сепарация;

НТА – Низкотемпературная абсорбция;

ШФЛУ – Широкая фракция легких углеводородов;

АОК – Абсорбционно–отпарная колонна;

ПБФ – Пропан–бутановая фракция;

УПГ – Установка подготовки газа;

НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение;

ГКМ – Газоконденсатное месторождение;

ГК – Гелиевый концентрат;

СПГ – Сжиженный природный газ;

ГПЗ – Газоперерабатывающий завод;

ГТС – Газотранспортная система;

ОПМУ – Опытная–промышленная мембранная установка;

УМВГК – Установка мембранного выделения гелиевого концентрата;

ПАЭС – Передвижная автоматизированная газотурбинная электростанция;

ВМС – Водно–метанольная смесь;

МРГ – модуль распределения газа;

СВЧ – Сверх высокая частота;

ПАВ – Поверхностно активное вещество;

ЭГ – Этиленгликоль;

ПДС – Предельно допустимый сброс;

ОПР – Опытная–промышленная разработка;

ДНГ – добыча нефти и газа.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 101 страницы, в том числе 9 рисунков, 23 таблицы. Список литературы включает 42 источника.

Ключевые слова: подготовка газа и газоконденсата, выделение гелия из природного газа, борьба с газовыми гидратами, метанол, ингибиторы гидратообразования, мембранная технология выделения гелия.

Объектом исследования являются газ с высоким содержанием гелия и газовый конденсат.

Цель исследования – анализ особенностей подготовки газа и газового конденсата на X ГКМ.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены методы подготовки газа и газового конденсата, методы выделения гелия из природного газа и методы борьбы с газовыми гидратами.

В результате исследования установлена эффективность следующих технологий подготовки газа и газового конденсата:

- низкотемпературная сепарация;
- комбинирование сепарации и ректификации для стабилизации конденсата;
- использование мембранной технологии для выделения гелия из гелийсодержащего природного газа, в случае добычи гелия сверх рыночной необходимости;
- применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования.

Область применения: установка подготовки газа и газового конденсата на примере X газоконденсатного месторождения.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной прибылью с продажи выделенного гелия из природного газа, применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования является наиболее экономически выгодным технологическим решением.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	5
РЕФЕРАТ	6
ОГЛАВЛЕНИЕ	7
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА.....	12
1.1 Основные процессы подготовки газа и газового конденсата.....	13
1.1.1 Установки низкотемпературной сепарации.....	14
1.1.2 Абсорбционный способ осушки углеводородных газов.....	14
1.1.3 Технология стабилизации конденсата	15
1.2 Гелий в природном газе.....	18
1.2.1 Криогенный способ выделения гелия из природного газа	21
1.2.2 Мембранные методы разделения газовых смесей.....	24
1.2.3 Мембранная технология для получения гелия	26
1.2.5 Адсорбционные технологии выделения гелия.....	27
1.2.6 Получение гелия гидратообразованием.....	28
1.3 Природные газовые гидраты.....	28
1.3.1 Условия образования гидратов.....	30
1.3.2 Типы гидратов и гидратообразующие вещества	32
1.3.3 Ингибиторы гидратообразования.....	35
1.3.3.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования	35
1.3.3.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования	37
1.3.3.3 Ингибиторы гидратоотложения.....	38
1.3.4 Сравнение метанола и гликолей как ингибиторы гидратообразования.....	38
2 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА УПГ–102 X ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)	42
2.1 Общая информация о месторождении.....	42
2.2 Характеристика исходного сырья	43

2.3 Анализ технология выделения гелия из природного газа на УПГ–102 X ГКМ	45
2.3 Технология подготовки газа и газового конденсата на УПГ–102 Газового промысла X газоконденсатного месторождения.	49
2.3.1 Полное наименование производственного объекта, его назначение, год ввода в действие	49
2.3.2 Состав производственного объекта.....	49
2.3.3 Модуль скважины № 102.1	50
2.3.4 Модуль низкотемпературной сепарации	51
2.3.5 Модуль стабилизации конденсата	52
2.4 Анализ борьбы с газовыми гидратами на УПГ–102 X ГКМ.	54
3 РАСЧЕТ НОРМАТИВА РАСХОДА МЕТАНОЛА ДЛЯ НУЖД X ГКМ	56
3.1 Расчет расхода метанола при работе скважин	56
3.2 Расчет расхода метанола при работе установки УПГ–102	57
3.3 Расчёт расхода метанола на заполнение метанолопровода до К–107.	60
3.4 Норматив расхода метанола в качестве ингибитора гидратообразования по X ГКМ.....	60
3.5 Расчёт приблизительных значений расхода метанола до 2032 г на нужды всего X ГКМ	61
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
4.1 Потенциальные потребители технологии.....	64
4.2 Технология QuaD	65
4.3. Обоснованность применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования	67
4.4 Анализ эксплуатационных затрат при применении метанола.....	69
4.5 SWOT–анализ	73
4.6 Разработка графика анализа технологии	75
4.6 Вывод по экономическому разделу.....	76
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА	77

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
5.2 Производственная безопасность.....	81
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	82
5.2.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха.....	82
5.2.1.2 Превышение уровня шума и вибрации.....	83
5.2.1.3 Влияние климатических условий	84
5.2.1.4 Недостаточная освещённость рабочей зоны	85
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов.....	85
5.2.2.1 Накопление заряда с угрозой воспламенения	85
5.2.2.2 Механические опасности	86
5.2.2.3 Отравление метанолом	87
5.2.2.4 Угроза пожаров и взрывов	88
5.3 Экологическая безопасность.....	89
5.3.1 Защита атмосферы	90
5.3.2 Защита гидросферы.....	91
5.3.3 Защита литосферы.....	92
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	93
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	98

ВВЕДЕНИЕ

Ключевым этапом при добыче газа и газового конденсата является создание эффективной схемы их подготовки и переработки для дальнейшего использования или продажи потребителю.

В условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока существуют две основные проблемы, которые решаются во время подготовки: наличие избыточного против рыночной потребности объёма гелия в составе природного газа, а также проблема образования газовых гидратов, осложняющих технологию разведки, добычи, транспорта, хранения и переработки газов.

Поэтому основными этапами подготовки являются:

- создание инновационной энергосберегающей установки выделения гелия из природного газа с последующим его направлением на долгосрочное хранение в геологических структурах;
- предупреждение появления газовых гидратов, а также их разрушение в случае образования.

На сегодняшний день гелий относится к не возобновляемым природным ресурсам, и содержится в коммерческих объемах только в составе гелийсодержащего природного газа. Гелий незаменим в высокотехнологичных областях промышленности, научных исследованиях и других важных сферах народного хозяйства. Поэтому наличие гелия в природном газе является не проблемой, с которой нужно бороться, а обстоятельством, из которого можно получить выгоду, при использовании наиболее эффективных и экономичных методов выделения гелия из природного газа.

Гидратообразование напротив, является на данный момент одной из ключевых проблем, которые затрудняют и замедляют добычу углеводородов. Следовательно, изучение условий образования, предупреждение появления и методы борьбы с ними актуальная проблема сегодня.

Целью данной работы является определение наиболее эффективной системы подготовки газа и газового конденсата в условиях Х ГКМ.

Для достижения данной цели поставлены следующие задачи:

- Изучить основные методы подготовки газа и газового конденсата, методы выделения гелия и методы борьбы с газовыми гидратами;
- Проанализировать особенности технологии подготовки газа на X ГКМ;
- Рассчитать расход метанола на нужды УПГ–102 X ГКМ.

Технология подготовки газа и газового конденсата представленные в данной выпускной квалификационной работе, могут успешно применяться на газоконденсатных месторождениях с небольшим дебитом.

Мембранная технология выделения гелия найдёт своё эффективное применение на месторождениях с высоким содержанием гелия, если быть точным, то на месторождениях, где добываемое количество гелия превышает рыночную необходимость.

Использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования может быть эффективным на любом месторождении, где существует риск образования гидратов, то есть присутствует в добываемом сырье присутствует вода и газ, который способен образовывать гидраты, а также если добыча углеводородов проводится в условиях с пониженными температурами, как в пласте, так и на поверхности

1 СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Рассмотрим более подробно состав природного газа: основная часть – от 70 до 98 % это метан (CH_4), содержание тяжёлых углеводородов ($\sum \text{C}_5+$: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) и т. д.) как правило не велико. Кроме этого, природный газ содержит также другие вещества, не являющиеся углеводородами: водород (H_2), сероводород (H_2S), диоксид углерода (CO_2), азот (N_2), гелий (He), аргон (Ar), неон (Ne) и другие инертные газы [1].

С газовых и газоконденсатных месторождений поступает пластовая смесь, состоящая в общем виде из природного газа, газового конденсата и пластовой воды. Посторонние примеси, твердые частицы, присутствующие в газе, приводят к повышенному износу оборудования, трубопроводов, запорной арматуры и контрольно–измерительных приборов; скапливаясь на отдельных участках трубопроводов, они сужают его поперечное сечение, ухудшают работу газогорелочных устройств. Жидкие частицы, оседая и скапливаясь в пониженных участках трубопровода, также вызывают уменьшение площади его поперечного сечения. Кроме того, они оказывают корродирующее воздействие на трубопроводы, арматуру и приборы. При определённых условиях, наличие влаги, приводит к образованию гидратов, выпадающих в виде твердых кристаллов. Гидратные пробки могут привести к полному закупориванию трубопровода [1].

Наличие сероводорода в природном газе представляет ещё большую проблему и опасность. В количествах, превышающих 0,01 мг на 1 литр воздуха рабочей зоны, он ядовит. При промышленном использовании газа содержащийся в нем сероводород отрицательно сказывается на качестве выпускаемой продукции. В присутствии влаги сероводород вызывает сильную коррозию металлов. Наличие в природном газе таких примесей, как углекислый газ, азот, снижает теплоту сгорания газа [2].

Поэтому, перед поступлением в магистральный трубопровод, природный газ должен быть очищен от вредных примесей и осушен. Так же на

этом этапе производится извлечение ценных компонент, входящих в состав природного газа, таких как высшие углеводороды и инертные газы (например, гелий).

1.1 Основные процессы подготовки газа и газового конденсата

Физические методы переработки продукции месторождений основаны на процессах следующих трех групп.

Газогидромеханические процессы, скорость протекания которых определяется законами газогидродинамики (сепарация, центрифугирование, фильтрация и тому подобное).

Тепловые процессы, скорость протекания которых определяется законами теплопередачи (охлаждение, нагревание и конденсация).

Массообменные (диффузионные) процессы, скорость которых определяется законами массопередачи.

Промысловая подготовка газа – это разделение многокомпонентных газообразных или жидких смесей с использованием сепарации, фильтрации, абсорбции, адсорбции, ректификации и экстракции.

Сепарационные процессы – отделение жидких или твердых частиц газа, наиболее распространены при подготовке в заводских условиях.

Технологические схемы практически всех промысловых установок и дожимных компрессорных станций (ДКС) включают в себя те или иные сепарационные процессы, которые служат для разделения жидких и газовых фаз, образовавшихся при изменении температуры и давления смеси, а также для отделения механических примесей из газов и жидкостей.

Установки подготовки газа к транспорту, включающие в себя только сепарационные процессы, на практике принято называть установками низкотемпературной сепарации (НТС).

При больших объемах транспортируемого газа его осушка является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в магистральном газопроводе. В результате осушки газа точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры

при транспортировке газа. Газ осушают на специальных установках жидкими или твердыми веществами.

1.1.1 Установки низкотемпературной сепарации

На первых газовых промыслах для подготовки газа к транспорту применяли установки простой сепарации. Такие установки включают в себя первичный сепаратор высокого давления для удаления капельной жидкости и механических примесей, вторичный сепаратор для разделения газожидкостной смеси и устройство для отвода газового конденсата и регулирования процесса дросселирования газа.

Установка снабжена несколькими регуляторами уровня и главным дроссельным клапаном; регуляторы служат для спуска воды и вывода газового конденсата из сепаратора. Установки такого типа обычно монтируют при скважинах с небольшим дебетом. При наличии в газе конденсата, наряду с абсорбционной и адсорбционной сушкой, особенно в условиях северных газоконденсатных месторождений, широко применяют низкотемпературную сепарацию), а при содержании конденсата более 100 см³ в 1 м³ газа применяют также и низкотемпературную абсорбцию (НТА).

1.1.2 Абсорбционный способ осушки углеводородных газов

В газовой промышленности абсорбционный процесс широко применяют для осушки газа и извлечения из него тяжелых углеводородов.

Абсорбция – избирательное поглощение газов или паров жидкими поглотителями–абсорбентами. В этом процессе происходит переход вещества или группы веществ из газовой или паровой фазы в жидкую. Абсорбция – избирательный и обратимый процесс. Переход вещества из жидкой фазы в паровую или газовую называется десорбцией. Обычно оба процесса объединяются в один производственный цикл.

При десорбции, которую проводят после абсорбции, целевой компонент выделяется из жидкого поглотителя. Очевидно, что условия проведения абсорбции и десорбции прямо противоположны. В первом случае происходит растворение газа в жидкости, этому способствуют повышение давления и

понижение температуры. Абсорбент, поглотивший в процессе абсорбции целевые компоненты, называется насыщенным или отработанным. Абсорбент, освобожденный в процессе десорбции от целевых компонентов, называется регенерированным и после охлаждения насосом может быть снова возвращен на абсорбцию. Таким образом, получается замкнутая абсорбционно–десорбционная система.

Примером абсорбционного процесса может служить гликолевая осушка природного газа. В процессе абсорбции гликоль (диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) поглощает пары воды из природного газа. Регенерированный раствор снова возвращается в абсорбер.

1.1.3 Технология стабилизации конденсата

В основном используют три метода для стабилизации газового конденсата: ступенчатое выветривание (сепарация), ректификация в колоннах стабилизации и комбинирование ранее указанных методов.

Стабилизация конденсата дегазацией или сепарацией основывается на уменьшении растворимости низкокипящих углеводородов при понижении давления и повышении температуры. Применяются одно–, двух– и трехступенчатые схемы дегазации, основной причиной определяющей количество ступеней в технологической схеме является процентное содержание низкокипящих углеводородов в природном конденсате. Чем больше содержание данных углеводородов, тем большее число ступеней нужно учитывать, потому что при увеличении числа ступеней доля отгона на каждой из них уменьшается, а уменьшение доли отгона влечет за собой и уменьшение уноса в газовую сферу целевых углеводородов конденсата. Однако стоит учитывать, что давление на последующей ступени всегда меньше давления на предыдущей.

Принципиальная технологическая схема установки стабилизации газового конденсата двухступенчатой дегазацией приведена на рисунке 1. Дегазацию нестабильного конденсата на всех ступенях сепарации производят с использованием емкостных или центробежных сепараторов.

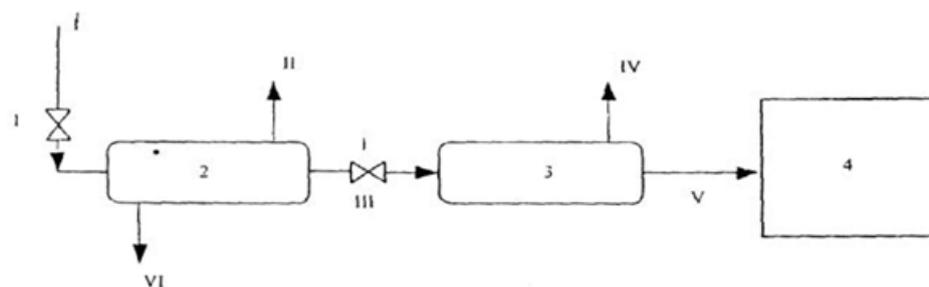


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема дегазации газового конденсата: 1 — дроссели; 2,3 — сепараторы первой и второй ступени дегазации; 4 — товарная емкость; I — нестабильный конденсат; II — газы дегазации первой ступени; III — разгазированный конденсат; IV — газы дегазации второй ступени; V — конденсат в товарный парк; VI — вода.

Преимуществом и техническим результатом данной схемы является рост выхода и увеличение ассортимента товарной продукции, а также наблюдается понижение энергозатрат и объема газа выветривания. Газы, выделившиеся в процессе дегазации не подаются в сырьевой поток, следовательно, пропан–бутановая фракция не накапливается в цикле благодаря этому достигается технический результат. Однако нечеткое разделение углеводородов является главным недостатком метода сепарации или дегазации, к преимуществам относят простое исполнение метода, малые энергетические затраты.

Сбор и утилизация газов дегазации конденсата связаны с большими энергетическими затратами, поэтому при больших объемах перерабатываемого конденсата применяют стабилизацию с использованием ректификационных колонн. Она имеет ряд преимуществ, в частности, энергия нестабильного конденсата рационально используется, полученный стабильный конденсат отличается низким давлением насыщенных паров и др.

Ректификационная стабилизация газового конденсата проводится чаще всего в двух или трех колоннах, что дает возможность, кроме газов стабилизации и стабильного конденсата, получить пропан–бутановую фракцию (или пропан и бутан). На современных установках обычно применяют комбинирование процессов сепарации и ректификации, что позволяет повысить технологическую гибкость процесса и уменьшить энергозатраты.

На рисунке 2 представлена принципиальная схема типовой установки стабилизации конденсата с использованием двух ректификационных колонн.

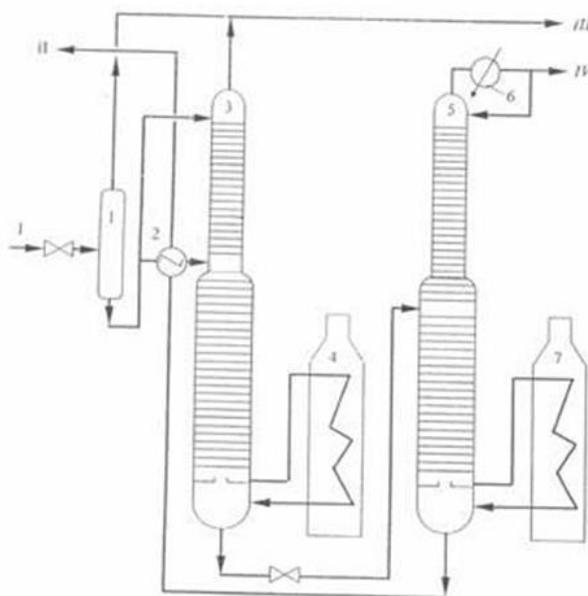


Рисунок 2 – Типовая схема стабилизации конденсата с ректификацией
I – нестабильный конденсат; II – стабильный конденсат; III – газы стабилизации; IV – ШФЛУ
1 – сепаратор; 2 – теплообменник; 3 – АОК; 4,7 – трубчатые печи; 5 – стабилизатор; 6 – конденсатор–холодильник

Первой ступенью стабилизации по этой схеме является дегазация конденсата в сепараторе 1. Отсепарированная жидкость из сепаратора разделяется на два потока. Один из них нагревается в теплообменнике 2 и поступает в питательную секцию абсорбционно–отпарной колонны 3 (АОК); другой в качестве орошения подается на верхнюю тарелку АОК. Технологический режим в АОК следующий: давление 1,9–2,5 МПа; температура вверху 15–20°C, внизу – 170–180°C. Ректификатом АОК является фракция, состоящая в основном из метана и этана (III), остатком – деэтанализированный конденсат.

Обычно газ сепарации из сепаратора 1 объединяют с верхним продуктом АОК и после дожатия направляют в магистральный газопровод. Деэтанализированный конденсат из АОК направляют в стабилизатор 5, работающий по схеме полной ректификационной колонны. С верха стабилизатора 5 отбирают пропан–бутановую фракцию (ПБФ) или широкую

фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) IV, а из куба колонны отводят стабильный конденсат II. Давление в стабилизаторе 5 составляет 1,0–1,6 МПа. Для подвода тепла в кубы колонн 3 и 5 используют трубчатые печи.

Комбинированный метод стабилизации, наиболее часто используемый метод на современных производствах. На рисунке 3 изображена технологическая схема с подачей отдувочного газа.

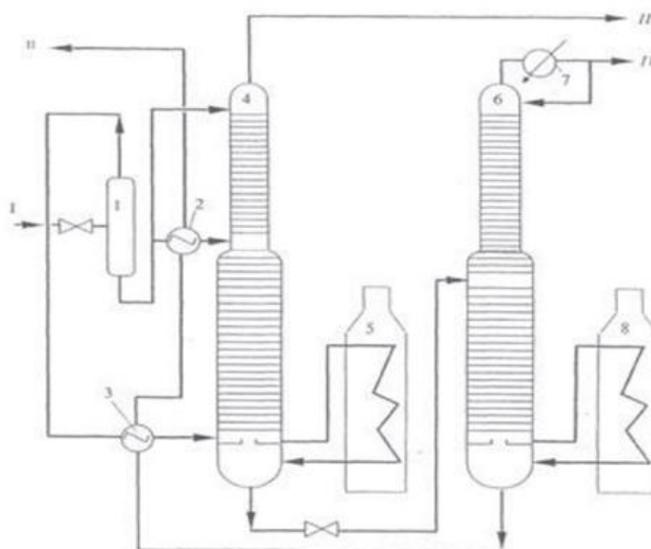


Рисунок 3 – Схема установки стабилизации конденсата с подачей отдувочного газа: I — сырой конденсат; II — стабильный конденсат; III — газы стабилизации; IV — ШФЛУ; 1 — сепаратор; 2,3 — теплообменники; 4 — абсорбционно-отпарная колонна; 5,8 — печи; 6 — стабилизатор; 7 — конденсатор-холодильник.

Представленная схема считается более технологически гибкой, так как происходит снижение парциального давления газов от бутана и выше. Следовательно, это приводит к уменьшению необходимого парового числа и количества тепла, подводимого в трубчатой печи, что ведет к сокращению энергозатрат.

1.2 Гелий в природном газе

Название гелия происходит от греч. ἥλιος — «Солнце», так как этот элемент впервые был открыт в атмосфере Солнца в 1868 году. На Земле наличие гелия впервые было открыто в 1881 году. Земной гелий в основном

образуется в ядре земли при радиоактивном распаде урана–238, урана–235, тория и нестабильных продуктов их распада.

Этот элемент нетоксичен, не имеет цвета, запаха и вкуса. При нормальных условиях является одноатомным газом с наименьшей точкой кипения среди всех элементов. При атмосферном давлении гелий не переходит в твердую стадию даже при близких к абсолютному нулю температурах: в твердом виде он может быть получен лишь при сверхнизких температурах при давлении выше 25 атм.

Гелий почти нерастворим в воде и других жидкостях. И точно так же в жидком гелии заметно не растворяется ни одно вещество.

Гелий — редкий и рассеянный газ. На 1 кг земного материала приходится всего 0,003 мг гелия, а содержание его в воздухе — 0,00052% об. В недрах Земли отсутствуют значительные накопления гелия, что обусловлено его высокой проницаемостью через многие земные породы, низкой растворимостью во многих средах и практически полной химической инертностью.

Образовавшийся в недрах Земли гелий, частично растворяясь при больших давлениях в подземных водах, диффундирует через поры и трещины минералов в атмосферу, и только часть его попадает в подземные ловушки (пласты, перекрытые гелий непроницаемыми породами).

Гелий широко используется в различных областях промышленности, науки и народного хозяйства [3, 4]. Крупными потребителями являются отрасли машиностроения, металлургии и металлообработки, ракето– и самолетостроения, атомная, морская, космическая техника, возрастает потребление в медицинской области.

В металлургии гелий используется в качестве защитного инертного газа при выплавки чистых металлов (титан, цирконий, ниобий, тантал, германий и т.д.), а также сварки, наплавки и резки материалов, где особо важна инертность окружающей среды.

Гелий применяется:

- в качестве теплоносителя в некоторых типах ядерных реакторов;
- в пищевой промышленности как пропеллент и упаковочный газ (зарегистрирован в качестве пищевой добавки E939);
- для наполнения воздухоплавающих судов (дирижабли и аэростаты, оболочек метеорологических зондов и воздушных шариков)
- при незначительной по сравнению с водородом потере в подъемной силе гелий в силу негорючести абсолютно безопасен;
- при создании искусственных атмосфер и дыхательных смесей в авиации, медицине, для глубоководных погружений;
- в качестве носителя в газовой хроматографии; для поиска утечек в трубопроводах и котлах;
- как компонент рабочего тела в гелий–неоновых лазерах;
- в качестве наполнителя в некоторых современных моделях накопителей на жестких магнитных дисках;
- для наполнения колб филаментных светодиодных ламп, что позволяет эффективно отводить тепло от светодиодных нитей.

Особое место занимает использование гелия в качестве хладагента для получения сверхнизких температур, при которых происходит радикальное изменение свойств веществ, в частности, для перевода металлов в сверхпроводящее состояние. Уникально значение гелия и сверхпроводящих магнитов в ускорителях, синхрофазотронах, коллайдерах, различных уникальных приборов и инструментов: магнитных томографов, квантовых интерферометров.

В целом, гелий – это элемент современных и будущих технологий, области его применения можно разделить на две сферы – «холодный» гелий с температурами от 0,1 до 10 К и «теплый» гелий – 273 ÷ 600 К. К настоящему моменту соотношение применения «теплого» и «холодного» гелия примерно составляет 70 % на 30 % [3].

Основные запасы гелия, пригодные для промышленного извлечения, сосредоточены в природных газах, в которых он присутствует в качестве незначительной компоненты–примеси [5].

Мировые запасы гелия в составе природного газа по состоянию на 2017 г. оценивались в 49 млрд. м³. По данным отдела аналитики компании CREON Energy более 90 % мировых запасов гелия сосредоточено на территории четырех стран: Российской Федерации (16,6 млрд. м³), США (8,5 млрд. м³), Алжира (8,4 млрд. м³) и Катара (10 млрд. м³).

Далее будут рассмотрены основные методы, применяемые при извлечении гелия из природного газа.

1.2.1 Криогенный способ выделения гелия из природного газа

На сегодняшний момент основным методом для извлечения гелия из природного газа, является криогенный метод. Суть метода заключается в последовательной низкотемпературной конденсации углеводородных фракций, являющихся основными компонентами природного газа, по мере его охлаждения.

Выделение гелия из природного газа происходит в два этапа. На первом этапе, на криогенных установках, в процессе низкотемпературной конденсации получается гелиевый концентрат – в этом продукте объемная доля гелия составляет уже 70 – 90 % об. В дальнейшем гелиевый концентрат очищают от примесей – метана, азота, водорода, неона, аргона, доводя содержание гелия до 99,8 % об. и выше. На этом этапе уже применяются различные способы разделения газовой смеси и их комбинации: химический, абсорбционный, мембранный, каталитический и т.д.

В зависимости от состава природного газа, необходимой степени его переработки и извлечения различных компонент (этана, широких фракций углеводородов), требуемых параметров производительности, применяемые технологические схемы и режимы работы установок для получения гелиевого концентрата могут существенно варьироваться. В целом, принципиальная схема процесса низкотемпературной конденсации природного газа,

содержащего гелий, включает стадии предварительного охлаждения газа и, в зависимости от технологических параметров, различное количество ступеней конденсации. Для предварительного охлаждения газа в качестве дополнительного источника холода могут использоваться пропановый или аммиачный холодильные циклы [12].

По более простому варианту (рисунок 4), природный газ под давлением 2,0 МПа охлаждается в рекуперативных теплообменниках 4 до $-28\text{ }^{\circ}\text{C}$ и далее аммиаком до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$, затем газ дросселируется до давления 1,2 МПа, дополнительно охлаждаясь при этом процессе, и поступает в колонну 2. В ней из смеси газов отделяется в основном метан с примесью азота (V), а сверху колонны уходит газ с содержанием гелия около 3 % об.

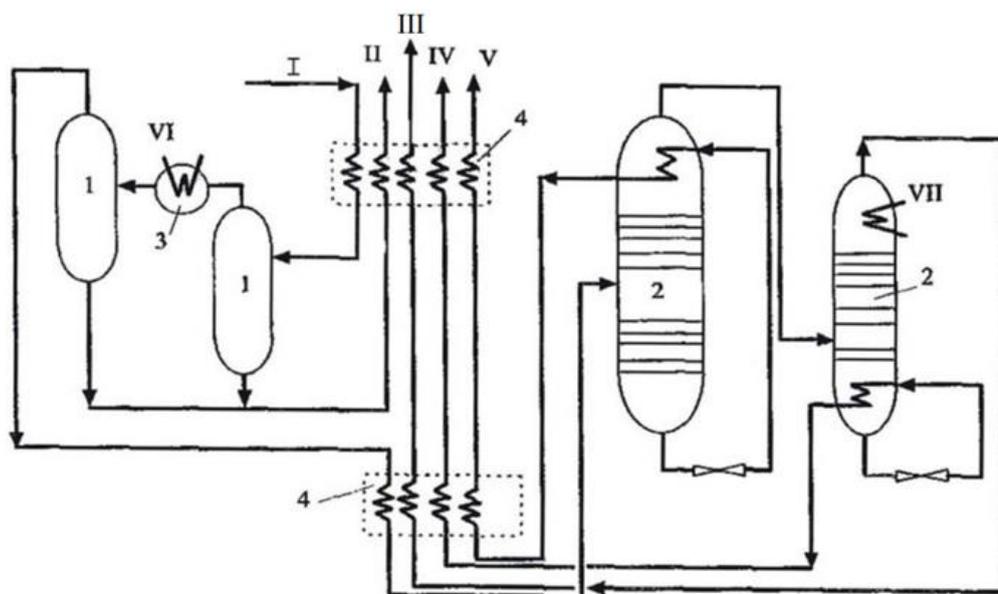


Рисунок 4 – Принципиальная схема получения гелиевого концентрата

1 – сепараторы; 2 – колонны; 3 – холодильник; 4 – рекуперативные теплообменники; I – природный газ; II – жидкие углеводороды; III – гелиевый концентрат; IV – концентрат азота; V – сухой газ (метан–азотная смесь); VI – аммиак; VII – кипящий азот

Этот газ еще раз конденсируется (кипящим при 0,4 МПа азотом) в следующей колонне, с верха которой уходит гелиевый концентрат (III), содержащий до 80 – 90 % гелия. Верх первой колонны охлаждается ее же кубовой жидкостью, дросселированной до давления 0,15 МПа.

Полученный на криогенных установках гелиевый концентрат обычно содержит ряд примесей, таких как азот (5 – 15 %, в зависимости от исходного состава газа), водород (от десятых долей до нескольких процентов), аргон, неон, диоксид углерода, остатки углеводородов. Поэтому далее гелиевый концентрат подвергают дополнительной, более глубокой очистке, которая обычно состоит из четырех стадий:

1) Очистка концентрата от примесей водорода его окислением на специальных катализаторах, содержащих оксид меди, платину или палладий ;

2) Глубокая осушка от влаги, образовавшейся при окислении водорода, адсорбцией на молекулярных ситах–цеолитах или оксиде алюминия;

3) Сжатие концентрата до 15 – 20 МПа и охлаждение до – 207 °С с последующим его дросселированием и сепарацией в одну или две ступени для удаления остатков азота, при этом остаточное содержание азота в гелии составляет около 1 %;

4) Окончательная адсорбционная доочистка гелиевого концентрата от остатков азота и других примесей производится в адсорберах, заполненных активированными углями, охлаждаемых жидким азотом. После этой стадии получают товарный гелий технической чистоты (99,80 % гелия по объёму), марки Б (99,990 %), марки А (99,995 %), гелий особой чистоты (99,996 % и выше).

Несомненными достоинствами криогенной технологии при выделении гелия из природного газа является: наличие обширного мирового и отечественного опыта применения данной технологии; высокая производительность установок, позволяющая перерабатывать необходимый объем природного газа с месторождений; надежность и срок работы установок; высокая степень извлечения гелия из гелийсодержащего газового потока.

При этом реализация криогенной технологии требует больших затрат на строительство заводов/установок, требуется большое количество металлоемкого оборудования и специальных материалов применимых при криогенных температурах. Кроме того, должны быть соответствующие

контрольно–измерительные приборы. Всё это приводит к высоким капитальным вложениям и эксплуатационным затратам. Кроме того, в следствии сложности всей системы, строительство и ввод в эксплуатацию установок занимает соответствующее время. Следующим моментом, несмотря на развитую систему теплообменников и рекуперации энергии, остаются значительные энергозатраты на охлаждение и сжижение компонентов природного газа.

1.2.2 Мембранные методы разделения газовых смесей

Мембранные процессы разделения газовых смесей основаны на различной способности газов проникать через полупроницаемые материалы – мембраны под действием перепада их парциальных давлений.

Обычно, полупроницаемая мембрана имеет ассиметричную структуру. Верхний диффузионный слой является полупроницаемой перегородкой и покоится на пористой подложке, отвечающей за механические свойства мембраны [12]. Теория массопереноса в мембранах разработана достаточно детально и может быть практически использована для описания реальных процессов мембранного газоразделения.

Как правило, процесс мембранного разделения включает в себя несколько последовательных стадий: 1 – перенос компонентов исходного потока к мембране; 2 – сорбция этих компонентов в мембране; 3 – транспорт их через мембрану; 4 – десорбция из мембраны; 5 – отвод продуктов разделения с противоположной стороны мембраны [13].

На каждой стадии процесса перенос вещества встречает определенное сопротивление. В случае газофазного проницания стадии 1 и 2 исключаются, а сопротивление на стадиях 2 и 4 довольно незначительно. Транспорт вещества через полимерную мембрану связан с диффундированием и растворением его в мембране, т.е. является результатом сложных молекулярных взаимодействий. Принято говорить о диффузионной растворимости газа.

Основными интегральными характеристиками мембраны являются коэффициент проницаемости K и коэффициент разделения или селективности

α . Коэффициент проницаемости показывает способность вещества проникать через материал мембраны, его численное значение определяет количество пермеата, проходящего в единицу времени через единицу рабочей площади мембраны, имеющей единичную толщину, при единичной движущей силе, имеет размерность моль/(м·с·Па). Коэффициент разделения или селективности α выражает отношение концентраций компонентов в пермеате, отнесенное к такому же отношению концентраций этих компонентов в разделяемой смеси.

Мембранный процесс газоразделения имеет ряд особенностей, требующих специальных условий для его применения [14]:

- один из продуктов разделения имеет пониженное давление;
- организация многостадийного/противоточного процесса связана со значительными затратами энергии для компрессии потоков проникшего низконапорного газа;
- ограниченная пропускная способность мембранных аппаратов при больших расходах требует секционирования установки, что усложняет установку, снижает её надежность и требует использование специальных систем контроля–регулирования;
- наличие в природных газах примесей, ухудшающих работу мембран (ингибиторы коррозии и гидратообразования, влага, тяжелые углеводороды), требует дополнительной очистки газа перед подачей на мембраны и использования мембранных материалов повышенной химической стойкости.

При сравнении с другими методами газоразделения, мембранный процесс имеет, как правило, большую селективность, чем однократное равновесное испарение (процесс, широко используемый при ректификации в различных отраслях промышленности [15]), не требует охлаждения до низких температур и циркуляции абсорбентов, что снижает до минимума издержки эксплуатации. Поэтому, если мембранный процесс способен обеспечить необходимое качество продукта при необходимых технологических параметрах, это может существенно поднять эффективность процессов газоразделения. При этом рациональным может быть использование

комбинированных схем газоразделения, когда мембранные установки включаются в существующую технологическую цепочку и улучшают работу традиционных установок. Ещё один вариант, это использование мембранных установок как вспомогательного процесса, что при минимальном риске и небольших издержках позволяет получить повышение эффективности в целом производителям мембранных элементов и примерному количеству рабочих установок в мире.

1.2.3 Мембранная технология для получения гелия

Как было показано в предыдущем параграфе мембранные технологии получили широкое распространение в технологиях разделения газов, доказали эффективность и прочно заняли свою нишу.

Наиболее подходящим материалом для мембран при извлечении гелия из природного газа может быть кварцевое стекло и другие силикатные материалы, которые являются проницаемым для гелия и практически непроницаемым для других компонент природного газа [16]. Другими перспективными материалами для мембранных элементов могут быть различные полимерные соединения [17].

Отличительной особенностью силикатных материалов является их высокая селективность разделения смеси гелий–метан, коэффициент разделения газовой смеси гелий–метан для них даже при температуре 400 °С достигает значений $\alpha \sim 106$, газопроницаемость же существенно зависит от их состава [18]. Это, наряду с термостойкостью, является существенным технологическим преимуществом стеклянных силикатных мембран над полимерными [19]. Однако, несмотря на огромную селективность, эффективность силикатных мембран не велика по причине их низкой проницаемости. Из силикатов кварцевое стекло характеризуется максимальным значением коэффициента гелиевой проницаемости, которое при 25 °С составляет $1,6 \cdot 10^{-17}$ (моль·м)/(м²·с·Па) [20].

Также следует отметить сложность изготовления волоконных мембранных элементов из силикатных материалов, так как материал, как

правило, является тугоплавким, а получаемые волокна – хрупкими, что отрицательно сказывается на надежности установок с такими мембранными элементами.

Полимерные же материалы обладают более высокой газовой проницаемостью, но на несколько порядков меньшей селективностью по отношению к силикатным материалам, кроме того процесс изготовления мембранных элементов из полимерных материалов более технологичен, а сами мембранные элементы более устойчивы к механическим повреждениям. Одна из возможных конфигураций мембранного блока для выделения гелия – расположение пучка стеклянных или полимерных капилляров таким образом, чтобы газовая смесь под большим давлением омывала капилляры, в которых собирается гелий. Для проведения процесса разделения пучок запаянных с одной стороны капилляров помещается внутрь трубы, через которую пропускают гелий содержащий газ. Открытыми концами капилляры подходят к общему коллектору, в который вытесняется гелий. Мембраны для извлечения гелия должны обладать высокой проницаемостью для гелия, быть химически и физически стабильными, не иметь дефектов в виде микропор, выдерживать сравнительно низкие температуры и высокие перепады давления между перерабатываемым природным газом и полученным концентратом гелия.

Процесс разделения проводят при температурах от -5 до $+25$ °С, перепад давления на мембране достигает $2,5 - 3,5$ МПа и выше, содержание гелия в получаемом концентрате составляет $80 - 90$ % об. Мембранный метод достаточно эффективен при небольших количествах перерабатываемого сырья. В настоящее время научно–исследовательские и опытно–промышленные работы по разработке мембранной технологии получения гелия весьма интенсивно продолжаются [21].

1.2.5 Адсорбционные технологии выделения гелия

Использование адсорбционных методов для выделения гелия из природного газа крайне затруднительно в связи с высокой химической инертностью гелия, поэтому при их реализации требуется обеспечить

адсорбцию всего объема метана и других компонентов природного газа, что в свою очередь приведет к значительным габаритам используемого оборудования и, как следствие, крайне высоким капитальным вложениям в создание установки. Как правило, различные варианты адсорбционных технологий применяют уже для тонкой очистки гелиевого концентрата и его доведения до товарного гелия (концентрация гелия > 99,8 % об.) или же для переработки и разделения небольших объемов гелийсодержащего газа.

Для достижения высоких степеней извлечения гелия необходимо использовать несколько циклов сорбции–десорбции в последовательно расположенных аппаратах, что делает адсорбционную установку весьма громоздкой и требует больших затрат на повторное компримирование газа. Основным недостатком адсорбционного метода заключается в большой энергоемкости стадий десорбции, для чего обычно используют нагревание адсорбента, вакуумирование, продувку инертным газом, вытеснение примесей более легко адсорбирующимся веществом.

1.2.6 Получение гелия гидратообразованием

Получение гелия гидратообразованием основано на его неспособности при пониженных температурах и повышенных давлениях образовывать кристаллогидраты, в то время как другие компоненты газа (легкие углеводороды, диоксид углерода, сероводород, азот) кристаллогидраты образуют. Однако существенным недостатком этого процесса является большая потребность в воде, т. к. соотношение поступающих в контактор воды и природного газа по массе должно быть в пределах от 20:1 до 100:1 [21].

1.3 Природные газовые гидраты

В самом широком смысле гидратами называют химические соединения, в состав которых входит вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твердыми гидратами». Они представляют собой твердые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело. Однако в газовой

промышленности под гидратами принято понимать вещества, состоящие из микромолекул и воды. [24].

Гидратообразование – это процесс, возникающий при определенных значениях перепада давления и температуры и при обязательном наличии влаги [25].

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения низкомолекулярных газов, таких как метан, этан, пропан, бутан и др., с водой. Внешне они напоминают снег или рыхлый лед. Они устойчивы при низких температурах и повышенном давлении; при нарушении указанных условий газогидраты легко распадаются на воду и газ. Самым распространенным природным газом–гидратообразователем является метан. Состав гидратов выражается формулой $C_nH_{2n+2} \cdot mH_2O$ [24]. Содержание метана в гидратах очень высоко: из одного кубометра (в стандартных условиях) можно получить более 160 м³ метана. По содержанию энергии (теплотворной способности) газовые гидраты сопоставимы с битуминозной нефтью и нефтеносными песками [26].

Гидраты входят в более крупный класс химических соединений, известных под названием «клатратов» или «соединений включения». Клатратами называют соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого вещества.

Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Образование гидратов является одной из проблем, связанных с процессами добычи, переработки и транспортировки природного газа и его производных жидкостей.

В нефтегазовой промышленности «гидратами» называют вещества, которые при комнатной температуре обычно находятся в газообразном состоянии. Отсюда возник термин «газовые гидраты», а также одно из широко распространенных заблуждений, связанных с этим видом соединений. В газоносных пластах всегда присутствует вода. Поэтому добываемый

природный газ всегда насыщен водой. Кроме того, в некоторых случаях из скважин вместе с газом добывается пластовая вода.

Молекулы воды в таких соединениях называются «хозяевами», а молекулы других веществ, стабилизирующие кристаллическую решетку, – «гостями». Молекулы – гости называются «гидратообразующие вещества» или «гидратообразователи». Кристаллические решетки гидратов имеют сложное, трехмерное строение, где молекулы воды образуют каркас, в полостях которого находятся заключенные молекулы гости [28].

Еще одна интересная особенность газовых гидратов заключается в отсутствии связей между молекулами – гостями и хозяевами. Молекулы – гости могут свободно вращаться внутри решеток, образованных молекулами – хозяевами. Это вращение подтверждено с помощью спектроскопических измерений. Таким образом, данные соединения можно наилучшим образом описать как твердые растворы.

1.3.1 Условия образования гидратов

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления. Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ показаны на рисунке 5.

Во всех случаях линии равновесия у трехфазных систем, включающих две жидкие фазы, имеют сильный наклон. При небольших изменениях температуры наблюдаются очень значительные изменения значений давления. У метана такой картины не наблюдается.

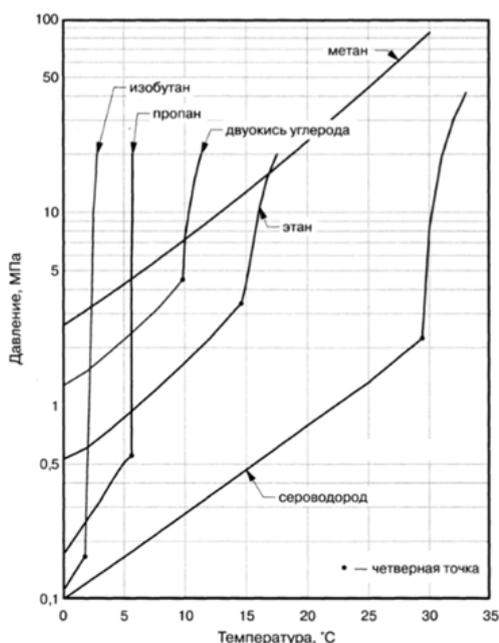


Рисунок 5 – Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа

Для этана, пропана и изобутана молярные доли гидратной фазы не являются функцией температуры и давления (т. е. постоянны), так как молекулы этих веществ занимают только большие полости в решетках соответствующих гидратов. У больших полостей степень заполнения высокая.

2. Наличие гидратообразующего вещества. К гидратообразующим веществам относятся метан, этан, двуокись углерода и др.

3. Наличие воды. Воды не должно быть ни слишком много, ни слишком мало.

Точные значения температуры и давления гидратообразования зависят от химического состава газа, причем гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды 0 °С.

Еще одним важным аспектом гидратообразования является процесс накопления твердого вещества. Скопление гидрата необязательно происходит в том же месте, где и его образование. Гидраты могут перемещаться по трубопроводам вместе с потоком среды, особенно жидкой. Как правило, скопление гидратов приводит к возникновению технических проблем. В многофазных трубопроводах скопление гидратов создают пробки, которые могут забивать линии и вызывать повреждение оборудования.

1.3.2 Типы гидратов и гидратообразующие вещества

Гидраты классифицируются в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решетке и, соответственно, строения решетки. В нефтегазовой промышленности широко встречаются два типа гидратов. Их называют гидратами I и II типа, а иногда структурами I и II. Существует также третий тип гидратов, который называется тип H (структура H), однако он встречается намного реже.

Краткие сравнительные характеристики гидратов I и II типов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнительные характеристики гидратов I и II типов

	Тип I	Тип II
Количество молекул воды в одной ячейке решетки	46	136
Количество полостей в одной ячейке решетки:		
малых	2	16
больших	6	8
Теоретическая формула ячейки*		
при заполнении всех полостей	$X \times 5\frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$	$X \times 5\frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,1500
при заполнении только больших полостей	$X \times 7\frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$	$X \times 17 \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
Диаметр полости, Å		
малой	7,9	7,8
большой	8,6	9,5
Объем одной ячейки каркаса, м ³	$1,728 \times 10^{-27}$	$5,178 \times 10^{-27}$
Примеры гидратообразующих веществ	CH ₄ , C ₂ H ₆ , H ₂ S, CO ₂	C ₃ H ₈ , изо-C ₄ H ₁₀ , N ₂
* X – молекулы гидратообразующего вещества.		

Гидраты I типа. Самую простую структуру имеют гидраты I типа. Он образован ячейками с полостями двух видов: двенадцатигранника и четырнадцатигранника.

К наиболее распространенным веществам, образующим гидраты I типа, относятся метан, этан, двуокись углерода и сероводород.

Гидраты II типа. Структура гидратов II типа сложнее, чем структура гидратов I типа. В гидратах II типа решетка также образована двумя видами ячеек. Структурные ячейки в гидратах II типа имеют форму: 1) додекаэдра – 12–гранника 2) гексакайдекаэдра – 16–гранника Среди наиболее

распространенных веществ, образующих гидраты II типа, в природном газе присутствуют азот, пропан и изобутан.

Гидраты H типа. Гидраты H типа встречаются значительно реже, чем гидраты I и II типов. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы маленького размера, как, например, молекулы метана, и гидрообразователь типа H. Поскольку для образования гидрата H типа необходимы два гидратообразующих вещества, составить его теоретическую формулу достаточно сложно. Фактически вещества, образующие гидраты H типа, обычно не учитываются при анализе химического состава газа.

Размеры молекул – гостей. Зависимость между размером молекулы и типом образующегося гидрата была впервые обнаружена фон Штакельбергом. Он построил графическую схему (рисунок б) показывающую зависимость типа гидрата от величины молекулы – гостя.

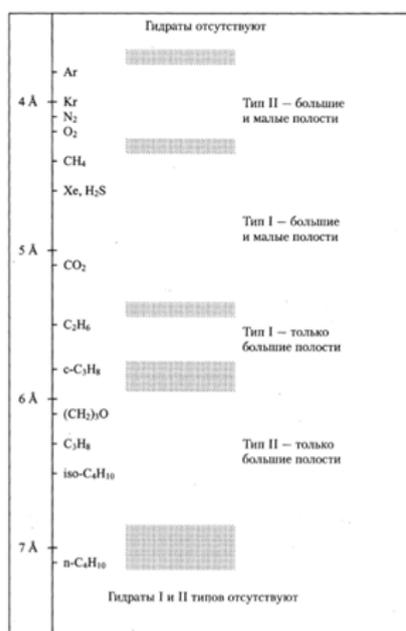


Рисунок б – Сравнительная диаграмма размеров молекул-гостей, типов гидратов и занимаемых полостей решетки для различных гидратообразователей

Методы борьбы с гидратообразованиями классифицируются следующим образом:

1. Химические (ингибиторные) подразделяются на:

а. ингибиторы гидратообразования (термодинамические и кинетические);

б. ингибиторы гидратоотложения (многофазный транспорт продукции газоконденсатных и газонефтяных скважин в режиме гидратообразования); Технологические заключаются в поддержании безгидратных режимов.

2. Физические в свою очередь подразделяются на:

а. тепловые;

б. физические поля – акустические, СВЧ;

в. механические.

Данная классификация представлена на рисунке 7



Рисунок 7 – Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах

Физические методы заключаются в механическом удалении гидратообразований либо путем скребкования, либо путем нагрева интервала с гидратом.

Технологические методы заключаются в недопущении возникновения термобарических условий гидратообразования путем контроля

технологического процесса, что в некоторых случаях представляется невозможным, например, когда гидратообразование происходит непосредственно при освоении и вызове притока скважины.

Физические и технологические методы не нашли большого применения в практике, в отличие от применения ингибиторов. Поэтому далее будем рассматривать подробнее химические методы.

Ингибитор гидратообразования – вещество, которое изменяет термобарические условия образования гидратов, либо влияет на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке.

С целью более детального описания ингибиторов гидратообразования разделим их на три класса:

1. Термодинамические ингибиторы – вещества, изменяющие активность воды и тем самым, сдвигают трехфазное равновесие «газ–водная фаза–газовые гидраты» в сторону более низких температур. К ним относятся алифатические спирты, гликоли и водные растворы неорганических солей;

2. Кинетические ингибиторы – предотвращают на некоторое время процесс зародышеобразования гидратов и замедляют рост жизнеспособных центров кристаллизации;

3. Реагенты, замедляющие рост газогидратных агломератов за счет блокировки жидкой водной фазы, предотвращая контакт «газ–вода» [20].

1.3.3 Ингибиторы гидратообразования

1.3.3.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования

В настоящее время существуют следующие виды термодинамических ингибиторов:

а) водные растворы электролитов В большинстве случаев ввиду экономических соображений используется водный раствор KCl 25%. Преимущества данных ингибиторов – высокая антигидратная активность, дешевизна технических сортов, простота приготовления раствора, нетоксичность. Недостатки – очень высока коррозионная активность,

возможность выпадения осадка при смешении с пластовой минерализованной водой необходимость специального узла подготовки рабочего агента. Исходя из всех характеристик такие ингибиторы могут использоваться на небольших месторождениях средней и южной полосы России. Однако применение этих ингибиторов в северных регионах на крупных месторождениях представляется нетехнологичным в силу климатического фактора и особенности технологии добычи [20].

б) антигидратные реагенты на базе гликолей

Наибольшее применение находит диэтиленгликоль, который используется также как абсорбент при осушке газа. Диэтиленгликоль – эффективный ингибитор гидратообразования, одним из достоинств которого является малая растворимость в газовой фазе. Недостатками являются высокая цена, технологические затруднения при разделении эмульсии диэтиленгликоля с нестабильным конденсатом, высокая вязкость, высокая температура кристаллизации, что осложняет использование в северных условиях. С целью снижения стоимости состава разработаны ингибиторы, состоящие из большого количества различных гликолей, такие как полигликоль, этиленгликоль, пропиленгликоль и др. Ввиду свойств данных ингибиторов наилучшее применение они находят на стадиях осушки и охлаждения газа [20].

в) метанол и некоторые составы на его основе. Использование ингибиторов на основе метанола широко распространено на месторождениях для предупреждения гидратообразования и ликвидации гидратных отложений. На месторождениях Крайнего Севера России используется практически только метанол по следующим причинам:

- относительно низкая стоимость и широкая промышленная база; высокая технологичность процесса ввода и распределения метанола;
- наивысшая антигидратная активность, сохраняющаяся даже при низких температурах;
- очень низкая температура замерзания растворов метанола и их малая вязкость;

- сравнительно низкая растворимость метанола в нестабильном конденсате;
- некоррозионность метанола и его водных растворов; возможности использования технических сортов метанола;
- наличие простых технологических схем регенерации отработанных растворов;
- проработанность вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол; высокая эффективность ликвидации не сплошных гидратных пробок;

Но также в свою очередь применения метанолосодержащих ингибиторов имеет ряд недостатков:

- высокая токсичность и пожароопасность возможные выпадения солей при смешивании с высокоминерализованной пластовой водой эффект ускоренного роста кристаллогидратов в присутствии разбавленных водных растворов метанола с недостаточной концентрацией для предупреждения гидратов, т.е. при недостаточной концентрации метанол становится не ингибитором, а катализатором гидратообразования;
- высокая упругость паров, а также очень высокая растворимость в сжатом природном газе [20].

1.3.3.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования

В качестве кинетического ингибитора применяют водорастворимые полимеры низкой молекулярной массы (500–1000) с концентрацией 0,5–1 мас. % определенными преимуществами:

- сокращение эксплуатационных затрат; более высокий уровень экологичности;
- отсутствие необходимости регенерации отработанных растворов; возможность переоборудования существующих систем ввода метанола; сокращение затрат на транспорт и хранение ингибиторов.

Применение кинетических ингибиторов в условиях России ограничено следующим:

- ограничения на вязкость раствора, поэтому концентрация не должна превышать 2%;
- температура замерзания раствора близка к 0°С, что ограничивает применение в условиях Крайнего Севера;
- совместимость с пластовой минерализованной водой и нестабильным конденсатом;
- недостаточная надежность подхода ингибирования.

1.3.3.3 Ингибиторы гидратоотложения

К этому виду ингибиторов относятся антигидратные составы, которые препятствуют отложению гидратов. Такие методы близки к методам борьбы с соле- и парафиноотложениями. Механизм действия агентов заключается в «блокировке» водной фазы в потоке, тем самым резко уменьшается рост гидратных частиц. По химическому составу смесь ингибиторов гидратоотложений включает в себя поверхностно-активные вещества и диэтиленгликоль. ПАВ представлены метил- и этилсиликонатом натрия. При применении данных ингибиторов существует риск пенообразования, что может привести к интенсификации процесса гидратообразования.

1.3.4 Сравнение метанола и гликолей как ингибиторы гидратообразования

На практике для борьбы с образованием гидратов широко применяют метанол, диэтиленгликоль и водные растворы хлористого кальция. Иногда используются жидкие углеводороды, ПАВ, пластовая вода, смесь различных ингибиторов, например метанола с растворами хлористого кальция и т. д. Все вышеперечисленные реагенты способствуют снижению температуры замерзания водного раствора и предотвращению образования гидратов.

Сравним два наиболее популярных ингибитора гидратообразования: метанол и гликоли.

Метанол (CH₃OH) – первый представитель низших одноатомных спиртов. Представляет собой бесцветную жидкость, иногда с резким запахом

(влияет способ производства и очистка), смешивается с водой во всех отношениях без помутнения раствора и изменения окраски [27].

Товарный метанол, применяемый на газовых и газоконденсатных месторождениях, должен отвечать требованиям ГОСТ 2222–78Е. Некоторые физико–химические свойства метанола представлены в таблице 2.

Таблица 2– Физико–химические свойства метанола

Параметры	Величина
Молекулярная масса	32,04
Плотность, г/см ³ при 20°С	0,792
Температура кипения °С	64,7
Предел взрываемости, % об.	
нижний	6,7
верхний	34,7
Температура , °С	
замерзания	–97,1
плавления	–93,9
кипения	64,65
вспышки	8
воспламенения	13
самовоспламенения	464
Вязкость, СПз, при 20°С	0,793
Упругость паров, мм.рт. ст.	89
Теплота сгорания, кДж/кг	22331
ПДК в воздухе, мг/м ³	5

На Ямбургском газоконденсатном месторождении для предупреждения гидратообразования и разрушения образовавшихся гидратов предусмотрена подача метанола насосами на кусты газовых скважин через пункт распределения метанола.

Гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) часто используют для осушки газа и в качестве ингибитора гидратов на установках НТС. Наиболее распространен как ингибитор диэтиленгликоль, хотя применение этиленгликоля более эффективно: его водные растворы имеют более низкую температуру замерзания, меньшую вязкость, а также малую растворимость в углеводородных газах, что значительно снижает его потери. Некоторые физико–химические свойства диэтиленгликоля и этиленгликоля представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Физико–химические свойства диэтиленгликоля и этиленгликоля

Параметры	Величина	
	Диэтиленгликоль	Этиленгликоль
Молекулярная масса	106,12	150,7
Плотность, г/см ³ при 20С	1116–1117	1125
Температура, С		
вспышки	143,3	165,6
самовоспламенения	345	371
Область воспламенения, %	0,62 – 6,8	0,9 – 9,2
Температура кипения:		
– начало, С	не ниже 244 – 241	287,4
– конец, С	не выше 249 – 250	
Температура замерзания, С	–8	–7,2
Температура начала разложения, С	164,5	206
Вязкость, СПз, при 20С	35,7	47,8

Гликоли с водой смешиваются в любых соотношениях. Температура

замерзания и относительные плотности водных растворов гликолей зависят от концентрации. Гликоли не считаются летучими, так как упругость их паров при температуре образования небольшая. Поэтому этот ингибитор при вводе в трубопровод практически полностью остается в жидкой фазе, что значительно упрощает схему его улавливания для повторного использования.

2 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА УПГ-102 X ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)

2.1 Общая информация о месторождении

X месторождение (Ковыкта) – крупное месторождение газа и конденсата, расположенное в Иркутской области.

По размеру запасов X газоконденсатное месторождение (ГКМ) относится к уникальным. В пределах лицензионных участков ПАО «Газпром» (Ковыктинский, Хандинский и Чиканский) запасы по категории C1+C2 составляют 2,7 трлн м³ газа и 90,6 млн тонн газового конденсата.

Кроме этого, по запасам газа Ковыкта – крупнейшее месторождением Восточной части России и является базовым для формирования Иркутского центра газодобычи. Наряду с Чаяндинским месторождением является основой ресурсной базы газопровода «Сила Сибири».

Лицензией на разработку месторождения владеет компания ПАО «Газпром», она же занимается разработкой месторождения. Проектная мощность при вводе в промышленную эксплуатацию – 25 млрд м³ газа в год.

Таблица 4 – Основная информация о X месторождении

X газоконденсатное месторождение (Ковыкта)	
Страна	Россия
Регион	Иркутская область
Местонахождение	Территория Жигаловского Казачинско–Ленинского районов, 400 км к северу–востоку от города Иркутск
Лицензионный участок	Ковыктинский, Хандинский и Чиканский лицензионный участки
Нефтегазовая промышленность	Лено–Тунгусская нефтегазоносная провинция (Ангаро–Ленская нефтегазоносная область)

Координаты	55°23'04.0"N 106°07'21.0"E
Полезное ископаемое	Газ, конденсат
Характеристика сырья	Газ месторождения имеет сложный компонентный состав – кроме метана, он содержит пропан, бутан и значительные объемы гелия.
Ранг	Уникальное
Статус	Опытно–промышленная эксплуатация (2018 г.)
Открытие	1987 г.
Компания – недропользователь	ПАО «Газпром»
Извлекаемые запасы C1+C2	2,4 трлн м ³ газа и 85 млн тонн газового конденсата
Площадь	около 7,5 тыс. м ²

2.2 Характеристика исходного сырья

Газ X месторождения имеет сложный компонентный состав — помимо метана в нем содержится пропан, бутан и значительные объемы гелия. Ценные компоненты X газа планируется выделяться на Амурском газоперерабатывающем заводе.

На данный момент ведётся опытно–промышленная разработка месторождения, и добытое сырье проходит подготовку на установке подготовки газа 102 (УПГ–102)

Сырьем для установки служит газоконденсатная пластовая смесь, поступающая из эксплуатационных скважин на установку по газопроводам–шлейфам.

Характеристика сырья представлена в Таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика сырья, поступающая из эксплуатационных скважин на УПГ–102

Состав газа, % моль:	
Метан	90,33
Этан	4,83
Пропан	1,06
Бутан	0,57
Пентан + высшие	1,42
Двуокись углерода	0,03
Азот	1,5
Гелий	0,26

Содержание гелия в природных газах обычно не превышает тысячных, сотых, редко – десятых долей процента. Вводят следующую классификацию для природных газов по содержанию в них гелия:

- весьма низкое (<0,005 % об.);
- низкое (0,005 – 0,009 % об.);
- пониженное (0,010 – 0,049 % об.);
- повышенное (0,050 – 0,099 % об.);
- высокое (0,100 – 1,000 % об.);
- очень высокое (>1,000 % об.) [6];

Исключительно редко встречаются скопления газов, содержание гелия в которых достигает 8 – 16 % об. [7]. Содержание гелия в атмосфере (образуется в результате распада тория, урана и их дочерних радионуклидов) всего – $5,27 \cdot 10^{-4}$ % по объёму [8, 9], поэтому получать его на воздуходелительных установках, как например аргон, содержание которого 0,9 % в атмосфере, нерентабельно и неэффективно.[10, 11].

В настоящее время в РФ единственным производителем в объеме около 4,5 млн м³ /год (около 2,5% мирового производства) является ООО «Газпром добыча Оренбург». В качестве сырья используется газ Оренбургского НГКМ, в составе которого содержание гелия составляет порядка 0,05% об., что в соответствии с оценкой ряда государств рассматривается как коммерчески не эффективный процесс.

2.3 Анализ технологии выделения гелия из природного газа на УПГ–102 Х ГКМ

При освоении месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока принято решение по совместному освоению Чаяндинского и Х месторождений, в природном газе которых присутствуют в высоких концентрациях гелий (до 0,6% мольн.), а также легкие углеводороды (этан, пропан, бутаны), являющиеся сырьем для производства целого спектра полимеров и других видов химической продукции.

Однако в составе добываемых газов, в первую очередь, газе Чаяндинского НГКМ, в высоких концентрациях также содержится азот, выделение которого для обеспечения требуемой калорийности товарного газа, может быть обеспечено только с использованием криогенной технологии. Ранее выполненными исследованиями было показано, что выделение гелия из состава гелийсодержащих газов Восточной Сибири и Дальнего Востока наиболее коммерчески оправдано использование мембранной технологии путем строительства установки мембранного выделения гелиевого концентрата (УМВГК) на промысле Чаяндинского НГКМ.

Для реализации указанного решения также не требуется получение ГК в традиционном понимании, т.е. состоящего только из гелия и азота, а вполне допустимым является наличие в нем примесей углеводородов (в том числе метана) и не углеводородных компонентов (присутствующих в добываемом природном газе) с учетом закачки ГК обратно в пласт [29].

При извлечении гелия из природного газа традиционно используют его низкую температуру сжижения: гелий с примесью углеводородов и других неуглеводородных компонентов (водород, азот, неон и пр.) сохраняется в газовой фазе при переводе других компонентов природного газа в жидкое состояние, после чего газообразный гелий отделяют и очищают его от примесных соединений. В связи с тем, что данный способ сопряжен с высокими энергозатратами, наиболее оправданным является его использование при производстве сжиженного природного газа (СПГ), когда гелий получается

в виде попутного продукта. Также данный способ оправдан в случае необходимости переработки газа с высоким содержанием азота, т.е. когда требуется снизить содержание данного компонента в товарном газе.

В связи с этим первоначально эффективность использования мембранной технологии при освоении месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока была определена в сравнении с вариантами строительства на Чаяндинском промысле криогенной установки и с вариантом выделения всего объема гелия на Амурском ГПЗ и возвратом невостребованных объемов гелия по обратному гелиепроводу на промысел. По обоим вариантам выделенный ГК направляется на закачку в пласт. С учетом того, что по первому варианту необходимо обеспечить тонкую очистку газа и использование сложных схем криогенного ожижения природного газа, то реализация данного варианта сопряжена с высокими капитальными вложениями и энергетическими затратами, близкими к затратам в создание Амурского ГПЗ, а также высокими рисками, то в дальнейшем данный вариант не рассматривался [30]

Необходимо отметить, что криогенная технология для деазотирования газа на Амурском ГПЗ одновременно обеспечивает и выделение с последующим производством товарного гелия, а также легких углеводородов. Но из-за отсутствия в этом регионе выработанных гелийсодержащих месторождений или соляных пластов для создания надежных хранилищ больших объемов ГК, необходимо строительство обратного гелиепровода на Чаяндинское НГКМ протяженностью порядка 2000 км для транспортировки избыточных объемов гелия с последующей закачкой ГК в выявленные зоны Чаяндинского НГКМ, обеспечивающие его долгосрочное хранение.

Опыта строительства и эксплуатации столь протяженных гелиепроводов в мировой практике нет, а с учетом сверхтекучести гелия, имеются риски его значительных потерь при трубопроводном транспорте.

Разработанная и принятая к реализации инновационная технология выделения гелия из состава природного газа высокого давления с использованием мембран, защищенная Патентом РФ [31], обеспечивает

возможность концентрирования избыточного против рыночной потребности гелия в небольших объемах (менее 2% объема от исходного газа), с последующим направлением ГК на долгосрочное хранение в геологических формациях. Кроме отмеченных преимуществ, данное решение обеспечивает:

- использование достаточно простой технологии и обслуживания установки с учетом возможности ее расположения на промысле;
- возможность гибкого регулирования объемов гелия, поступающих на долгосрочное хранение и на производство товарного продукта на Амурском ГПЗ в объемах, востребованных рынком;
- сохранение в составе транспортируемого газа гомологов метана, ценного сырья для производства газохимической продукции;
- получение газа, направляемого в ГТС, соответствующего требованиям СТО Газпром 089–2010 и действующей российской документации (ГОСТ Р 53521–2009 – Переработка природного газа), в соответствии с которой, газ месторождений с содержанием гелия более 0,05% мольн. относится к гелийсодержащему и без соответствующей подготовки не может быть реализован на экспорт

Для апробации технологии мембранного выделения гелия из природного газа с конца 2013 года на Х ГКМ при участии ООО «Газпром добыча Иркутск», ПАО «ВНИПИ газдобыча», АО «ЦКБН» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводится испытание опытно–промышленной мембранной установки (ОПМУ–100), поставляемой АО «Грасис» [22].

В установке используются промышленные полволоконные мембранные элементы японской компании UBE Industries Ltd. Заявлены следующие параметры установки ОПМУ–100, способность работать при входном давлении 3,5 МПа и 9,8 МПа и в таких режимах производить, от 30 до 130 млн. м³ гелия в год соответственно [23].

В 2017 году сообщалось об успешно проведенных испытаниях опытно–промышленной мембранной установки ОПМУ–400. Принципиальная схема ОПМУ показана на рисунке 7. Так же на основе полученных данных испытаний

планируется разработка и проектирование промышленной установки мембранного выделения гелия для Чаяндинского НГКМ.

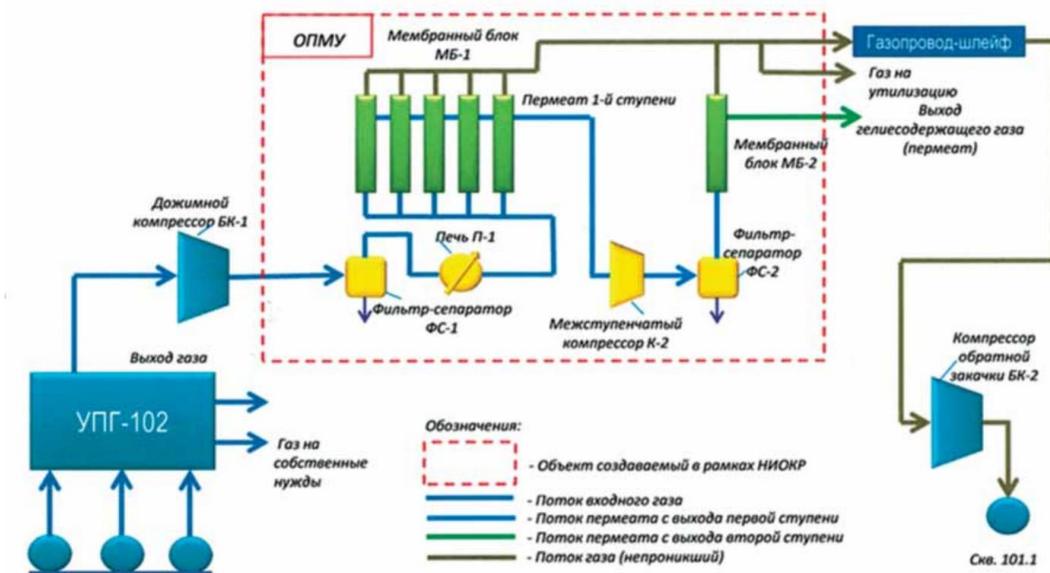


Рисунок 7 – Принципиальная схема опытно–промышленной установки мембранного извлечения гелия на ОПМУ X ГКМ

При этом ключевым вопросом является применение в вышеописанных установках мембранных элементов зарубежных компаний, с учетом осложненной внешнеполитической обстановки и возможности распространения санкций на поставку оборудования.

Результаты испытаний ОПМУ позволили:

- подтвердить целесообразность использования двухступенчатой схемы выделения гелия с использованием мембранной технологии с выделением ГК в объеме менее 2% от объема сырьевого газа;
- подтвердить работоспособность МЭ японской компании UBE при давлении до 10 МПа;
- получить данные по влиянию на процесс мембранного выделения гелия технологических параметров: температуры (от 40 до 60°C) и давления сырьевого газа (от 3,5 до 9,6 МПа изб.), а также расхода сырьевого газа;
- определить влияние давления пермеата на процесс мембранного выделения гелия от 30 до 263 кПа (изб.), с учетом принятого давления пермеата

на первой и второй ступенях УМВГК Чаяндинского ГКМ порядка 100 и 200 кПа (изб.), соответственно;

– подтвердить стабильность газоразделительных характеристик МЭ в период ресурсных испытаний при высоком давлении;

– выполнить расчеты УМВГК Чаяндинского НГКМ с учетом полученных коэффициентов извлечения по каждому компоненту природного газа.

2.4 Технология подготовки газа и газового конденсата на УПГ–102 Газового промысла X газоконденсатного месторождения.

2.4.1 Полное наименование производственного объекта, его назначение, год ввода в действие

Наименование производственного объекта – Опытно–промышленная установка переработки (подготовки) газа УПГ–102 Газового промысла X газоконденсатного месторождения.

Введена в эксплуатацию в 2005 году.

Генеральный проектировщик – ООО «ВолгоУралНИПИгаз», Иркутский филиал.

Проектировщик АСУ ТП – ЗАО «Синетик», г. Новосибирск.

Назначение УПГ–102 – переработка пластовой смеси на осушенный газ, стабильный конденсат и пропан–бутановую фракцию (ПБФ).

Опытно–промышленная установка переработки (подготовки) газа УПГ–102 является объектом обустройства X газоконденсатного месторождения.

Установка размещается в центральной части опытного участка месторождения на общей площадке с эксплуатационной скважиной 102.1 . Площадь, занимаемая скважиной №102.1 и установкой, составляет 6,1 гектара. Высота площадки «102» 1070 метров над уровнем моря.

2.4.2 Состав производственного объекта

Установка структурирована по виду обрабатываемого продукта – потока. Выделено три технологических потока и соответственно три части установки:

- газовая часть установки. Низкотемпературная сепарация газа с целью получения осушенного газа и его распределения. Эта часть установки также включает линию резервной сепарации, что дает возможность выполнять работы по остановке, ремонту и реконструкции основной технологической линии НТС и одновременно обеспечивать отопительным газом ПАЭС;
- конденсатная часть установки. Включает стабилизацию газового конденсата на 2-х колонной схеме с получением стабильного конденсата и сжиженного углеводородного газа (пропан-бутановой фракции). Эта часть установки включает также модуль приема, хранения и отпуска стабильного конденсата потребителям и модуль приема, хранения и отпуска пропан-бутановой фракции потребителям;
- метанольная часть установки. Включает прием, хранение и использование для технологических нужд метанола – ингибитора гидратообразования.

2.4.3 Модуль скважины № 102.1

Пластовая смесь, представляющая собой смесь газовой и жидкой фаз, образовавшейся в трубном пространстве скважины № 102.1 при снижении давления от забойного до устьевого поступает по рабочей выкидной линии фонтанной арматуры. Давление на устье скважины («трубное») регулируется вручную вентилем или поддерживается автоматически электроприводным клапаном. Для предупреждения образования газогидратов в скважину подается метанол:

- постоянно или периодически под давлением до 21,0 МПа, дозировочными насосами в затрубное пространство скважины 102.1;
- постоянно под давлением до 20 МПа дозировочными насосами на устье скважины 102.1– перед вентилем и клапаном.

Поток пластовой смеси содержит газовый конденсат, пластовую воду, метанол, механические примеси, которые поступают во входной сепаратор С–101, состоящий из вертикального газового сепаратора гравитационно-центробежного типа (А) для разделения газа и жидкости, и горизонтального

сепаратора (Б) для разделения жидкостей.

Давление во входном сепараторе (А,Б) незначительно отличается от давления на устье добывающей скважины. При давлении 14,0–15,0 МПа и температуре 9–14°С в сепараторе (А) происходит отделение газовой фазы от жидкости.

Жидкость в свою очередь перетекает в сепаратор (Б), где разделяется на нестабильный конденсат и ВМС. Разделение ВМС и нестабильного конденсата происходит следующим образом: смесь конденсата и ВМС из вертикального сепаратора перетекают в секцию ВМС, где за счет различия плотностей происходит расслоение ВМС и конденсата. Верхний слой (конденсат) через перегородку перетекает в секцию конденсата. Нижний слой (ВМС) из секции ВМС периодическим клапаном, регулирующим по уровню границы раздела конденсата и ВМС в секции ВМС, выводится в сборник или на факел. Нестабильный конденсат из секции конденсата периодически клапаном, регулирующим по уровню жидкости в секции, выводится в трубопровод слива жидкости из сепаратора (А) в сепаратор С–103.

2.4.4 Модуль низкотемпературной сепарации

Отсепарированный газ во входном сепараторе разделяется в модуле низкотемпературной сепарации (НТС) на осушенный газ и нестабильный газовый конденсат.

Предварительно отсепарированный газ направляется на вход модуля низкотемпературной двухступенчатой сепарации, охлаждаясь в рекуперативном теплообменнике, и дросселируется в клапане. Для того чтобы исключить образование гидратов при охлаждении газа в трубопровод перед входом в рекуперативный теплообменник вводится метанол. За счет дроссель – эффекта и снижения давления с 14,5÷15,0 МПа до 4,0 ÷ 4,5 МПа происходит снижение температуры на входе в сепаратор до минус 38÷42 °С. При снижении давления и температуры из газа выделяется углеводородный конденсат и конденсационная вода.

В сепараторе происходит разделение газожидкостной смеси на жидкость

и газ. Давление на входе сепаратора регулируется автоматическим клапаном. После дросселирующего клапана установлен манометр.

Удаление жидкой фазы из сепаратора происходит автоматически. Клапан открывается по достижении верхнего уровня и закрывается по нижнему уровню.

Жидкая фаза отводится из нижней точки аппарата, объединяется с нестабильным конденсатом из входного сепаратора и поступает в трехфазный сепаратор.

Газ из сепаратора С–102/А поступает в сепаратор С–102/Б, где происходит отделение остатков влаги и жидких углеводородов, а также глубокая осушка газа.

Для предотвращения образования гидратов в трубопровод газа между сепараторами вводится метанол.

Осушенный газ, через рекуперативный теплообменник с давлением $3,3 \div 3,6$ МПа направляется в модуль распределения осушенного газа (МРГ). Функции модуля – замер, распределение, нагрев и редуцирование потока осушенного газа.

Нестабильный конденсат из сепаратора, выводится в сепаратор модуля стабилизации конденсата.

2.4.5 Модуль стабилизации конденсата

Стабилизация газового конденсата осуществляется удалением растворенных газов из нестабильного конденсата в две ступени в ректификационных колоннах.

Нестабильный конденсат из трёхфазного сепаратора модуля НТС поступает в трёхфазный сепаратор, в котором за счёт дополнительного отстоя происходит более глубокое отделение ВМС от конденсата. Одновременно за счёт снижения давления нестабильного конденсата в сепараторе происходит частичное удаление растворённых газов. Выделяющиеся газы выводятся в трубопровод газа деэтанзации.

Нестабильный конденсат из трёхфазного сепаратора под собственным

давлением через подогреватели поступает в колонну ректификации К–101. Нагрев сырья в подогревателях осуществляется горячим стабильным конденсатом, который поступает в подогреватели. В колонне ректификации К–101 при нагревании горячим стабильным конденсатом из колонны К–102 во встроенном испарителе до температуры 130–136°С при давлении 2,3–2,5 МПа из нестабильного конденсата происходит испарение метана и этана, а также частично пропана и бутанов. Для сокращения потерь пропана и бутанов газ деэтанзации в верхней части колонны проходит через дефлегматор, который охлаждается холодным газом из МРГ. При этом происходит конденсация пропана и бутанов и более тяжёлых углеводородов, которые возвращаются в колонну К–101. Если из колонны К–101 всё-таки наблюдается вынос тяжёлых углеводородов, то температура в колонне может быть снижена путём подачи части горячего стабильного конденсата из колонны К–102 в подогреватель по байпасу, минуя встроенный испаритель.

Газ деэтанзации из колонны К–101 поступает в трубопровод и направляется по нему на факел для сжигания.

Деэтанализированный в колонне К–101 конденсат поступает под собственным давлением в колонну дебутанизации К–102.

При нагревании конденсата в колонне до 141–150°С при давлении 0,7 и менее МПа происходит испарение пропана, бутанов, лёгких меркаптанов и незначительной части более тяжёлых углеводородов. Для сокращения выноса из колонны углеводородов C₅+

По мере накопления ПБФ и метанола в сборнике В–102А (до 3 м³) из него производится сброс заданного количества метанола через дренажную линию в линию газа на факел низкого давления.

Горячий стабильный конденсат из куба колонны К–102 проходит через испаритель, подогреватели и поступает в сборники стабильного конденсата В–101.

2.5 Анализ борьбы с газовыми гидратами на УПГ–102 Х ГКМ.

Из–за присутствия воды в добываемой смеси на Х ГКМ, а также низкотемпературных условий добычи, перед УПГ–102 стоит задача предотвратить образование гидратов в скважинах и на НТС, а также осуществлять своевременное разрушение образовавшихся гидратов.

В настоящее время наиболее эффективным и доступным, особенно в условиях УПГ–102 Х ГКМ, является метанол, обладающий высокой степенью понижения температуры гидратообразования, способностью быстро разлагать уже образовавшиеся гидратные пробки, малой вязкостью и низкой температурой замерзания.

Метанол доставляется на месторождение автомобильным транспортом в специализированных цистернах. Из автоцистерны метанол насосом НМ–01 перекачивается в ёмкости объемом по 64 м³, в которых он хранится.

В соответствии с СТО Газпром 2–2.3–143–2007 «Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах добычи транспорта и ПХГ ОАО «Газпром» производится окрашивание метанола хорошо растворяющимся красителем тёмного цвета из расчёта 2л на 1000 л метанола. Допускается применение порошкообразного водорастворимого красителя (например, индулина), который необходимо растворить водой в массовом соотношении 1:1.

Смешение производится циркуляцией метанола насосом. После окрашивания из емкостей метанол закачивается насосами в расходные емкости насосной подачи метанола.

Закачивание метанола в скважину 102.1 и модуль НТС осуществляется насосами. Из ёмкости метанол дозировочными насосами подаётся в затрубное пространство и на устье скважины 102.1.

Из ёмкости метанол дозировочными насосами подаётся перед входом газа из сепаратора С–101А в теплообменник – рекуператор или перед входом газа в редуцирующий клапан. Также имеется возможность подачи метанола насосом в трубное пространство скважины 102.1.

При необходимости метанол из емкостей насосами через наливной стояк НС может быть закачан в автоцистерну с целью использования для испытания разведочных скважин.

При подаче метанола дозировочными насосами возможны пропуски метанола через сальниковые уплотнения насосов. Утечки метанола поступают в дренажную ёмкость. После накопления в ёмкости метанол насосом вновь закачивается в расходную ёмкость и используется как ингибитор гидратообразования.

Метанол, подаваемый в скважину 102.1 и в модуль НТС, растворяется в пластовой и конденсационной (в сепараторе С-102А) воде и образует ВМС, которая отделяется от нестабильного конденсата в сепараторах С-101Б и С-103.

Из-за отсутствия узла регенерации метанола ВМС периодически подаётся на факел, где происходит сгорание органических веществ и испарение воды.

3 РАСЧЕТ НОРМАТИВА РАСХОДА МЕТАНОЛА ДЛЯ НУЖД Х

ГКМ

Расчет проведен на основе инструкции по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных для объектов ПАО «Газпром» ВРД 39–1.13–010–2000 [32].

3.1 Расчет расхода метанола при работе скважин

Для проведения нормирования расхода и определения ПДС метанола в качестве исходных данных используются значения пластового давления $P_{пл}$ и давления газа в конце шлейфа во входном сепараторе С–101 $P_{газа}$, а также соответствующие значения температуры $t_{пл}$ и $t_{газа}$:

$$P_{пл} = 25,6 \text{ МПа};$$

$$t_{пл} = 50^{\circ}\text{C}; P_{газа} = 15 \text{ МПа}; t_{газа} = 13^{\circ}\text{C}.$$

Температура образования гидратов $t_{гидр}$ для КГКМ по данным технологической схемы разработки парфеновского горизонта на период ОПР равна $19,0^{\circ}\text{C}$ при давлении во входном сепараторе С–101 $P_{газа}=15 \text{ МПа}$ (температура гидратообразования требует уточнения в процессе исследований месторождения).

Требуемое снижение температуры гидратообразования составляет:

$$\Delta t = t_{гидр} - t_{газа} = 19 - 13 = 6^{\circ}\text{C}$$

Значение концентрации метанола в водном растворе, обеспечивающей заданное снижение температуры, определяется по преобразованной формуле Гаммершмидта, %мас.:

$$C_2 = 100 \cdot \left(\frac{32 \cdot \Delta t}{32 \cdot \Delta t + 1295} \right) = 100 \cdot \left(\frac{32 \cdot 6}{32 \cdot 6 + 1295} \right) = 12,9\%$$

где 32 – молекулярная масса метанола;

1295 – константа Гаммершмидта.

С учетом необходимого на практике запаса (коэффициент запаса равен 1,15) принимаем к дальнейшему расчету значение $C_2=14,85\%$.

Равновесное содержание метанола в газе определяется по уравнению

$$q_r = \left(\frac{9 \cdot C_2}{1600 - 7 \cdot C_2} \right) \cdot M_0 = \left(\frac{9 \cdot 14,85}{1600 - 7 \cdot 14,85} \right) \cdot 5 = 0,45 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

где 5,0 – значение M_0 , г/м³ для $P = 15$ МПа и $t=13^\circ\text{C}$ (определено по рис.2 ВРД 39– 1.13–010–2000.)

Найденные значения C_2 и q_r применимы для расчета при различном содержании в газе жидкой водной фазы. Количество поступающей с газом воды при водопроявлении скважин определяется замером. Замеренное количество пластовой воды без учета конденсирующейся влаги составляет $\Delta W=1,5$ кг/1000м³.

Требуемый расход 99 %-го метанола определяется по уравнению и составляет

$$G_{\text{СКВ}} = \left(\frac{\Delta W \cdot C_2}{C_1 - C_2} \right) + \left(\frac{100 - C_2}{C_1 - C_2} \right) \cdot (q_{r1} - q_{r2} + q_{k1} - q_{k2})$$

$$G_{\text{СКВ}} = \left(\frac{1,5 \cdot 14,85}{99 - 14,85} \right) + \left(\frac{100 - 14,85}{99 - 14,85} \right) \cdot 0,45 = 0,72 \frac{\text{кг}}{1000\text{м}^3}.$$

3.2 Расчет расхода метанола при работе установки УПГ–102

Для обеспечения безгидратного режима работы технологического оборудования установки УПГ–102, на установке так же производится подача метанола перед теплообменником– рекуператором, перед дроссельным клапаном РСВ–102, и перед эжектором в модуле НТС.

Для проведения нормирования расхода и определения ПДС метанола в качестве исходных данных используются значения давления $P_{\text{вх}}$ и давления газа на выходе $P_{\text{вых}}$, а также соответствующие значения температуры $t_{\text{вх}}$ и $t_{\text{вых}}$:

Проведем расчет для расхода метанола подаваемого перед теплообменником Е–01:

$$P_{\text{вх}} = 13 \text{ МПа}; t_{\text{вх}} = 13^\circ\text{C}; P_{\text{вых}} = 11 \text{ МПа}; t_{\text{вых}} = -9^\circ\text{C}.$$

Температура образования гидратов $t_{\text{гидр}}$ для КГКМ по данным технологической схемы разработки парфеновского горизонта на период ОПР равна 16,0 °С при давлении в теплообменнике $P_{\text{вх}}=9$ МПа (температура гидратообразования требует уточнения в процессе исследований

месторождения). Требуемое снижение температуры гидратообразования составляет:

$$\Delta t = t_{\text{гидр}} - t_{\text{газа}} = 16,0 - (-9) = 25^{\circ}\text{C}$$

Значение концентрации метанола в водном растворе, обеспечивающей заданное снижение температуры, определяется по преобразованной формуле Гаммершмидта, % мас.:

$$C_2 = 100 \cdot \left(\frac{32 \cdot \Delta t}{32 \cdot \Delta t + 1295} \right) = 100 \cdot \left(\frac{32 \cdot 25}{32 \cdot 25 + 1295} \right) = 38,2\%,$$

где 32 – молекулярная масса метанола; 1295 – константа Гаммершмидта.

С учетом необходимого на практике запаса (коэффициент запаса равен 1,15) принимаем к дальнейшему расчету значение $C_2=43,9\%$.

Равновесное содержание метанола в газе определяется по уравнению

$$q_{\text{г}} = \left(\frac{9 \cdot C_2}{1600 - 7 \cdot C_2} \right) \cdot M_0 = \left(\frac{9 \cdot 43,9}{1600 - 7 \cdot 43,9} \right) \cdot 1,6 = 0,49 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

где 1,6 – значение M_0 , г/м³ для $P = 11$ МПа и $t = -7^{\circ}\text{C}$

Найденные значения C_2 и $q_{\text{г}}$ применимы для расчета при различном содержании в газе жидкой водной фазы. Количество поступающей с газом воды определяется замером. Замеренное количество конденсирующейся воды составляет $\Delta W = 1,5$ кг/1000м³.

Требуемый расход 99 %-го метанола определяется по уравнению и составляет

$$G_{\text{СКВ}} = \left(\frac{\Delta W \cdot C_2}{C_1 - C_2} \right) + \left(\frac{100 - C_2}{C_1 - C_2} \right) \cdot (q_{\text{г1}} - q_{\text{г2}} + q_{\text{к1}} - q_{\text{к2}})$$

$$G_{\text{СКВ}} = \left(\frac{1,5 \cdot 43,9}{99 - 43,9} \right) + \left(\frac{100 - 43,9}{99 - 43,9} \right) \cdot 0,47 = 1,67 \frac{\text{кг}}{1000\text{м}^3}$$

С учетом метанола, поданного в систему скважина – шлейф – входной сепаратор расход метанола перед теплообменником составит:

$$G_{\text{Е01}} = G - G_{\text{СКВ}} = 1,67 - 0,72 = 0,95 \frac{\text{кг}}{1000\text{м}^3}$$

Проведем расчет для расхода метанола подаваемого перед дроссельным

клапаном PCV–102 и эжектором:

$$P_{\text{вх}} = 12 \text{ МПа}; t_{\text{вх}} = -7^{\circ}\text{C}; P_{\text{вых}} = 4,5 \text{ МПа}; t_{\text{вых}} = -38^{\circ}\text{C}.$$

Температура образования гидратов $t_{\text{гидр}}$ для КГКМ по данным технологической схемы разработки парфеновского горизонта на период ОПР равна $10,0^{\circ}\text{C}$ при давлении в НТС $P_{\text{вх}} = 4,5 \text{ МПа}$ (температура гидратообразования требует уточнения в процессе исследований месторождения). Требуемое снижение температуры гидратообразования составляет:

$$\Delta t = t_{\text{гидр}} - t_{\text{газа}} = -7 - (-38) = 31^{\circ}\text{C}$$

Значение концентрации метанола в водном растворе, обеспечивающей заданное снижение температуры, определяется по преобразованной формуле Гаммершмидта, % мас.:

$$C_2 = 100 \cdot \left(\frac{32 \cdot \Delta t}{32 \cdot \Delta t + 1295} \right) = 100 \cdot \left(\frac{32 \cdot 31}{32 \cdot 31 + 1295} \right) = 43,3\%,$$

где 32 – молекулярная масса метанола; 1295 – константа Гаммершмидта.

С учетом необходимого на практике запаса (коэффициент запаса равен 1,15) принимаем к дальнейшему расчету значение $C_2 = 49,8 \%$.

Равновесное содержание метанола в газе определяется по уравнению

$$q_{\text{г}} = \left(\frac{9 \cdot C_2}{1600 - 7 \cdot C_2} \right) \cdot M_0 = \left(\frac{9 \cdot 49,8}{1600 - 7 \cdot 49,8} \right) \cdot 1,7 = 0,61 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

где 1,7 – значение M_0 , $\text{г}/\text{м}^3$ для $P = 4,5 \text{ МПа}$ и $t = -7^{\circ}\text{C}$

Найденные значения C_2 и $q_{\text{г}}$ применимы для расчета при различном содержании в газе жидкой водной фазы. Количество поступающей с газом воды определяется замером. Замеренное количество конденсирующейся воды составляет $\Delta W = 1,5 \text{ кг}/1000 \text{ м}^3$.

Требуемый расход 99 %-го метанола определяется по уравнению и составляет

$$G_{\text{СКВ}} = \left(\frac{\Delta W \cdot C_2}{C_1 - C_2} \right) + \left(\frac{100 - C_2}{C_1 - C_2} \right) \cdot (q_{\text{г1}} - q_{\text{г2}} + q_{\text{к1}} - q_{\text{к2}})$$
$$G_{\text{СКВ}} = \left(\frac{1,5 \cdot 49,8}{99 - 49,8} \right) + \left(\frac{100 - 49,8}{99 - 49,8} \right) \cdot 0,61 = 2,14 \frac{\text{кг}}{1000 \text{ м}^3}.$$

С учетом метанола, подаваемого перед теплообменником расход метанола перед дроссельным клапаном РСV–102 на УПГ–102 составит:

$$G_{pcv102} = 2,14 - 0,95 - 0,72 = 0,47 \frac{\text{кг}}{1000\text{м}^3}$$

Расход метанола на УПГ без учета скважин, шлейфов и входного сепаратора составит:

$$G_{упг} = G_{Е01} + G_{pcv102} = 0,95 + 0,47 = 1,42 \frac{\text{кг}}{1000\text{м}^3}$$

Суммарный расход метанола на X ГКМ с учетом скважин и установки УПГ–102 составит:

$$G = G_{скв} + G_{упг} = 0,72 + 1,42 = 2,14 \frac{\text{кг}}{1000\text{м}^3}$$

3.3 Расчёт расхода метанола на заполнение метанолопровода до К–107.

Объём метанолопровода от УПГ–102 до К–107:

$$V = \frac{L\pi D^2}{4} = \frac{7000 \cdot 3,14 \cdot 0,05^2}{4} = 13,7 \text{ м}^3$$

Масса метанола:

$$M = 13,7 \cdot 0,8 = 10,96 \text{ т.}$$

3.4 Норматив расхода метанола в качестве ингибитора гидратообразования по X ГКМ

Имея данные о планируемых объёмах добычи газа в 2018 г. и благодаря проведенным расчётам можно рассчитать приблизительный расход метанола на нужды УПГ–102 в 2018 г.

Расход метанола на скважины за январь 2018 г. составил:

$$m_{скв} = G_{скв} \cdot V_{доб} = 0,6 \cdot 12 = 8,64 \text{ тонн}$$

Расход метанола на УПГ за январь 2018 г. составил:

$$m_{упг} = G_{упг} \cdot V_{доб} = 1,42 \cdot 12 = 17,04 \text{ тонн}$$

Суммарный расход за январь 2018 г. составил:

$$m_{сумм} = m_{скв} + m_{упг} = 8,64 + 17,04 \text{ тонн}$$

Проводим аналогичные расчёты для каждого месяца и добавляем в

сентябре расход метанола на заполнение метанолпровода. Данные за год представлены в таблице 6

Суммарно за год на нужды УПГ–102 расходуется 275,25 тонн метанола.

Таблица 6 – Норматив расхода метанола в качестве ингибитора гидратообразования в 2018 году по Ху ГКМ

Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Дрбыча газа, млн м ³	12	9	12	9	6,5	10	1	6	14	17	9	18
Расход метанола на скважины, тонн	8,64	6,48	8,64	6,48	4,68	7,2	0,72	4,32	10,08	12,24	6,48	12,96
Расход Метанола на УПГ, тонн	17,04	12,78	17,04	12,78	9,23	14,2	1,42	8,52	19,88	24,14	12,78	25,56
Расход метанола на заполнение метанолпровода, тонн									10,96			
Суммарный расход тыс. тонн	25,68	19,26	25,68	19,26	13,91	21,4	2,14	12,84	40,92	36,38	19,26	38,52
Всего за год, тонн	275,25											

3.5 Расчёт приблизительных значений расхода метанола до 2032 г на нужды всего X ГКМ

На данный момент ведётся активная разработка X КГМ. Проект полномасштабного освоения X ГКМ предусматривает бурение как минимум 500 скважин, но технологическая схема разработки месторождения будет корректироваться с учетом тех дебитов, которые будут получены на скважинах после проведения многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП). Планируется, что подача газа в МГ «Сила Сибири» начнется в декабре 2022 года. В 2023 году добыча газа на Ковыкте составит 5 млрд куб. м, в 2024 году – вырастет до 15 млрд куб. м, а с 2025 года месторождение выйдет на полную проектную мощность – 25 млрд куб. м в год.

Также ПАО «Газпром» планирует в 2026 году на X месторождении добывать 27,2 млрд кубометров газа. При этом уже к 2032 году компания увеличит годовую производительность до 33,5 млрд кубометров газа.

По имеющимся данным с УПГ–102, основываясь на предполагаемых объемах добычи на следующие 10 лет, можно рассчитать приблизительное значение необходимого расхода метанола для работы скважин.

Расход метанола на скважины за 2023 г. приблизительно составит:

$$m_{\text{СКВ}} = G_{\text{СКВ}} \cdot V_{\text{доб}} = 0,6 \cdot 5 = 8,64 \text{ тыс. тонн}$$

Проводя аналогичный расчет для каждого года можно рассчитать необходимое количество метанола на следующие 10 лет. Данные представлены в таблице 7

Таблица 7 – Расчёт суммарного расхода метанола на нужды X ГКМ до 2032 г.

Показатель	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Добыча газа, млрд м ³	5,00	9,00	15,00	25,00	27,20	28,46	29,72	30,98	32,24	33,50
Расход метанола на скважины, тыс тонн	3,60	6,48	10,80	18,00	19,58	20,49	21,40	22,31	23,21	24,12
Суммарный расход за 9 лет, тыс тонн	169,99									

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Ананину Павлу Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 40 тыс.руб</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общая система налогообложения Налог на прибыль – 20 % НДС – 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения техники или технологии выполнения работ. Проведение SWOT- анализа</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчёт мероприятий по борьбе с газовыми гидратами с помощью закачки ингибитора.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Карта сегментирования рынка услуг; 2. Матрица SWOT; 3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии; 4. Диаграмма Ганта; 5. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Ананин Павел Викторович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель расчетов – экономическая оценка использования метанола в качестве ингибитора гидратообразования, применение которого является наиболее экономически выгодным в сравнении с другими ингибиторами.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете затрат на закупку ингибиторов гидратообразования. При этом учитываются: массовое количество закупаемого ингибитора, объем товара, время закачки суммарного объема ингибитора и стоимость аренды агрегата, а также налоговый вычет.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования в сравнении с другими ингибиторами.

4.1 Потенциальные потребители технологии

В данной части раздела проводится анализ выбора ингибитора исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор ингибитора гидратообразования является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях гидратообразования. Ингибитор должен обладать наивысшей эффективностью в борьбе с гидратообразованием, а его использование должно быть экономически целесообразно.

Метанол является наиболее распространенным и широко используемым ингибитором гидратообразования на многих промыслах нефти и газа. Помимо метанола будут рассмотрены другие ингибиторы гидратообразования, а именно хлористый кальций и этиленгликоль.

Произведем сегментирование рынка по поставщикам вышеперечисленных ингибиторов:

СотСнаб – занимается оптовыми поставками химического сырья. Активно сотрудничаем с российскими заводами – производителями химической продукции, благодаря этому готовы предложить низкие цены и лучшие условия оплаты на продукцию.

Chemexsol – это интернет–платформа для сделок в области химических решений для нефтегазодобывающей отрасли с возможностью в режиме онлайн подобрать реагент и разместить заказ на его производство и поставку. На платформе уже собраны основные игроки: поставщики наиболее популярных сырьевых компонентов, транспортные компании и производственные площадки

Составим карту сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта (рисунок 8).

		Ингибитор гидратообразования		
		Метанол	Этиленгликоль	Хлористый кальций
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

	СотСнаб
	Chemexsol

Рисунок 8 — карта сегментации рынка услуг по увеличению утилизации ПНГ газлифтным методом

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что поставщик СотСнаб имеет высокую долю влияния на рынке поставок ингибиторов гидратообразования. Chemexsol следует уделить внимание ценообразования для повышения конкурентоспособности на рынке и дальнейшего роста компании.

4.2 Технология QuaD

Построена оценочная карта сравнения конкурентных технических решений в таблице 8.

Таблица 8 — Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества проведения технологии					
1. Энергоэффективность	0,01	80	100	0,8	1,4
2. Помехоустойчивость	0,01	50	100	0,64	1,92
3. Надежность	0,05	90	100	0,8	12
4. Унифицированность	0,05	50	100	0,75	0,75
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	70	100	0,85	0,85
6. Уровень шума	0,01	20	100	0,65	1,95
7. Безопасность	0,1	50	100	0,95	4,75
8. Потребность в ресурсах памяти	0,01	20	100	0,5	2
9. Функциональная мощность	0,02	95	100	0,65	9,75
10. Простота эксплуатации	0,1	40	100	0,6	1,2
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,01	10	100	0,65	2,6
12. Ремонтпригодность	0,01	10	100	0,6	4,8
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность технологии	0,1	95	100	0,9	9
14. Уровень проникновения на рынок	0,1	85	100	0,65	1,95
15. Перспективность рынка	0,05	95	100	0,85	4,25
16. Цена	0,2	90	100	0,7	2,8
17. Послепродажное обслуживание	0,05	50	100	0,7	2,1
18. Финансовая эффективность технологии	0,05	70	100	0,9	4,5
19. Срок выхода на рынок	0,01	85	100	0,85	1,7
20. Наличие сертификации разработки	0,05	85	100	0,9	3,6
Итого	1				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i \quad (1),$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

V_i – вес показателя; B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$P_{cp} = 72.35$, данное значение позволяет сделать вывод о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

4.3. Обоснованность применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования

В целях борьбы с гидратообразованием на технологических участках предусматривается подача определенного количества ингибитора.

Для нелетучих ингибиторов (хлористый кальций, гликоли) удельный расход определяется из соотношения:

$$q_n = \frac{(W_1 - W_2) \cdot c_2}{c_1 - c_2} \quad (2),$$

где q_n – расход нелетучего ингибитора, кг на 1000 м³ газа; W_1 – влагосодержание газа до ввода ингибитора, кг на 1000 м³ газа; W_2 – влагосодержание газа в защищаемой точке, кг на 1000 м³, c_1 – весовая концентрация свежего ингибитора, %; c_2 – то же, для отработанного ингибитора, %.

Для легколетучего ингибитора, каким является метанол, удельный расход складывается из количества метанола, необходимого для насыщения жидкой свободной воды $q_{ж}$, и количества метанола, необходимого для насыщения газовой фазы $q_{газ}$:

$$q_l = \frac{(W_1 - W_2) \cdot c_2}{c_1 - c_2} + 0,001 \cdot c_2 \cdot a \quad (3),$$

Для удобства расчета примем значения для необходимых параметров (таблица 9). Концентрацию растворов ингибиторов c_1 принимаем равной 40%. Значения c_2 для каждого ингибитора определяются по рисунку 9 при учете понижения равновесной температуры на 10 °С, значение W_1 определяется по диаграмме влагосодержания насыщенного природного газа с учетом давления и температуры.

Таблица 9 – Значения исходных величин

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Температура газа, °С	20	W1, кг/1000 м ³	0,48
Давление, МПа	10	W2, кг/1000 м ³	0,3
Дебит скважины м ³ /сут	1*10 ⁶	α	30

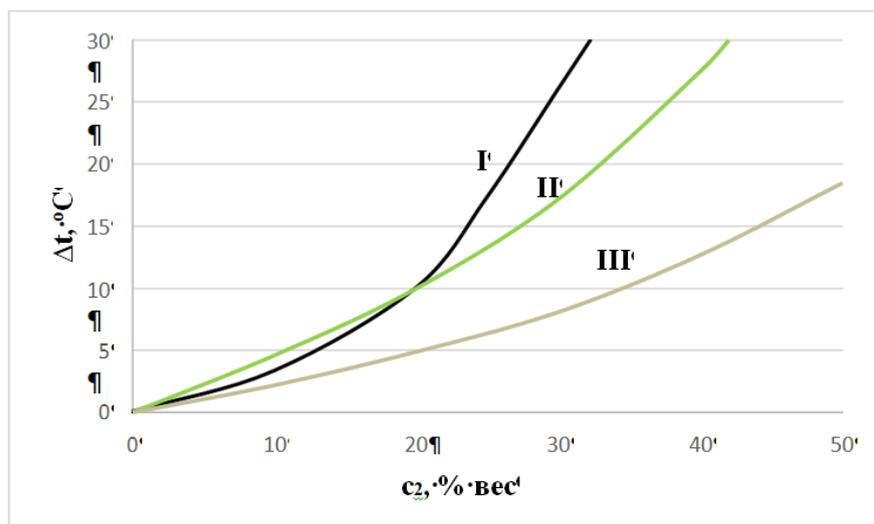


Рисунок 9 – Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации: I – хлористый кальций, II – метанол, III – этиленгликоль

Далее проводим расчет необходимого количества ингибитора для понижения равновесной температуры на 10 градусов с начальной концентрацией растворов ингибиторов 40% вес. Суммарный расход определен при соответствующем дебите газовой скважины (таблица 10).

Таблица 10 – Расчетные значения удельного расхода ингибиторов

	Ингибитор гидратообразования		
	Метанол	Этиленгликоль	Хлористый кальций
Суточный расход ингибитора, кг/1000 м ³	780	1260	180

Учитывая количество ингибитора, который расходуется в течение суток в целях предупреждения гидратообразования, наиболее рационально

использовать хлористый кальций, однако его растворы обладают перечнем недостатков, которые ограничивают область его применения, особенно в районах Крайнего Севера. Далее, по оценке расхода, приходим к выводу, что целесообразным решением является применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования.

При рассмотрении затрат на расходы ингибитора предполагается рассмотреть цены за тонну метанола, этиленгликоля и хлорида кальция (таблица 11).

Таблица 11 – Цена за тонну ингибитора

Ингибитор гидратообразования	Цена за тонну, руб.
Метанол	25000
Этиленгликоль	37000
Хлористый кальций	28000

Таким образом доказана экономическая целесообразность применения метанола с учетом удельных расходов для предупреждения гидратообразования. Увеличить эффективность использования метанола с минимальным его расходом является приоритетной задачей, ведь перерасход ингибитора приводит к лишним затратам, что является крайне нежелательным. Оптимизировать рациональное использование метанола можно с помощью предложенной технологии подачи ингибитора, экономическая целесообразность реализации которой будет рассмотрена в следующих пунктах раздела.

4.4 Анализ эксплуатационных затрат при применении метанола

В данной части раздела проведен анализ эксплуатационных затрат, связанных с использованием метанола в целях предупреждения гидратообразования. Для более полного анализа и подтверждения обоснованности применения метанола по сравнению с другими термодинамическими ингибиторами гидратообразования, проведем расчеты эксплуатационных затрат и для других ингибиторов гидратообразования, а именно этиленгликоля и хлорида кальция при их наиболее эффективной концентрации растворов.

Для расчета воспользуемся исходными данными, представленными в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат

Параметр	Значение
Стоимость тонны ($C_{и}$) метанола, руб.	25000
Стоимость тонны ($C_{и}$) хлорида кальция, руб.	37000
Стоимость тонны ($C_{и}$) этиленгликоля, руб	28000
Массовое количество ($m_{и}$) метанола, т	100
Массовое количество ($m_{и}$) хлорида кальция, т	100
Массовое количество ($m_{и}$) этиленгликоля, т	100
Аренда передвижного агрегата централизованной заправки ингибиторных емкостей (C_a), руб./ч	2000
Плотность 100% вес. раствора ($\rho_{и}$) метанола, кг/м ³	791,8
Плотность 30% вес. раствора ($\rho_{и}$) хлорида кальция, кг/м ³	1286
Плотность 70% вес. раствора ($\rho_{и}$) этиленгликоля, кг/м ³	1088

Суммарные расходы (P) вычисляются путем сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата для заправки им емкостей:

$$P = P_{инг} + P_a \quad (4)$$

Расходы на ингибитор рассчитываются по следующей формуле:

$$P_{инг} = C_{инг} + m_{инг} \quad (5)$$

$$P_{метанола} = 25000 + 100 = 2,5 \text{ млн. руб} \quad (6)$$

$$P_{хлорид кальция} = 28000 + 100 = 2,8 \text{ млн. руб} \quad (7)$$

$$P_{этиленгликоль} = 37000 + 100 = 3,7 \text{ млн. руб} \quad (8)$$

Расходы на аренду агрегата рассчитываются следующим образом:

$$P_a = C_a \cdot T_a \quad (9)$$

Где T_a – общее время работы агрегата, равное отношению объема ингибитора $V_{и}$ к скорости заполнения двух емкостей ингибитором U с помощью агрегата (в среднем, на заправочном агрегате можно заправить около двух емкостей объемом около 0,04 м³ в час):

$$T_a = \frac{V_{\text{и}}}{U} \quad (10)$$

$$V_{\text{и}} = \frac{m_{\text{и}}}{\rho_{\text{и}}} \quad (11)$$

Стоит напомнить, что для расчетов используются растворы ингибиторов определенных концентраций, в таком случае масса растворов ингибиторов $m_{\text{ри}}$ будет существенно отличаться от массы ингибиторов $m_{\text{и}}$:

$$V_{\text{метанол}} = \frac{m_{100\% \text{ р-р метанола}}}{\rho_{100\% \text{ р-ра метанола}}} = \frac{100000}{791,8} = 126,3 \text{ м}^3 \quad (12)$$

$$V_{\text{хлорид кальция}} = \frac{m_{30\% \text{ р-р хлорида кальция}}}{\rho_{30\% \text{ р-ра хлорида кальция}}} = \frac{100000}{0,3 \cdot 1286} = 1259,2 \text{ м}^3 \quad (13)$$

$$V_{\text{ЭГ}} = \frac{m_{70\% \text{ р-р ЭГ}}}{\rho_{70\% \text{ р-ра ЭГ}}} = \frac{100000}{0,7 \cdot 1088} = 131,3 \text{ м}^3 \quad (14)$$

Рассчитаем время работы заправочного агрегата:

$$T_{a \text{ метанол}} = \frac{V_{\text{метанол}}}{U} = \frac{126,3}{2 \cdot 0,04} = 1579 \text{ часов} \quad (15)$$

$$T_{a \text{ хлорид кальция}} = \frac{V_{\text{хлорид кальция}}}{U} = \frac{1259,2}{2 \cdot 0,04} = 3240 \text{ часов} \quad (16)$$

$$T_{a \text{ ЭГ}} = \frac{V_{\text{ЭГ}}}{U} = \frac{131,3}{2 \cdot 0,04} = 1641 \text{ часов} \quad (17)$$

Расчет затрат на аренду агрегата:

$$P_{a \text{ метанол}} = C_a \cdot T_{a \text{ метанол}} = 2000 \cdot 1579 = 3,15 \text{ млн. руб} \quad (18)$$

$$P_{a \text{ хлорид кальция}} = C_a \cdot T_{a \text{ хлорид кальция}} = 2000 \cdot 3240 = 6,48 \text{ млн. руб} \quad (19)$$

$$P_{a \text{ ЭГ}} = C_a \cdot T_{a \text{ метанол}} = 2000 \cdot 1641 = 3,28 \text{ млн. руб} \quad (20)$$

Так как основные средства представлены арендованным имуществом, то величиной амортизации будет являться суммарная стоимость владения этим имуществом. В данном случае будет выполняться

равенство: $A = P_a$

Последним шагом рассчитаем общие затраты:

$$P_{\text{метанол}} = P_{\text{метанол}} + P_{a \text{ метанол}} = 2,5 + 3,15 = 5,65 \text{ млн. руб} \quad (21)$$

$$P_{\text{хлорид кальция}} = P_{\text{хлорид кальция}} + P_{a \text{ хлорид кальция}} = 2,8 + 6,48 = 9,28 \text{ млн. руб} \quad (22)$$

$$P_{\text{ЭГ}} = P_{\text{ЭГ}} + P_{a \text{ ЭГ}} = 3,8 + 3,28 = 7,08 \text{ млн. руб} \quad (23)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Эксплуатационные затраты при работе с ингибиторами

Параметр	Ингибитор гидратообразования		
	Метанол	Хлорид кальция	Этиленгликоль
Стоимость ингибитора за тонну, руб.	25000	28000	38000
Массовое количество ингибитора, т.	100	100	100
Расходы на ингибитор (цена за 100 т.), млн. руб.	2,5	2,8	3,8
Объем ингибитора, м ³	126,3	259,2	131,3
Время закачки суммарного объема ингибитора, ч.	1579	3240	1641
Общая стоимость аренды агрегата, млн. руб.	3,15	6,48	3,28
Суммарные расходы, млн. руб.	5,65	9,28	7,08

В результате расчетов, связанных с эксплуатационными затратами на применение ингибиторов, можно оценить их экономическую эффективность. В сравнении с хлоридом кальция и этиленгликолем

применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования наиболее экономически оправдано и выгодно. Общие расходы при применении метанола практически в 2 раза меньше расходов, связанных с использованием хлорида кальция.

4.5 SWOT–анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта проведен SWOT–анализ. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешне среде.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Матрица SWOT–анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1. Самая низкая цена в сравнении с другими ингибиторами; 2. Возможность использовать ингибитор несколько раз при внедрении регенерации; 3. Удобен в транспортировке.	1. Трудности в эксплуатации; 2. Требования в подборе необходимой концентрации; 3. Высокая токсичность.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Разрушение образовавшихся гидратов 2. Предотвращение образования новых гидратов	1. Изобретение новых ингибиторов, способных превзойти метанол. 2. В случае высокой аварийности или смертности персонала при работе с метанолом, может быть запрещен к применению.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Её использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора.

Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивные матрицы проекта представлены в таблицах 15,16,17,18.

Таблица 15 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
		C1	C2	C3
Возможности проекта	B1	+	+	+
	B2	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 15 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: B1C1C2C3; B2C1C2C3.

Таблица 16 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
		СЛ1	СЛ2	СЛ3
Возможности проекта	B1	-	+	-
	B2	-	0	+

При анализе интерактивной таблицы 16 обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл2;B2Сл3.

Таблица 17 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны				
		C1	C2	C3
Угрозы проекта	У1	+	+	+
	У2	0	+	+

При анализе интерактивной таблицы 17 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3;У2С2С3.

Таблица 18 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны				
		СЛ1	СЛ2	СЛ3
Угрозы проекта	У1	+	+	+
	У2	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 18 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1СЛ1СЛ2СЛ3; У2СЛ1СЛ3.

Заявленная технология имеет большой потенциал, высокую актуальность и эффективность. Из недостатков можно выделить токсичность и трудности в эксплуатации.

4.6 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 19.

Таблица 19 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность – ность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Ознакомление с темой работы	5	1.02.2021	5.02.2021	
Описание общей теоретической части по теме	15	5.02.2021	20.02.2021	Чеканцева Л.В. (научный руководитель ВКР)
Изучение нормативно – технической базы	12	20.02.2021	3.03.2021	
Изучение методов утилизации попутного нефтяного газа	20	04.03.2021	24.03.2021	Чеканцева Л.В. (научный руководитель ВКР)
Финансовый менеджмент	10	25.03.2021	10.04.2021	
Социальная ответственность	10	10.04.2021	30.04.2021	
Заключение	15	01.05.2021	16.05.2021	Чеканцева Л.В. (научный руководитель ВКР)
Презентация	14	16.05.2021	01.06.2021	

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 20.

Таблица 20— Календарный план–график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Рабочие дни	Продолжительность работ														
			Фев.			Март			Апр.			Май			Июн.		
			1 - 0	1 - 2 0	2 1 - 2 8	1 - 1 0	1 - 2 0	2 1 - 3 1	1 - 1 0	1 - 2 0	2 1 - 3 0	1 - 1 0	1 - 2 0	2 1 - 3 1	1 - 1 0	1 - 2 0	2 1 - 3 0
Ознакомление с темой работы	Бакалавр	5	■														
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	15		■	■												
Изучение нормативно – технической базы	Бакалавр	12			■	■											
Изучение методов подготовки газа	Бакалавр Руководитель	20				■	■	■	■								
Финансовый менеджмент	Бакалавр	10						■	■								
Социальная ответственность	Бакалавр	10								■	■						
Заключение	Бакалавр Руководитель	15											■	■	■		
Презентация	Бакалавр	14														■	■

■ – бакалавр;

■ – руководитель.

4.6 Вывод по экономическому разделу

В результате работы, в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была проведена оценка обоснованности применения метанола по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования, а именно оценка экономической выгоды и эффективности применения метанола, основанная на затратах, связанных с необходимым количеством ингибитора и его стоимости, общей стоимости ингибиторов и эксплуатационных затратах при работе с метанолом и другими ингибиторами гидратообразования.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Ананину Павлу Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Технология подготовки газа и газового конденсата на X газоконденсатном месторождении (Иркутская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является применение химического реагента в целях борьбы с гидратообразованием в нефтегазовой промышленности, а также осуществление его подачи в технологические участки.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197–ФЗ(ред. от 24.04.2020); 2. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; 3. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин; 4. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; 5. ГОСТ 21753–76. Система «человек–машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования.

<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Анализ вредных производственных факторов: - Превышение уровня шума; - Превышение уровня вибрации; - Отклонение показателей климата - Недостаточная освещённость рабочей зоны; - Запыленность и загазованность рабочей зоны. Анализ опасных производственных факторов: - Накопление электростатического заряда; - Механические опасности; - Отравление метанолом; - Угроза пожаров и взрывов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Охрана окружающей среды: - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. - Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. - Охрана и рациональное использование земель.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте – взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Ананин Павел Викторович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Ответственными лицами на производстве выполняются следующие технологические операции: осуществление контроля над подачей реагента в скважину и участки промыслового трубопровода, обслуживание технологических участков, монтаж и демонтаж требуемого оборудования в процессе добычи газа и газового конденсата. Выполнение данного перечня работ предусматривается на протяжении всего периода эксплуатации месторождения круглогодично.

В процессе выполнения соответствующих производственных операций, работники производства подвержены воздействию различных факторов, которое могут негативно отражаться на их состоянии здоровья.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Х Газоконденсатное месторождение территориально расположено в местности, приравняемой к району дальнего Востока. Работа в районах Крайнего Севера подразумевает вахтовый график работы, поэтому некоторые правовые и организационные вопросы рассматриваются в соответствии с трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ [33].

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Так как контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т. е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазовых промыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный

оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям согласно ГОСТ Р ИСО 14738–2007 [34]. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Технологические мероприятия, проводимые специалистами по добыче нефти и газа (ДНГ), в основном производятся в стоячем положении, поэтому рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении стоя согласно ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ [35]. Основными элементами технологического оборудования, с которыми сталкиваются специалисты ДНГ, являются задвижки, дроссели, краны различного исполнения, работа с которыми должна производиться согласно определенным рекомендациям и требованиям согласно ГОСТ 21753–76 [36].

При работе с ингибиторов гидратообразования и его подачей в трубопроводы и скважину используется централизованная схема, которая подразумевает подачу химического реагента с одного центрального пункта к кустам скважин и участкам трубопроводов, оснащенная дистанционным управлением технологическим процессом подачи реагента. Сотрудники управляют процессом с рабочего места (пульта управления):

- осуществляют непрерывный контроль различных параметров;
- активируют и осуществляют управление технологическими элементами(клапаны, насосы);

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385–2016 [37]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и

безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми работами, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах.

В таблице 21 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемой в работе технологии.

Таблица 21 – Опасные и вредные факторы при выполнении многостадийного гидроразрыва пласта

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	–	–	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [36]; ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [37]; СП 52.13330.2016
2) Превышение уровней шума и вибрации;	–	–	+	Естественное и искусственное освещение.
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	–	–	+	Актуализированная редакция СНиП 23–05–95[38];
4) Недостаточная освещенность;	–	–	+	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие

5) Механическая опасность	–	–	+	требования безопасности[39]; ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности[40].
---------------------------	---	---	---	--

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

5.2.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Операции по интенсификации притока на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочной среды кустов месторождения поднимают в воздух огромное количество пыли и выделяют несметное число газов, которые воздействуют на организм человека.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации отдельных веществ в воздухе. В таблице 22 приведены ПДК для различных видов пыли.

Таблица 22 – Предельно допустимая концентрация для различных видов пыли

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
----------	------------------------	-----------------

Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

Для контроля воздушной среды на производственном объекте предусмотрены датчики загазованности, звука, задымленности, манометры и т. д.

5.2.1.2 Превышение уровня шума и вибрации

В период работы на производстве подразумевается использование операторами по добыче нефти и газа дозирочных плунжерных насосов для перекачки жидкостей, а также использование турбодетандерных агрегатов. Данные объекты являются основными источниками шума на производстве. Повышенный шум оказывает воздействие на нервную и сердечно-сосудистую системы, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям. Согласно ГОСТ 12.1.003–83 [36] допустимый уровень шума не должен превышать 80 дБ. Уровень шума, развиваемый насосами, колеблется в пределах 65–70 дБ, а уровень шума от турбодетандерного агрегата – около 85 дБА.

Для уменьшения шума на всесе турбодетандерных агрегатов устанавливаются глушители. В целях защиты слуха согласно ГОСТ 12.4.051–87 [42] предполагается использование противошумных наушников в качестве средства индивидуальной защиты.

В процессе работы операторы по добыче нефти и газа подвергаются

влиянию вибрации. Источником вибрации в основном служит работа электродвигателей, приводящих в работу дозировочные насосы, уровень вибрации от которых достигает 25–30 дБ, что не превышает норму уровня виброскорости 92 дБ при частоте 50 Гц, установленной в ГОСТ 12.1.012–90 [41]. В целях защиты от вибрации предусматривается конструктивное оснащение двигателей специальными резиновыми вставками и прокладками, а также использование средств индивидуальной защиты, а именно виброзащитных перчаток, виброзащитной обуви и вкладышей.

5.2.1.3 Влияние климатических условий

Нередко работниками производства осуществляются работы вне производственных помещений, в частности, монтаж и демонтаж оборудования. Отклонение показателей климата может оказать негативное воздействие на состояние рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не проводится. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

В летний период в качестве защиты головы от воздействия солнечного теплового облучения подразумевается использование защитных касок. Для защиты глаз используются очки с темными линзами. Спецодежда должна быть выполнена из льна или хлопчатобумажной ткани, должна иметь удобный крой.

Также в целях защиты от гнуса и клеща, характерного для летнего периода явления, применяется специализированная для этих условий спецодежда. В зимний период в целях защиты от воздействия отрицательных температур подразумевается использование теплой одежды.

Несмотря на то, что нормирование параметров на открытых площадках не производится, как было отмечено ранее, определяются различные мероприятия по снижению негативного воздействия на работника, обусловленного климатическим фактором. К ним относятся:

- недопущение к работам при отсутствии у работников средств

индивидуальной защиты, отвечающим климатическим условиям;

– при температуре наружного воздуха ниже -25°C работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении во избежание переохлаждения.

Помимо применения СИЗ возможно осуществление коллективной защиты для сведения к минимуму негативного воздействия климатических условий на работников производства. Достичь этого можно путем рационального размещения технологического оборудования для сокращения времени воздействия климата на рабочих, обогревом помещений в холодное время года, использование автоматизированного и дистанционного управления технологическими процессами.

5.2.1.4 Недостаточная освещённость рабочей зоны

Недостаточная освещённость рабочих зон может привести не только к ухудшению работоспособности работников, но и к травмам различной степени тяжести, поэтому в темное время суток все рабочие зоны должны быть дополнительно освещены с помощью источников искусственного света. Для этого используются лампы, фонари, прожекторы. Согласно СП 52.13330.2011 [38] норма освещённости должна быть не ниже 10 люксов. Мероприятия по улучшению освещённости не предусматриваются.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

5.2.2.1 Накопление заряда с угрозой воспламенения

При работе на газовых и газоконденсатных месторождениях основным сырьем, добываемым из недр, является углеводородный газ и газовый конденсат. Газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов, которые не являются проводниками электрического тока, как нефть и ее производные, включая метанол, используемый в качестве ингибитора гидратообразования на газовых и газоконденсатных промыслах. Однако в них могут накапливаться электростатические заряды, которые способны достигать величин в несколько тысяч вольт, в результате трения частиц и слоев между собой, трения о стенки промысловых трубопроводов. И этого напряжения достаточно для того, чтобы

могла возникнуть искра, способная вызвать воспламенение углеводородного сырья.

В целях предупреждения опасности, возникновение которой обуславливается накоплением зарядов в объемах сырья, предусматриваются следующие мероприятия при работе с ингибитором гидратообразования и газовым конденсатом:

- заземление цистерн и технологических емкостей, непосредственно участвующих в технологической цепи;
- заземление трубопроводов, расположенных на наружных эстакадах, по которым осуществляется движение газового и газоконденсатного сырья, а также ингибитора гидратообразования (метанола);
- заземление всех электропроводных элементов технологического оборудования, на котором возможно накопление и возникновение электростатических зарядов.

Сопротивление заземляющих устройств и проводников не должно превышать 4 Ом, а контроль сопротивления должен осуществляться не реже одного раза в год.

5.2.2.2 Механические опасности

Механическая опасность всегда была и является основной угрозой на производствах, особенно на нефтегазовых промыслах. Последствия механической угрозы могут привести к травмам различной степени тяжести рабочих, вплоть до летального исхода. Основными источниками опасности может послужить как безответственность и невнимательность самих рабочих, так и техногенные аварии на самом производстве. Работа на газовых промыслах предполагает взаимодействие с трубопроводами высокого давления и со скважинами, давление в которых достигает до 9 МПа. Также не исключается опасность падения при работе на высоте, опасность при работе с подъемными агрегатами и машинами различного назначения, опасность при работе с инструментами и т.д.

В целях защиты от механических опасностей предусматривается использование средств индивидуальной защиты: защитные каски, перчатки, спецодежда, очки. Также предусматривается установка предупреждающих знаков, предохранительных устройств, различных защитных щитов, кожухов и барьеров. Для сведения к минимуму механической опасности, возникновение которой возможно по вине работников, предусматривается проведение для работников инструктажей по технике безопасности, инструктажей по работе с оборудованием и агрегатами. Для предупреждения техногенных аварий, которые также могут послужить источниками механической опасности, возникновение которых возможно из-за неисправности оборудования, должен выполняться регулярный контроль за состоянием используемого оборудования.

5.2.2.3 Отравление метанолом

При эксплуатации скважин в условиях гидратообразования используются различные ингибиторы гидратообразования, наиболее распространенным из них является метанол. Метанол, в свою очередь, является спиртом, как и этанол. Отличить их визуально не является возможным, ибо метанол и этанол являются бесцветными жидкостями и обладают характерным спиртам запахом, поэтому возможны случаи отравления метанолом при употреблении его внутрь вместо этанола. При несоблюдении техники безопасности при работе с метанолом, работники подвергаются большому риску, вплоть до летального исхода.

Метанол является смертельно опасным веществом и способен поражать организм не только при попадании в желудок, но и через кожу и органы дыхания. Смертельная доза метилового спирта составляет всего 30–100 мл и зависит от индивидуального восприятия организма. Человек, употребивший такую дозу, медленно умирает от остановки дыхания. При употреблении метанола начинаются внутренние негативные изменения в организме:

- угнетение нервной системы;
- нарушение баланса щелочи и кислоты;
- выборочное поражение глазного нерва, отслоение глазной сетчатки;
- развитие острой дыхательной недостаточности.

Действие на организм обуславливается количеством употребленного метанола. При умеренной и лёгкой степени отравления метилом отмечаются следующие первые признаки:

- спутанность сознания и головокружение;
- расширение зрачков;
- боль в голове;
- тошнота и рвота, спазмы в желудке;
- сильная одышка;
- потемнение в глазах;
- потеря контроля над движениями;
- резкий скачок давления и последующее его понижение;
- общая слабость при усиленных сухожильных рефлексах и ломоты во всех мышцах.

Если у человека проявились симптомы спиртовой интоксикации, необходимо действовать незамедлительно. Без помощи медработников в бытовых условиях невозможно провести все терапевтические мероприятия по борьбе с токсичным действием метанола, однако пострадавшему крайне важно оказать первую помощь:

- предоставить пострадавшему достаточное количество тёплой воды;
- вызвать рвотный рефлекс;
- если больной находится без сознания, стоит уложить его набок во избежание случайного попадания рвоты в органы дыхания;
- повторять действия до тех пор, пока желудок не очистится полностью.

После промывания до приезда врачей необходимо давать пострадавшему много жидкости и щелочные растворы. Затем стоит предложить больному качественный этанол или алкоголь высокой крепости в количестве 0,5 мл или 1 мл на килограмм массы тела.

5.2.2.4 Угроза пожаров и взрывов

Нефть, газ и газовый конденсат являются легковоспламеняющимися жидкостями. Таким же свойством обладают и пары ингибитора

гидратообразования, в роли которого выступает метанол, являющийся спиртом. Работа с данными веществами несет в себе потенциальную угрозу взрывов и пожаров.

В целях борьбы с потенциальной опасностью пожаров и взрывов предусматривается использование пожарных сигнализаций, размещения емкостей с песком на территории производства, огнетушителей и иных средств пожаротушения. Тушения очагов пожара осуществляется активным и пассивным способами. В случае активного способа пожаротушения используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, инертные газы и порошковые составы. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения.

Не менее важным условие при работе на нефтяных и газовых промыслах является использование искробезопасного инструмента при монтаже и демонтаже оборудования.

5.3 Экологическая безопасность

Деятельность нефтяной и нефтегазовой промышленности непременно сопровождается негативным воздействием на окружающую среду и экологическую обстановку. В основном это обуславливается следующими факторами антропогенного воздействия:

- загрязнение промышленными и бытовыми отходами окружающей среды;
- загрязнение почвы из–за разливов нефтепродуктов, газового конденсата и различных химических реагентов;
- вырубка площадей лесов в целях обустройства и эксплуатации месторождений;
- загрязнение атмосферы углеводородными газами, их составляющими и продуктами их сжигания;
- загрязнение наземных и подземных водоемов вследствие нефтяного

ихимического загрязнения, аварийных разливов.

Данные факторы являются одними из многих, последствиями от которых могут быть:

- вырубка лесов, и, как следствие, негативное воздействие на окружающую флору и фауну;
- уменьшение рыбных запасов в близлежащих водоемах вследствие химического и нефтяного загрязнения окрестных поверхностных вод и водоемов;
- нарушение гидрологического режима подземных вод при строительстве и эксплуатации месторождений;
- нарушение почвенного слоя из-за разливов нефтепродуктов. Общими мерами по охране окружающей среды являются:
- сведение к минимуму разливов нефти, нефтепродуктов, выбросов природного газа в атмосферу, путем осуществления контроля за герметичностью и исправностью трубопроводов и нефтепромыслового оборудования;
- оптимизация технологического процесса и рационального использования природного газа в целях прекращения сжигания газообразного топлива на факельных установках и уменьшения выбросов углекислого газа в атмосферу.

5.3.1 Защита атмосферы

Основными причинами загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы углеводородных газов и продуктов их сгорания в атмосферу. Выбросы природного газа, в большинстве случаев, могут возникать из-за неисправности участка трубопровода, некачественного строительства трубопроводов и газопроводов, нарушения их целостности в процессе разрушения под действием коррозии, наличия негерметичности вследствие механических повреждений или по вине работников.

Большая часть природного газа сжигается. В природном газе преобладающую часть составляет метан, содержание которого колеблется от 70 до 98 %. В процессе сгорания органические соединения распадаются на

углекислый газ и воду. Метан и углекислый газ, в свою очередь, являются парниковыми газами, выбросы в атмосферу которых усиливают парниковый эффект, что в дальнейшем способствует нарушению и изменению климата.

В связи с этим, в целях охраны атмосферного воздуха от загрязнений, предполагается проведение следующих мероприятий:

- контроль за состоянием промышленных трубопроводов во избежании негерметичности участков трубопроводов;
- применение исправного и надежного промышленного оборудования;
- наличие плана действий при аварийной ситуации для быстрой ликвидации аварии и уменьшения времени воздействия на окружающую среду.

Помимо данных мероприятий на сегодняшний день актуальна проблема сжигания природного газа, поэтому также не менее важной задачей является его рациональное использование. Некоторые компании сжижают природный газ, тем самым используя его как сырье, в результате чего газ не сжигается, что частично устраняет проблему выброса природного газа и продуктов его сжигания в атмосферу.

5.3.2 Защита гидросферы

В первую очередь, загрязнение гидросферы связано с разливами нефтепродуктов и различных химических реагентов, используемых на нефтяных и нефтегазовых промыслах. Нефть с поверхности со временем попадает в грунтовые воды, которая затем, вместе с течением грунтовых вод, достигает поверхностных водоемов. Загрязнение химическими реагентами чаще всего возникает при их разливе или при закачивании их в скважину, в частности, в целях предотвращения коррозии или гидратообразования. Наличие негерметичности в цементировании скважины способствует попаданию химических реагентов в почвенные слои в месте наличия нарушения целостности цементного кольца.

Нефть и нефтепродукты при попадании в водоемы образуют на поверхности нефтяную пленку, которая препятствует доступу воздуха и света, что нарушает протекание естественных процессов. Также загрязнение водоемов

оказывает крайне негативное воздействие на представителей фауны.

Для предотвращения загрязнения водоемов нефтью и ее производными необходимо своевременно осуществлять осмотр трубопроводов и нефтепромыслового оборудования во избежание несанкционированных разливов по причине отсутствия герметичности и наличия пропусков углеводородов в окружающую среду.

5.3.3 Защита литосферы

Загрязнение почв нефтепродуктами и химическими реагентами первостепенно оказывает негативное влияние на экологию, лесные ресурсы, снижает продуктивность и плодородность почв, а также наносит значительный ущерб окружающей среде в целом.

Тем не менее, строительство нефтепромысловых объектов в полосе России, в основном, осуществляется на территориях, занятых лесом. В зависимости от качества и количества деревьев, их ценности с экологической и биологической точки зрения, лесной фонд делится на категории по целевому назначению:

- защитные (первая категория);
- эксплуатационные (вторая категория);
- резервные (третья категория);
- иные участки, которые относятся к защитным.

При выборе площадок для строительства во внимание принимается категория леса. Строительство и обустройство площадок должно осуществляться с минимальным использованием лесов первой и второй категории. При расчистке строительной полосы необходимо:

- обеспечить вывоз древесины и порубочных остатков;
- складировать верхний (гумусовый) слой почвы для последующего его использования при рекультивации.

Прокладка линейных сооружений, в частности, трубопроводов, в одном коридоре обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30–40%.

При использовании лесов в целях строительства, реконструкции и

эксплуатации линейных объектов, должно обеспечиваться:

- регулярное проведение очистки просеки, примыкающих опушек леса, искусственных и естественных водостоков от захламления строительными, лесосечными, бытовыми и иными отходами, от загрязнения отходами производства, токсичными и химическими веществами;
- восстановление нарушенных производственной деятельностью лесных дорог, квартальных просек;
- принятие необходимых мер по устранению аварийных ситуаций, а также по ликвидации их последствий.

Предупреждение разливов нефти, связанных с аварийными ситуациями, обеспечивается:

- поверхностной изоляцией трубопроводов с использованием кожухов и изолирующих покрытий;
- контролем герметичности промышленных и магистральных трубопроводов;
- отключение аварийных участков с целью предотвращения увеличения масштабов разлива нефтепродуктов, переключением потока продукции на дренажные емкости или на резервные трубопроводы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Использование различного промышленного оборудования, технологических схем и процессов, использование химических реагентов и работа с нефтью и газом, в свою очередь, могут привести к возникновению различных чрезвычайных ситуаций. Возможные чрезвычайные ситуации и последствия от них представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Возможные чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация	Возможные последствия и их воздействие
-----------------------	--

Разливы нефтепродуктов и химических реагентов	Негативное воздействие на окружающую среду; Угроза отравления парами летучих химических реагентов.
Выброс природного газа и его составляющих	Угроза отравления работников природным газом; Негативное воздействие на атмосферу; Увеличение вероятности пожара вследствие повышенной загазованности.
Неисправность технологического оборудования и трубопроводов	Разливы нефти и химических реагентов; Выбросы природного и попутного газов в атмосферу.
Пожар на территории производства	Урон здоровью рабочих ввиду отравления угарным газом и воздействия высоких температур; Материальный ущерб производству и инфраструктуре.

На нефтяных, нефтегазовых и газовых промыслах напрямую осуществляется работа с легковоспламеняющимися веществами, такие как нефть, попутный и природный газ, легковоспламеняющиеся химические реагенты. В связи с этим, на производствах нефтяной промышленности высока вероятность пожаров различных масштабов, способных возникнуть от мельчайшей искры. Повышенная загазованность, связанная с аварийными выбросами природного газа на территории предприятия, также может привести к взрыву с последующим возникновением пожара.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации от работников требуется отключить электроэнергию в опасной зоне, прекратить работы, осуществить эвакуацию в безопасное место.

Должностными и ответственными лицами должен быть осуществлен следующий план действий:

- оповещение вышестоящего руководства и вызов сотрудников МЧС;
- организация эвакуации лиц, не участвующих в ликвидации чрезвычайной ситуации, из опасной зоны;
- отключение электроэнергии, остановка работы всех устройств и оборудования, технологических процессов производства, прекращение всех остальных видов работ;
- осуществление руководства до прибытия работников МЧС;
- контроль за безопасностью работников, осуществляющих тушение огня, от поражения током, удушья, ожогов, обрушения строительных конструкций и т. п.;
- организация перевозки ценного оборудования, имущества предприятия.

В случае возникновения пожара предусмотрены средства пожаротушения. Общественные и промышленные здания и сооружения должны иметь на каждом этаже не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации. Огнетушители, введенные в эксплуатацию, должны подвергаться техническому обслуживанию, которое обеспечивает поддержание огнетушителей в постоянной готовности к использованию и надежную работу всех узлов огнетушителя в течение всего срока эксплуатации.

Предупреждение чрезвычайных ситуаций включает в себя ряд самостоятельных направлений–действий:

- обеспечение безопасных условий для работников, постоянное повышение их квалификации;
- постоянный контроль ответственных лиц за аварийностью находящегося в помещении оборудования, электрических сетей;
- оснащение каждого помещения средствами противопожарной

защиты, их постоянная проверка и замена в случае необходимости;

- проведение систематических инструктажей по пожарной безопасности работниками предприятия;

- постоянная проверка работоспособности электрических сетей, чтобы предотвратить возможность короткого замыкания с последующим возгоранием.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В ходе работы была проведена оценка возможных опасных и вредных факторов на производстве и их воздействие на работников предприятия, а также были предложены способы защиты от них и соответствующие мероприятия по снижению их негативного воздействия на человека. Непосредственно была оценена экологическая составляющая от работы предприятий нефтегазовой промышленности. Были рассмотрены возможные и наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, а также были предложены меры по предупреждению их возникновения на производстве.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологии подготовки газа и газового конденсата, методы выделения гелия из гелийсодержащего природного газа, а также условия образования и методы борьбы с газовыми гидратами.

В процессе подготовки газа и газового конденсата целесообразно использовать низкотемпературную сепарацию газа и ректификационный метод стабилизации конденсата.

Для выделения гелия из гелийсодержащего природного газа в условиях Х ГКМ эффективной считается схема с мембранной установкой непосредственно на месторождении и криогенным Амурским ГПЗ, на который приходит основная часть сырья, поскольку гелий выделяется сверх рыночной необходимости, а естественные хранилища для избыточного гелия присутствуют лишь в районе месторождения.

Применение метанола для борьбы с гидратами, является наиболее эффективным методом в сравнении с другими.

Использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования требует наименьших затрат по сравнению с другими ингибиторами, а именно 5,65 млн. рублей на 100 тонн ингибитора.

Были рассмотрены меры производственной безопасности при использовании метанола в качестве ингибитора гидратообразования, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учеб. пособие для вузов. – М.: Химия, 1999. – 568 с.
2. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Нмудров А.Г., и др.. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учебник для вузов – 2-е изд., перераб и доп. – М.: Недра, 1988, 368 с.: ил.].
3. Якуцени В.П. Традиционные и перспективные области применения гелия// Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4. № 1. С. 1–8.
4. Архаров А.М. Гелий: история открытия, технологии ожижения, области применения/ Хим. Нефт. Машиностр. – 1995. №2 – С. 2–8.
5. Якуцени В.П. Геология гелия. – Л.: Л. О. Недра, 1968. – 232 с.
6. Якуцени В.П. Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности// Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4. № 2. С. 6.
7. Финкельштейн Д.Н. Глава IV. Инертные газы на Земле и в космосе // Инертные газы. — Изд. 2-е. — М.: Наука, 1979. — С. 76—110. — 200 с.
8. Соколов В.Б. Гелий // Химическая энциклопедия: в 5 т / Кнунянц И. Л. (гл. ред.). — М.: Советская энциклопедия, 1988.
9. Фастовский В.Г., Ровинский А.Е., Петровский Ю.В. Глава первая. Открытие. Происхождение. Распространенность. Применение // Инертные газы. — Изд. 2-е. — М.: Атомиздат, 1972. — С. 3—13. — 352 с.
10. Архаров А.М. Гелий: история открытия, технологии ожижения, области применения/ Хим. Нефт. Машиностр. – 1995. №2 – С. 2–8.
11. Андреев И.Л. // Химическое и нефтяное машиностроение. 1995. № 2. С. 16–22.
12. Афанасьев А.И., Бекиров Т.М., Барсук С.Д. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: В 2 ч. – М.: ООО “НедраБизнесцентр”, 2002. –Ч.1., 517 с
13. Мурин В.И., Кисленко Н.Н., и др.. Технология переработки природного газа и конденсата. Часть 1// Справочник: В 2-х ч. – М.: ООО

"НедраБизнесцентр", 2002. – 517 с.: ил.

14. Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г. Мембранное разделение газов// М., Химия. 1991.

15. Александров И.А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке.— М.: Химия, 1981 — 352 с.

16. Беррер Р. Диффузия в твердых телах :пер. с англ. /Р. Беррер; под ред. Б. Д. Тазулахова. Москва : Гос. изд-во иностр. лит., 1948. 504 с.

17. Соловьев С.А., Поляков. А.М. Перспективы применения процессов мембранного газоразделения для подготовки и переработки природного и попутного газов// Серия. Критические технологии. Мембраны. – 2006. – № 4(32). – С 3–18.

18. Аппен А.А. Химия стекла. Л.: Химия, 1974. 352 с.

19. Мулдер М. Введение в мембранную технологию. М.: Мир, 1999. 514 с.

20. Легко В.К., Мазурин О.В. Свойства кварцевого стекла. Л.: Наука, 1985. 168 с

21. Мановян А.К., Тараканов. Г.В. Основы технологии переработки природного газа и конденсата: учеб. пособие//Астрахан. Гос. Техн. Ун-т. – Изд. 2-е перераб. и доп. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2010. – 192 с.

22. Милованов С.В., Кисленко Н.Н., Тройников А.Д. Разработка и внедрение инновационной технологии извлечения гелия из природного газа// Научный журнал Российского газового общества. 2016. № 2. С. 10–17.

23. URL <http://www.vsp.ru/2014/02/28/pryamuyh-analogov-ne-sushhestvuet/>. [Электронный ресурс]

24. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / – Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с

25. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.

26. Energy Resource Potential of Methane Hydrate / US DOE Report, 2011.
27. Э.Б. Бухгалтер Метанол и его использование в газовой промышленности. – М: Недра, 1986– 238с.
28. В.А. Истомин, В.С. Якушев (ВНИИГаз) , Исследование газовых гидратов в России – М: Газовая промышленность №05/2002.
29. . Милованов С.В., Кисленко Н.Н., Тройников А.Д. Разработка и внедрение инновационной технологии извлечения гелия из природного газа // Научный журнал Российского газового общества. 2015. № 2. — С. 10–17.
30. Тройников А.Д., Каграманов Г.Г., Кисленко Н.Н. Сравнительный анализ методов выделения гелия из природного газа и областей их эффективного применения // Химическая промышленность сегодня. 2016. № 7. — С. 41–50.
31. Установка очистки природного газа высокого давления от гелия // Патент РФ на полезную модель № 114423. Заявл. 11.11.2011.
32. ВРД 39–1.13–010–2000. // <https://files.stroyinf.ru> // URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294848/4294848628.html> [Дата обращения 03.03.2021]
33. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021).
34. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин.
35. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
36. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
37. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
38. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
39. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

40. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

41. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

42. ГОСТ 12.4.051-87. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха.