

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ МЕТОДА БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА ЗАПОЛЯРНОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)</b>

УДК 622.279.72(571.121)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Гейнц Константин Владимирович		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

#### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**Планируемые результаты обучения**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Гейнц Константин Владимирович

Тема работы:

Комплексный подход к выбору метода борьбы с гидратообразованием на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Общая характеристика гидратов природных газов; типы гидратов и гидратообразующие вещества; условия образования гидратов, места образования гидратов и схема их накопления; основные геологические особенности Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения; методы предупреждения гидратообразования; способы локализации и ликвидации образовавшихся гидратных пробок; комплексные мероприятия, применяемые для предупреждения гидратообразования на Заполярном НГКМ; методика расчета количества ингибитора, необходимого для

	предупреждения гидратообразования для месторождений сеноманского газа; правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность; безопасность в чрезвычайных ситуациях.
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Общие сведения о газовых гидратах и гидратообразовании»	Старший преподаватель Пулькина Наталья Эдуардовна
«Анализ методов предупреждения и борьбы с гидратообразованием в промысловых коммуникациях»	Старший преподаватель Пулькина Наталья Эдуардовна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:**

Общие сведения о газовых гидратах и гидратообразовании
Анализ методов предупреждения и борьбы с гидратообразованием в промысловых коммуникациях
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Гейнц Константин Владимирович		02.03.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

#### выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.03.2020	Общие сведения о газовых гидратах и гидратообразовании.	35
27.04.2020	Анализ методов предупреждения и борьбы с гидратообразованием в промысловых коммуникациях.	45
01.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
08.05.2020	Социальная ответственность.	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

##### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц, 26 таблиц, 15 рисунков, 13 источников.

Ключевые слова: ГИДРАТЫ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ, ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ, СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ, СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ИНГИБИТОРЫ, МЕТАНОЛ

Объектом исследования являются технологии, применяемые для борьбы с гидратами на газовом промысле.

Цель работы – анализ применения технологий для борьбы с гидратами на примере Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНО).

В бакалаврской работе изучены способы образования газовых гидратов. Проанализированы основные методы борьбы с гидратами в газопромысловых и газотранспортных системах. Приведена методика расчета количества ингибитора, необходимого для предупреждения гидратообразования для сеноманского газа. Данная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и графическом редакторе Paint.

Оглавление	
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ .....	9
ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОВЫХ ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ .....	11
1.1 Общая характеристика гидратов природных газов.....	11
1.2 Типы гидратов и гидратообразующие вещества .....	12
1.3 Условия образования гидратов. ....	14
1.4 Места образования гидратов и схема их накопления .....	20
1.5 Основные геологические особенности Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения .....	23
1.5.1 Газоносность. Распространение газонасыщенных пород-коллекторов и изменение их коллекторских свойств по площади месторождения .....	23
1.5.2 Характеристика добываемого сырья .....	27
1.5.3 Характеристика изготавливаемой продукции .....	27
1.6 Анализ основных показателей разработки Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения .....	29
2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В ПРОМЫСЛОВЫХ КОММУНИКАЦИЯХ .	32
2.1 Методы предупреждения гидратообразования. ....	33
2.2 Способы локализации и ликвидации образовавшихся гидратных пробок .....	38
2.3 Комплексные мероприятия, применяемые для предупреждения гидратообразования на Заполярном НГКМ.....	42

2.4	Методика расчета количества ингибитора, необходимого для предупреждения гидратообразования для месторождений сеноманского газа	44
2.5	Вывод.....	50
3	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	53
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	66
4.2	Производственная безопасность .....	67
4.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	67
4.2.2	Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	75
4.3	Экологическая безопасность .....	79
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	83
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	86
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	88

## **ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

В настоящей выпускной квалификационной работе применяются следующие термины и определения с соответствующими обозначениями и определениями:

**Ингибиторы гидратообразования** – вещества, предотвращающие образование гидратов углеводородных газов при их добыче, транспортировке и подземном хранении, а так же в процессе первичной обработки

**Облитерация** – процесс отложения газового гидрата на стенках газопровода

**Регенерация** – процесс восстановления концентрации вещества из раствора

**а.о.** – абсолютная отметка

**НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение

**ПАВ** – поверхностно-активное вещество

**ВМР** – водо-метанольный раствор

**НД** – нормативный документ

**ОСТ** – отраслевой стандарт

**ПДС** – предельно допустимое содержание

**ЗПА** – здание переключающей арматуры

**АВО** – аппарат воздушного охлаждения

**ГСС** – газосборная система

**ЛВЖ** – легковоспламеняющаяся жидкость

**ПЗП** – призабойная зона пласта

## **ВВЕДЕНИЕ**

**Актуальность проблемы** На территории Российской Федерации имеется множество месторождений газа, но большая часть природного газа добывается в Западной Сибири на уникальных месторождениях ЯНАО.

Из-за высокого темпа разработки, климатических условий, трудностей транспортировки и химического состава газа в процессе добычи возникают осложнения в виде гидратообразования. Из-за данного явления сужается проходное сечение трубы и ухудшается пропускная способность.

Газовые гидраты образуются при: наличии влаги в газе, низкой температуре и высоком давлении. Термобарические условия в стволе скважины, призабойной зоне продуктивного пласта, трубопроводах, внутрипромысловых коллекторах и шлейфах позволяют протекать явлению гидратообразования.

**Цель работы** Провести анализ существующих методов предупреждения и борьбы с гидратообразованием, выявить достоинства и недостатки каждого метода, а так же выбрать наиболее оптимальный для условий Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения.

Для достижения цели исследования были поставлены следующие **задачи:**

1. Рассмотреть современные методы борьбы с газовыми гидратами;
2. Определить основные причины образования гидратов на Заполярном месторождении;
3. На основании проделанной работы сделать вывод о пригодности того или иного метода для условий данного месторождения.

# 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОВЫХ ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ

## 1.1 Общая характеристика гидратов природных газов

Газовые гидраты – представляют собой твердые соединения (клатраты), у которых молекулы газа при определенных термобарических условиях заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованные молекулами воды с помощью водородной связи. Эти образования относятся к химическим соединениям, так как имеют строго определенный состав[2]. Внешне – это белая кристаллическая масса, похожая на снег или лёд (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1- Газовый гидрат

Природные газы в пластовых условиях насыщены парами воды; движение газа в пласте, скважине и газопроводе сопровождается уменьшением его температуры и давления, в следствии чего пары воды конденсируются и скапливаются в скважине и газопроводах; при определенных условиях каждая молекула компонентов природного газа, таких

как метан, этан, пропан, бутан, способная связать от 6 до 17 молекул воды. К примеру, одна молекула метана связывает шесть молекул воды  $\text{CH}_4\cdot 6\text{H}_2\text{O}$ , этана  $\text{C}_2\text{H}_6\cdot 8\text{H}_2\text{O}$ , пропана  $\text{C}_3\text{H}_8\cdot 17\text{H}_2\text{O}$ .



Рисунок 1.2- Образовавшаяся в трубопроводе гидратная пробка

Образовавшиеся гидраты могут закупорить ствол скважины, газопроводы (рисунок 1.2), сепараторы, а так же нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств, что грозит аварийной остановкой. Именно поэтому борьба с гидратообразованием составляет значительную часть стоимости эксплуатации месторождений и транспорта газа.

## 1.2 Типы гидратов и гидратообразующие вещества

В нефтегазовой промышленности в зависимости от положения молекул воды в кристаллической решетке и ее строения газовые гидраты делятся на три типа: I, II и H. Последний тип встречается намного реже остальных.

Рассмотрим каждый тип гидрата отдельно:

- **Гидраты I типа**

Гидраты первого типа характеризуются простой формой (рис. 1.3) и образованы полостями двух типов:

I. В форме додекаэдра (двенадцатигранника), каждая грань представляет собой правильный пятиугольник;

II. В форме тетракайдекаэдра (четырнадцатигранника), состоящий из двенадцати пентагональных и двух гексагональных граней.

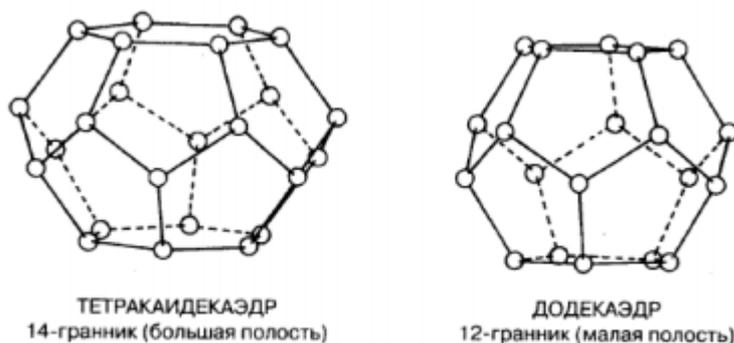


Рисунок 1.3- Полиэдрические ячейки решетки гидратов I типа

Вещества, которые образуют гидраты I типа: метан- $\text{CH}_4$ , этан- $\text{C}_2\text{H}_6$ , двуокись углерода- $\text{CO}_2$ , сероводород- $\text{H}_2\text{S}$ .

- **Гидраты II типа**

Данный тип гидратов характеризуется более сложной структурой (рис. 1.4) с решеткой, которая образована двумя видами ячеек:

I. В форме додекаэдра (двенадцатигранника), каждая грань которого представляет собой равносторонний пятиугольник;

II. В форме гексакайдекаэдра (шестнадцатигранника), состоящий из двенадцати пентагональных и четырех гексагональных граней.

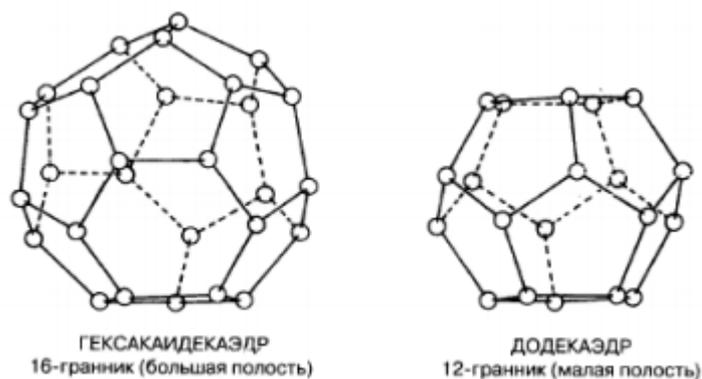


Рисунок 1.4- Полиэдрические ячейки решетки гидратов II типа

Вещества, которые образуют гидраты II типа: азот, пропан, изобутан

- **Гидраты типа H**

Гидраты данного типа встречаются намного реже, чем гидраты I и II типов. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы маленького размера (молекулы метана, гидратообразователь типа H).

В гидратах данного типа решетка образована тремя видами ячеек:

I. Неправильная додекаэдрическая форма – с тремя квадратными гранями, шестью пентагональными гранями и тремя гексагональными гранями;

II. Додекаэдрическая – двенадцатигранник, в котором каждая из граней имеет форму правильного пятиугольника;

III. Неправильная икосаэдрической формы – двадцатигранник с двенадцатью пентагональными гранями и восемью гексагональными гранями.

В случае гидратов I и II типов для их образования достаточно лишь одного гидратообразующего вещества, но для типа H необходимо наличие двух таких веществ:

1. Крупные молекулы (гидратообразователи типа H);
2. Молекулы меньшего размера.

Виды углеводородных соединений, которые образуют гидраты типа H: метилциклогексан, 2,2-диметилпентан, 3,3-диметилпентан, метилциклопентан, этилциклопентан, 2-метилбутан, 2,2-диметилбутан, 2,2,3-18 триметилбутан, циклогептан и циклооктан. [3, с.24-25]

### **1.3 Условия образования гидратов.**

Главными факторами, определяющими процесс гидратообразования, являются: температура, давление, влагосодержание и состав газа, а так же наличие и состав солей в пластовой воде. Наглядное представление о условиях образования газовых гидратов дает зависимость равновесных параметров гидратообразования природных газов от относительной плотности (рис. 1.5).

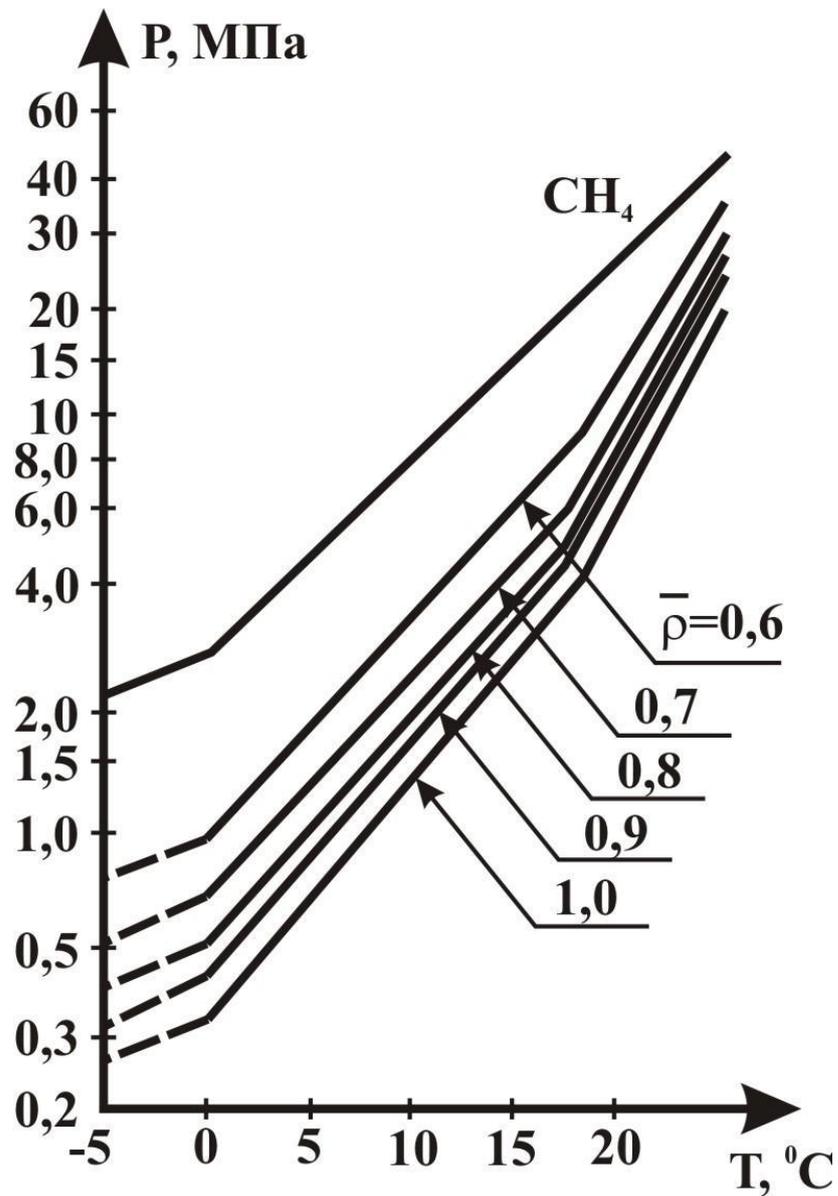


Рисунок 1.5- Условия гидратообразования природного газа в зависимости от его относительной плотности (по воздуху).

Эта зависимость может быть полностью достоверной только для газов определенного состава (плотности). Состав этих газов приведен в таблице 1.1.

Таблица 1.1- Состав эталонных газов для номограмм

Плотность газа (по воздуху)	Компоненты природного газа, об.%					
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5+</sub> B
0,60	92,67	5,29	1,38	0,182	0,338	0,14
0,70	86,05	6,06	3,39	0,84	1,36	2,30

Продолжение таблицы 1.1

0,80	73,50	13,40	6,90	0,80	2,40	3,0
0,91	61,98	17,77	11,18	1,50	4,14	3,43
1,00	54,71	17,45	13,30	2,10	6,40	6,04

Для данной номограммы (рис. 1.5) имеет аналитическая аппроксимация этой зависимости (формула 1.1)

$$\lg P = \beta + 0.00497(t + kt^2), \quad (1.1)$$

где P-давление, бар;

t-температура, °С;

k и  $\beta$ - параметры, приведенные в таблице 1.2.

Таблица 1.2- Параметры k и  $\beta$

$\rho$	k	$\beta$
0.60	0.0050	1.00
0.65	0.0060	0.90
0.70	0.0075	0.82
0.75	0.0087	0.76
0.80	0.0100	0.70
0.85	0.0114	0.66
0.90	0.0128	0.61
0.95	0.0144	0.57
1.00	0.0160	0.54

Как было описано выше, наличие солей в пластовой воде тоже влияет на процесс образования гидратов. При минерализации воды более 30-40 мг/л необходимо учитывать снижение температуры гидратообразования за счет минерализации. Например, при ингибировании метанолом, данное снижение температуры образования гидратов можно определить по следующей номограмме (рис. 1.6):

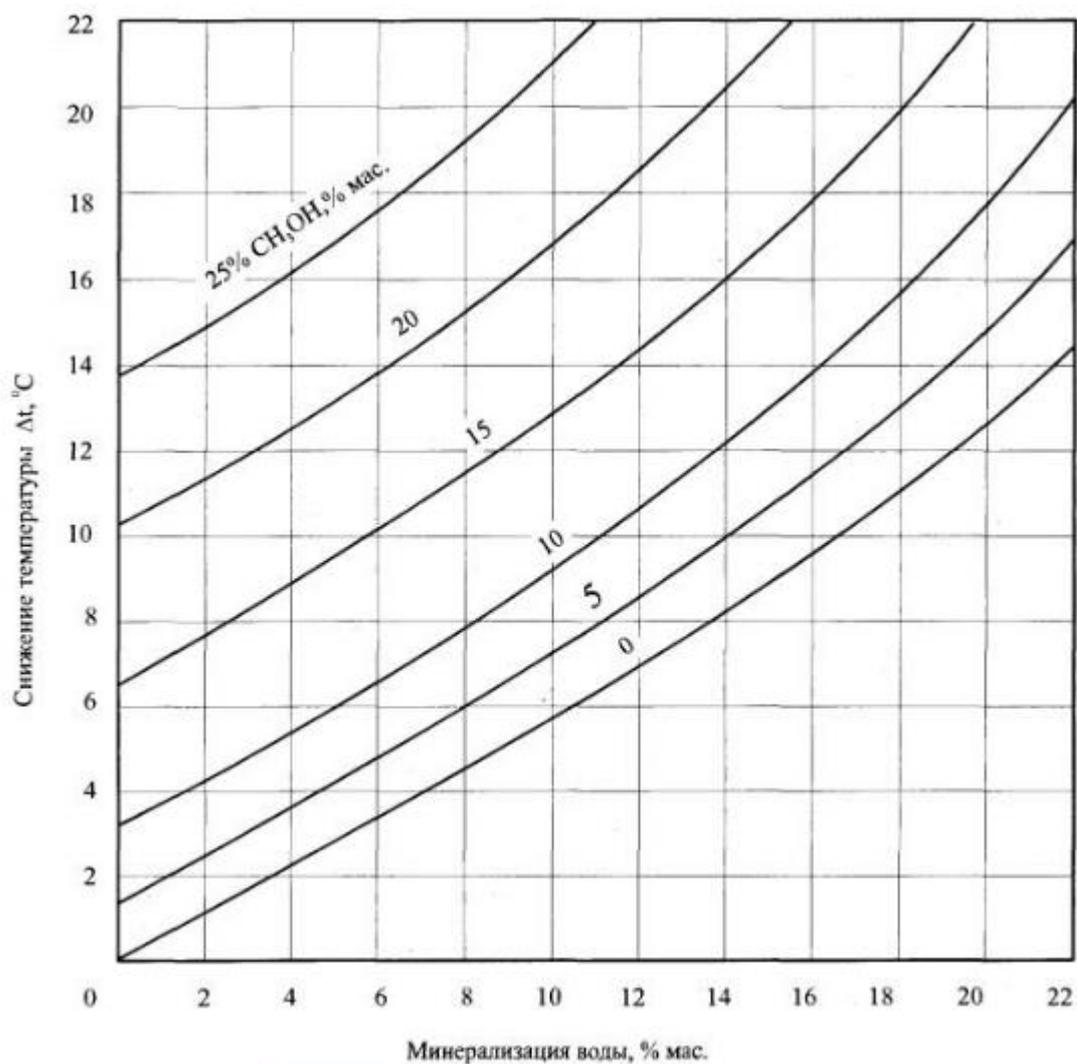


Рисунок 1.6- Зависимость снижения температуры образования гидратов от минерализации при различном содержании метанола в пластовой воде

Так как влажность газа является основополагающим фактором образования гидратов, то существует номограмма (рис. 1.7), по которой можно определить максимальное содержание влаги в газе при определенных значениях температуры и давления, а так же определить, будет ли при этих параметрах осуществляться гидратный режим.

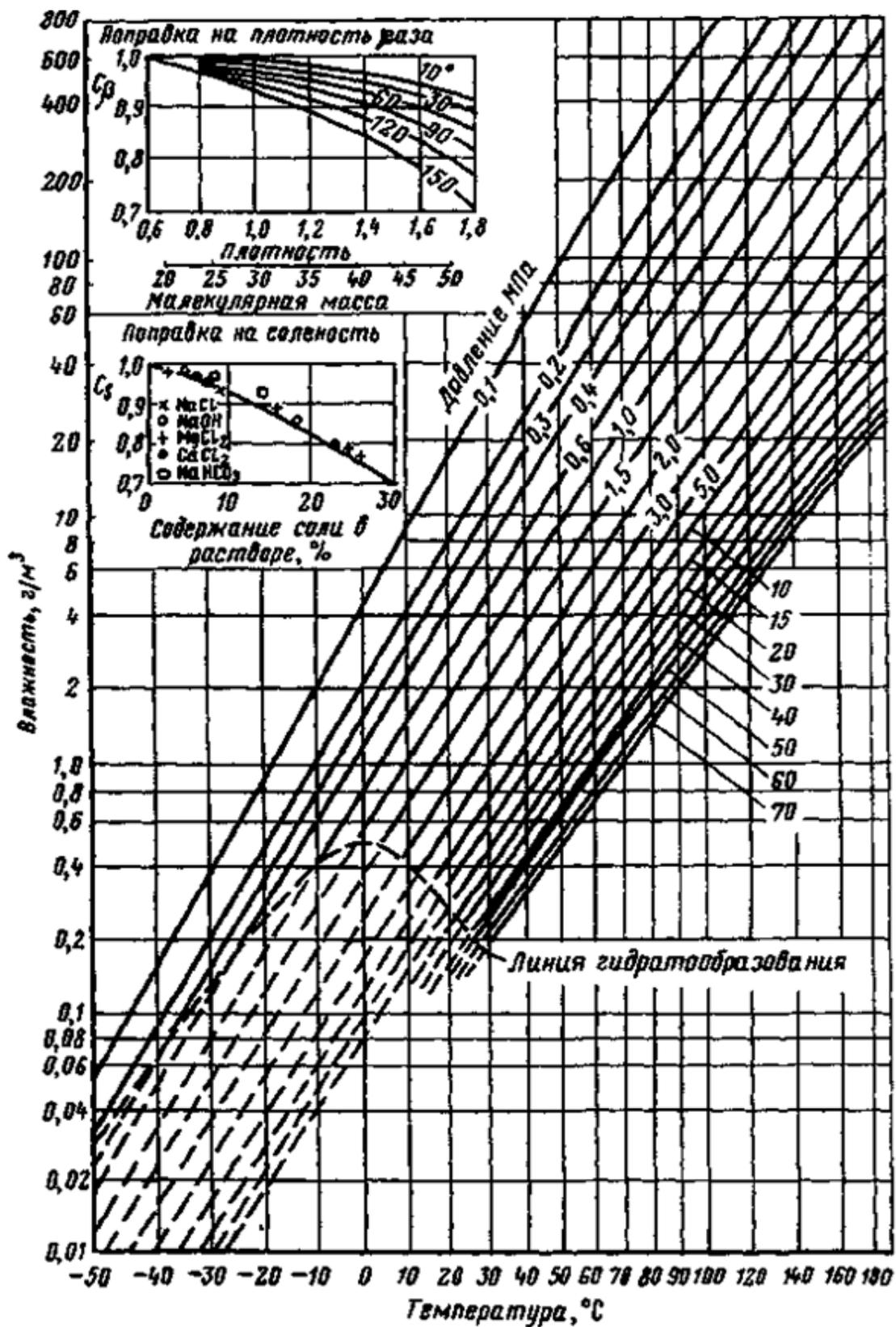


Рисунок 1.7- Максимальное содержание водяных паров в природном газе в зависимости от давления и температуры

Явления, способствующие увеличению скорости образования гидратов представлены в таблице 1.3:

Таблицы 1.3- Явления, способствующие образованию гидратов и их механизм воздействия

Явление	Механизм воздействия
Наличие свободной воды	Поверхность раздела вода – газ является благоприятным местом для образования гидратов. Несмотря на то, что присутствие свободной воды не является обязательным условием для образования гидратов, что показано на фазовой диаграмме давление - состав для системы метан + вода (рис. 1.8), в присутствии свободной воды интенсивность образования гидратов все же возрастает.
Перемешивание	Скорость образования гидратов увеличивается за счет перемешивания газа в трубопроводе, теплообменниках и других установках.
Центры кристаллизации	Место, в котором сконцентрированы благоприятные условия для перехода из жидкой фазы в твердую, представляет собой центр кристаллизации Например: включения шлама и грязи, сварные швы, дефекты трубопроводов, фитинги и арматура трубопроводов и т.д.
Турбулентность	Турбулентность характеризуется высокими скоростями потока, что также положительно влияет на активность процесса гидратообразования. В этом случае, хорошим примером является дроссельная арматура: температура газа при прохождении через нее снижается из-за эффекта Джоуля-Томсона, происходит замерзание и в уменьшенном проходном сечении скорость движения увеличивается, что и делает ее чувствительной к образованию гидратов.

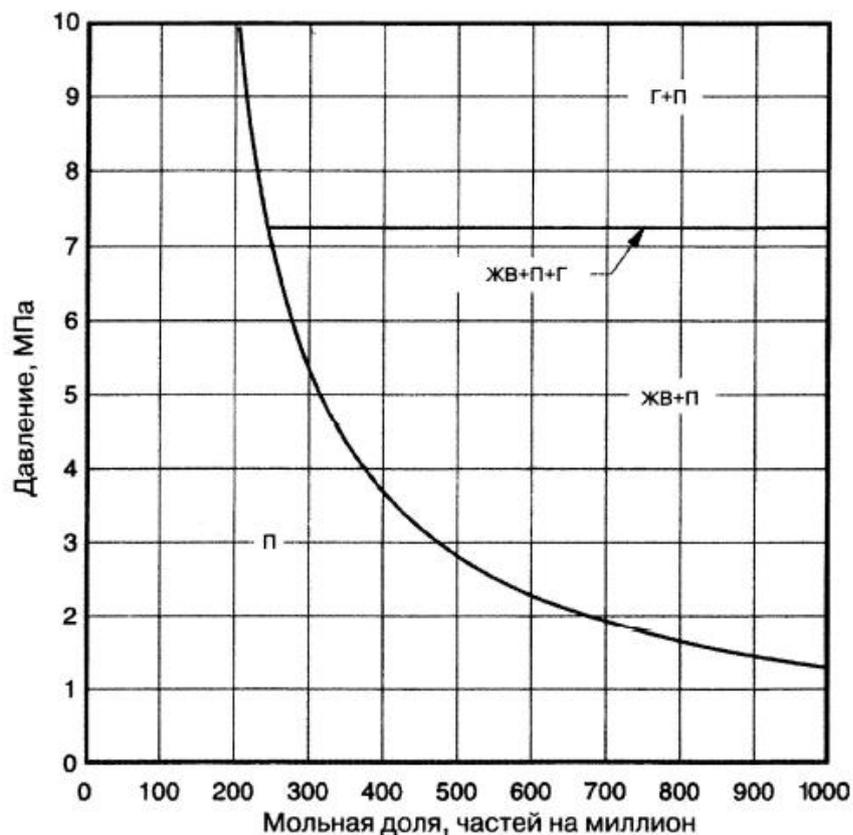


Рисунок 1.8- Фазовая диаграмма давление — состав для смеси вода + метан при 10 °С (где: Г - гидрат; ЖВ - жидкая вода; П - пар)[4]

#### 1.4 Места образования гидратов и схема их накопления

Для того, чтобы более эффективно предупреждать образование газовых гидратов, необходимо знать участки, которые наиболее подвержены этому явлению. Как правило, газовые гидраты могут образовываться в любом месте, где присутствует газ, влага и соответствующие давление и температура. В реальных условиях гидраты образуются либо в пласте до ввода залежи в разработку, если залежь находится в зоне гидратообразования, либо в ПЗП, когда температура газоводного потока падает до равновесной из-за создания высоких депрессий.

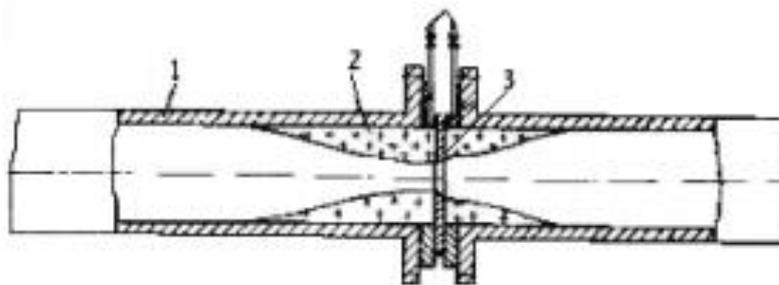
Также образование гидратов возможно на забое добывающей скважины, в колонне фонтанных труб (чаще всего при наличии дросселирующего устройства в кольцевом пространстве) и в приустьевом

оборудовании. Период пуска является наиболее опасным, так как ствол скважины еще не прогрет

В течение длительного периода консервации скважин северных месторождений образовавшиеся гидраты могут полностью закупорить ствол скважины, а иногда даже разрушить его, что приведет к аварийной ситуации. Газовые гидраты могут образоваться на любом участке технологической линии промышленной системы сбора и подготовки газа, в системах магистрального транспорта, подземного хранения [5].

Наиболее вероятные места формирования гидратов:

- Сепаратор;
- Стенки обратных клапанов и задвижек;
- Штуцеры (эффект Джоуля-Томпсона);
- Концевые линейные краны;
- Газосборный коллектор (запорная арматура и места врезки газопроводов скважин в коллектор);
- Диафрагменный элемент измерительной установки (рис. 1.9);



1 - газопровод; 2 - гидраты; 3 - диафрагма

Рисунок 1.9- Накопление газовых гидратов на диафрагме

Рассмотрим один из возможных механизмов образования гидратной пробки из водной фазы на пониженном участке трассы шлейфа (воздушный переход через реку, шлейф некачественно теплоизолирован) при низких скоростях движения газа и присутствии накопившейся воды на этом участке

трассы. Предположим, что давление газа в трубопроводе составляет 2,5–3,0 МПа, то есть гидратообразование может происходить при температурах около 0 °С и ниже. При резком снижении температуры окружающей среды (воздуха) в зимнее время года гидраты могут образовываться на поверхности контакта водной фазы и газа, при этом гидраты уносятся потоком газа в верхнюю точку застойной зоны, где и закрепляются на стенке трубопровода (рис. 1.10). Объем воды в застойной зоне уменьшается, и следующая порция гидрата фиксируется ниже предыдущей. Таким образом, вся вода застойной зоны может постепенно перейти в гидратное состояние, не вызывая при этом особых осложнений, за исключением невозможности пропуска жестких механических устройств для очистки полости трубопровода. При подпитке следующей застойной зоны водой, которая поступает из предыдущей застойной зоны и/или конденсацией влаги из газа рост гидратной пробки будет продолжаться. Следовательно, гидратные отложения постепенно будут перекрывать сечение трубопровода, пока не образуется сплошная гидратная пробка. Таким образом, наиболее подверженными гидратообразованию являются участки понижения трассы (переходы через реки, ручьи, овраги) с переходом на более высокий участок[13].

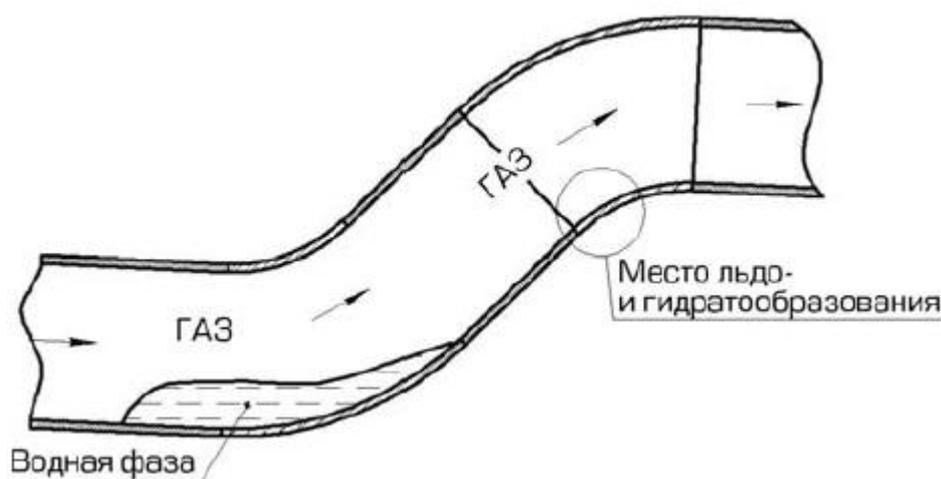


Рисунок 1.10- Возможная схема формирования газогидратных отложений при наличии застойной зоны в трубопроводе

При температуре газа ниже 0 °С таким же образом возможно и образование ледяных пробок на участках подъёма трубопровода. А в случае

нарушения теплоизоляции трубопровода в застойной зоне возможно накопление слоя льда и на внутренней поверхности трубопровода.

К настоящему времени для более эффективной эксплуатации месторождений на стадии подающей добычи разработаны и практически применяются разные способы удаления жидкости из ГСС и технические решения по её реконструкции. Эти методы направлены на снижение негативных факторов, связанных с накоплением жидкости. Одним из регламентных методов борьбы с накоплением жидкой фазы в шлейфах является метод продувки газопровода: скважина останавливается на время для того, чтобы переключить шлейф на свечу или на первичный сепаратор, после чего снова запускается. Если пластового давления ещё достаточно, то продувка шлейфа производится со стороны скважины в сторону УКПГ. Если же пластового давления оказывается недостаточно, то шлейф продувается со стороны УКПГ, где давление газа обеспечивается компрессорной станцией. Увеличение перепада давления за счет разницы давлений на входе в УКПГ и на свече приводит к увеличению скорости газожидкостного потока, что позволяет, как правило, освободить внутреннюю полость шлейфа от накопившейся жидкости[13].

## **1.5 Основные геологические особенности Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения**

### **1.5.1 Газоносность. Распространение газонасыщенных пород-коллекторов и изменение их коллекторских свойств по площади месторождения**

Заполярное месторождение расположено в пределах северной части Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. В разрезе месторождения выделяются две мощные продуктивные толщи. Одна из них приурочена к отложениям неокома тангаловской свиты, вторая - к отложениям сеномана покурской свиты.

Продуктивная толща тангаловской свиты неокома представлена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пластов с углистыми остатками и пропластками углей. Толщина ее примерно составляет 550 - 650 м. В продуктивной толще установлено 15 продуктивных горизонтов, в которых выявлено 23 газоконденсатных залежи.

Продуктивные горизонты в большинстве случаев состоят из нескольких изолированных или полуизолированных песчано-алевролитовых пластов толщиной 0,4 - 24 м. Продуктивные горизонты характеризуются сравнительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Дебиты газа изменяются от 16 до 820 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В неомкомской продуктивной толще присутствуют залежи преимущественно литологически экранированные и линзовидные, реже пластового сводового типа. Залежи газа расположены в интервале глубин от 2500 до 3350 м. Среди выявленных залежей наиболее крупная имеет размеры 31 x 41 км, а высоту – около 327 м.

К сеноманской продуктивной толще приурочены основные запасы газа месторождения. Она представлена континентальными песчано-алевролитовыми, часто слабосцементированными породами с подчиненными прослоями глин и пропластками углей. Песчаники и алевролиты характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Рабочие дебиты разведочных скважин достигают 780 тыс.м<sup>3</sup>/сут., а в эксплуатационных скважинах они колеблются от 400 до 2000 тыс.м<sup>3</sup>/сут. при оптимально-допустимых депрессиях до 0,6 МПа.

Газовая залежь в сеномане относится к массивному типу. Газоводяной контакт ее находится на отметках 1158,4-1176 м и имеет наклон в северо-восточном направлении.

Залежь вскрыта в интервале глубин 997,6 - 1210,0 м. Ее размеры составляют 85 x 45 км, а высота более 220 м.

В южной половине месторождения прослеживаются два участка, где породы-коллекторы характеризуются более высокими фильтрационно-

емкостными свойствами по сравнению с соседними районами. Наиболее крупный по размерам, основной участок, в котором наблюдаются наибольшие в пределах месторождения толщины газонасыщенных коллекторов, приурочен к купольной части Ямбургского поднятия. Эффективные газонасыщенные толщины в нем изменяются от 90 до 175 м. Максимальные их значения установлены в скважинах 2099 и 2120, пробуренных в своде поднятия.

Породы-коллекторы основного участка характеризуются очень высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В его пределах средневзвешенная эффективная пористость газонасыщенных пород-коллекторов составляет 24 - 31,5% и лишь на отдельных периферийных участках уменьшается до 20 - 22%. Средневзвешенная абсолютная проницаемость коллекторов изменяется от 1,0 до 2,11 мкм<sup>2</sup>. и только вблизи границ участка местами снижается до 0,5 мкм<sup>2</sup>.

Второй участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов меньших размеров выделяется на пологом восточном крыле структуры. В его пределах эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 80 до 107 м. Максимальные их значения установлены в скважинах 6100 и 6055. Средневзвешенные значения эффективной пористости и абсолютной проницаемости пород-коллекторов соответственно составляют 22 - 26% и 0,5 - 1,14 мкм<sup>2</sup>.

В зоне отделяющей первый основной участок от второго, эффективные газонасыщенные толщины уменьшаются до 60 - 75 м, эффективная пористость коллекторов до 18,5 - 20,5% и абсолютная проницаемость до 0,32 - 0,34 мкм<sup>2</sup>.

В северной части месторождения прослеживаются четыре участка повышенных толщин газонасыщенных коллекторов: западный, Анерьяхский, восточный и центральный.

Западный участок выделяется на северной периклинали поднятия. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в нем от 40 до 60 м, из которых на долю высокопроницаемых пород приходится более 50% толщин,

что составляет 24 - 49 м. На картах эффективной пористости и абсолютной проницаемости этот участок также характеризуется высокими значениями фильтрационно-емкостных параметров: средневзвешенная эффективная пористость составляет 18 - 26% и абсолютная проницаемость 0,3 - 0,9 мкм<sup>2</sup>.

К северу от западного участка прослеживается Анерьяхский участок повышенных толщин, изученный небольшим количеством глубоких скважин. В его пределах толщины газонасыщенных коллекторов колеблются от 30 м до 44,5 - 47,5 м. Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов изменяется от 16 до 19,6%, а абсолютная проницаемость от 0,22 до 0,33 мкм<sup>2</sup>.

Восточный участок повышенных толщин газонасыщенных пород-коллекторов приурочен к северо-восточному структурному носу. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в его пределах от 50 до 84,5 м. Толщины высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов достигают 43 - 60 м. Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов составляет здесь 18 - 24,5%, а абсолютная проницаемость 0,25 - 1,14 мкм<sup>2</sup>. Наибольшими значениями этих параметров коллекторы характеризуются в скважинах 7200 и 133.

Центральный участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов, имеющий субмеридиональное простирание недостаточно изучен, так как вскрыт лишь двумя скважинами (64 и 7014). Эффективные газонасыщенные толщины достигают в нем 49,6 - 59,6 м, при этом толщина пород-коллекторов III класса составляет 19 - 36,2 м. Средневзвешенная эффективная пористость здесь не превышает 18 - 20,6%, а проницаемость 0,23 - 0,27 мкм<sup>2</sup>.

Толщины высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов в разрезах участков повышенных толщин в несколько раз больше, чем в разделяющих их зонах. Это указывает на то, что значительная часть песчаных и алевролитовых пластов (коллекторы I - III классов) вероятно, выклинивается или замещается слабопроницаемыми глинисто-алевролитовыми породами в сторону зон пониженных эффективных газонасыщенных толщин [7].

### 1.5.2 Характеристика добываемого сырья

Исходным сырьём является природный газ сеноманской залежи Заполярного месторождения, сероводород отсутствует.

Средние значения компонентов, входящих в состав газа (% объемные):

CH <sub>4</sub> -	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> -	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> -	N <sub>2</sub> -	CO <sub>2</sub> -
98,43;	0,11;	0,02;	1,1;	0,35.

Среднее значение низшей теплотворной способности газа – 32,5 МДж/м<sup>3</sup>. Относительная плотность газа по воздуху - 0,560. Пластовое давление на момент ввода в эксплуатацию составляет 12,6 МПа, пластовая температура +30,2 °С. Давление газа на устьях скважин в начале эксплуатации 11,6 МПа, устьевая температура – 11 °С.

В газе, поступающем от скважин, содержится жидкость 0,2...2,0 г/м<sup>3</sup> (вода пластовая - 84...44%, конденсат углеводородный - 1%, метанол – 15...55%) и мехпримеси (1,0...10,0 мг/м<sup>3</sup>, максимально до 100 мг/м<sup>3</sup>).

Пластовые воды сеноманской залежи Заполярного месторождения относительно слабо минерализованные (18...20 г/дм<sup>3</sup>), рН = 7,5...8,3. Содержание хлор-иона изменяется в диапазоне 10...14 г/дм<sup>3</sup>, сульфатных ионов – не более 50 мг/дм<sup>3</sup>. Концентрация натрий-иона – 6...7 г/дм<sup>3</sup>.

Конденсационные воды слабо минерализованы (менее 1 мг/дм<sup>3</sup>), относятся к карбонатному типу.

### 1.5.3 Характеристика изготавливаемой продукции

Изготавливаемая продукция УКПГ – газ, осушенный и очищенный от механических примесей должен соответствовать требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам». Технические требования и нормы для природного газа холодной климатической зоны представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4- Характеристики качества поставляемого газа по магистральным газопроводам

Наименование продукции	Нормативный документ	Характеристики качества		Метод испытания	
		Наименование показателя	Значения по НД		
Газ горючий природный, поставляемый по магистральным газопроводам (товарный газ)	ОСТ 51.40-93 Технические условия	1. Точка росы газа по влаге, °С не выше	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	По ГОСТ 20060
			минус 10	минус 20	
		2. Точка росы газа по углеводородам, °С, не выше	минус 5	минус 10	По ГОСТ 20060
		4. Масса сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007		По ГОСТ22387.2-83
		5. Масса меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016		По ГОСТ22387.2-83
		6. Объемная доля кислорода, %, не более	1.0		По ГОСТ 23781-87
		7. Теплота сгорания низшая, Дж/м <sup>3</sup> , при 20°С и 101.325 кПа, не менее	32.5		По ГОСТ22667-82

Продолжение таблицы 1.4

		8.Масса мехпримесей и труднолетучих жидкостей	Условия оговариваются в соглашениях на поставку газа с промысла
--	--	--	---

Характеристика реагентов, поступающих на регенерацию, приведена в таблице 1.5. Характеристика реагентов, поступающих после регенерации, приведена в таблице 1.6.

Таблица 1.5- Характеристика реагентов, поступающих на регенерацию[7]

Наименование	Единица физической величины	Диапазон допустимых отклонений по концентрации
Диэтиленгликоль	% вес.	95,5 ÷ 98,1
Метанол	% вес.	20,8 ÷ 34,5

Таблица 1.6- Характеристика реагентов, поступающих после регенерации[7]

Наименование	Единица физической величины	Показатели качества реагентов, обеспечивающие нормальный технологический режим
Диэтиленгликоль	% вес.	97,0 ÷ 99,3
Метанол	% вес.	80,0 ÷ 95,0

## 1.6 Анализ основных показателей разработки Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения

Объектом разработки Заполярного месторождения является сеноманская залежь.

Сеноманская залежь Заполярного месторождения введена в разработку в 1991 году. Максимальный годовой отбор газа 41 млрд. м<sup>3</sup> был зарегистрирован в 2004 году, затем наблюдалось его падение.

По состоянию на 01.01.2008 отбор газа с начала разработки составил 195,7 млрд. м<sup>3</sup> (57% от запасов, принятых в проекте).

Текущее пластовое давление в зоне расположения эксплуатационных скважин на Заполярной площади составляет от 10,5 до 12,48 МПа.

Значения устьевых давлений на скважинах основной площади изменяются в диапазоне от 9,3 до 11,4 МПа.

По основной площади средний дебит скважин составляет 560...718 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Режим разработки сопровождается поступлением подошвенных вод в залежь. Объём внедрившейся в залежь пластовой воды составил 3,2 млн. м<sup>3</sup>, средний темп подъёма ГВК составляет 3,5 м/год, однако на отдельных участках достигает 7,7 м/год.

Для обеспечения добычи газа в объеме 32,5 млрд. м<sup>3</sup> проектом разработки предусматриваются 159 эксплуатационных скважин, сгруппированные в 24 куста (в том числе одиночные наблюдательные скважины 3н, 8н и наблюдательные в составе кустов 203, 207, 208, 215, 216). На площадке куста располагается от 5 до 7 скважин. Коэффициент эксплуатации скважин принят равным 0,95.

Работа скважин осложнена наличием межколонных проявлений, наличием песчано-жидкостных пробок.

Технологические показатели разработки (дебиты, устьевые давления) по кустам УКПГ-3С Заполярного месторождения приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7- Динамика разработки месторождения на шестилетний период добычи и ее обобщённые технологические показатели по годам[6]

Год разработки	Добыча газа, млрд. м <sup>3</sup>		Суточная добыча газа	Дебит скважин	Давление пластовое	Давление устьевое	Депрессия на пласт	Фонд скв-н	Темп отбора газа за год	Темп отбора накопленный
	за год	всего	млн.м <sup>3</sup>	тыс.м <sup>3</sup> /с	МПа	МПа	МПа	Ш.т	%	%
2003			32	580	12.38	10.82	0.05	42	1.9	1.9
2004	24.5	40.8	67.12	564	11.95	10.44	0.05	125	2.89	4.79

Продолжение таблицы 1.5

2005	32.5	73.3	89.0	560	11.46	9.92	0.03	159	3.8	8.59
2006	32.5	105.8	89.0	560	10.95	9.44	0.03	159	3.8	12.39
2007	32.5	138.3	89.0	560	10.47	8.97	0.03	159	3.8	16.19
2008	32.5	170.8	89.0	560	10.1	8.51	0.03	159	3.8	19.99

## **2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В ПРОМЫСЛОВЫХ КОММУНИКАЦИЯХ**

Гидраты природных газов способны образовываться в системах добычи газа: в ПЗП, в стволах скважин, в системах промысловой и заводской подготовки газа, в шлейфах и внутрипромысловых коллекторах, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты часто могут вызывать серьезные проблемы, которые связаны с нарушением протекания этих процессов.

Подверженные техногенному образованию гидратов газопромысловые системы:

- призабойная зона скважин;
- газораспределительные станции;
- головные участки магистральных газопроводов;
- внутрипромысловые и магистральные газопроводы;
- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;
- ствол скважины.

С течением времени был разработан ряд методов, показанный на рисунке 2.1, который позволяет эффективно бороться с гидратами. Среди них есть и методы, которые подразумевают использование химических реагентов – ингибиторов гидратообразования.

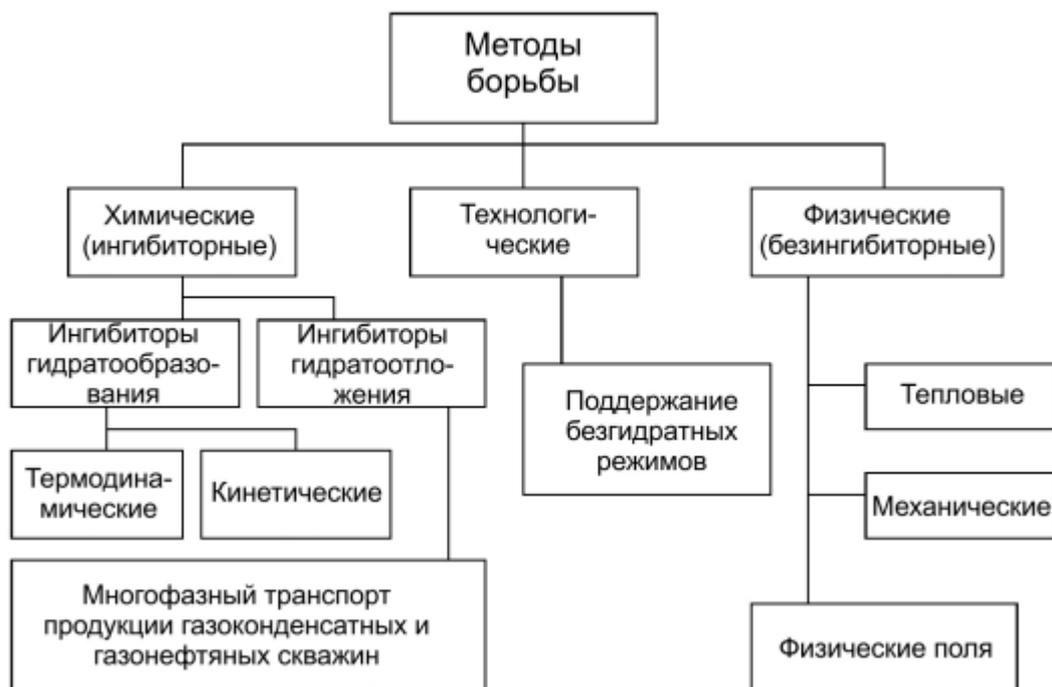


Рисунок 2.1- Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах[8]

Ниже наглядно рассмотрим применение каждого метода для борьбы с гидратообразованием или же для его предупреждения.

## 2.1 Методы предупреждения гидратообразования

Гидратообразование является достаточно серьезным явлением, которое приводит к серьезным осложнениям при эксплуатации газовых месторождений, а в некоторых случаях даже к крупным авариям. Профилактика и предотвращение этих осложнений при одновременном снижении эксплуатационных затратах является весьма актуальной научно-технической и производственной задачей.

В настоящее время термобарические условия образования и диссоциации газогидратов изучены достаточно подробно. Помимо этого: изучены скорости роста гидратов при различных условиях; выявлены факторы, влияющие на скорость гидратообразования; предложены различные

модельные механизмы образования гидратов; разработаны методы, позволяющие рассчитывать изменение температуры и давления при движении газа, жидкости и газожидкостных смесей в трубопроводах, а также скорость роста гидратов. Главная трудность при моделировании реальных процессов образования гидратов заключается в учете специфических граничных условий теплопередачи и массообмена при разложении и росте газовых гидратов в многокомпонентных средах: природный газ, пары воды, влага, конденсат, метанол с учетом фазовых переходов для различных способов прокладки трубопроводов и метаноопроводов.

Так же очень важно знать места возможного гидратообразования в системе добычи газа для своевременного предупреждения или ликвидации гидратных пробок. Для обнаружения зон гидратообразования и их своевременного предотвращения важно знать состав транспортируемого газа, его плотность, изменение температуры и давления на протяжении газопровода, а так же влажность. По влагосодержанию оценивается возможность образования газовых гидратов в данных условиях, а по составу, давлению и температуре газа определяются условия образования гидратов.

На основании анализа данных, опубликованных по проблемам гидратообразования в промысловых газопроводах можно выделить несколько основных методов предупреждения образования газовых гидратов:

- Метод безгидратного режима эксплуатации скважин. Этот метод основывается на том, что за счет выбора определенного технологического режима работы или подачи ингибитора гидратообразования в скважину, можно добиться безгидратного режима работы скважины. Чтобы выбрать место и способ подачи ингибитора (если поддержание безгидратного режима невозможно) необходимо оценить возможность образование гидратов в ПЗП или стволе скважины и в зависимости от этого выбрать точки и способ ввода ингибитора. Температура газа в работающей скважине изменяется с течением времени из-за неизбежного теплообмена с окружающей средой, а так же эффекта дросселирования газа. Если же существует возможность

установления безгидратного режима работы, то используются данные, которые были получены при промысловых исследованиях скважин. Если же скважина сама работает с дебитами, которые обеспечивают безгидратный режим, то необходимо предусмотреть возможность подачи ингибитора для случая отклонения скважины от нормального режима работы;

- Метод снижения давления. Согласно этому методу, известен закон изменения температуры газа в газопроводе, то есть задана зависимость изменения температуры газа по длине газопровода. Данный метод применяется как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации образовавшихся гидратов. При использовании метода снижения давления почти не применяется транспортировка газа при давлении ниже равновесного, что приводит к уменьшению диаметра проходного сечения газопровода, из-за этого температура транспортируемого газа стремительно снижается и остается на уровне значения температуры окружающего газопровод грунта. Обычно этот метод используется только в аварийных ситуациях для разложения гидратов в газопроводе путем кратковременного снижения давления до значения, ниже давления разложения гидратов. Наибольшей эффективности можно добиться путем комплексного использования методов;

- Метод предварительного подогрева газа на станциях подогрева паром или другими теплоносителями в теплообменниках, в следствии чего температура газа поддерживается на несколько градусов выше равновесной температуры образования гидратов при сохранении давления в газопроводе. Теплоспутники (рисунок 2.2) размещаются вдоль газопровода на участках возможного образования гидратов. Применим данным метод на газопроводах малой протяженности, газосборных сетях промыслов при использовании централизованной осушки газа на головных сооружениях. Несмотря на свою простоту метод требует больших капитальных и эксплуатационных расходов[9];



Рисунок 2.2- Теплоспутник

- Ввод ингибиторов гидратов в поток газа.

Антигидратные реагенты или ингибиторы гидратов (химический метод) по механизму действия делятся на ингибиторы гидратообразования и ингибиторы гидратоотложения.

Под ингибиторами гидратообразования понимают вещества, которые изменяют или термобарические условия образования гидратов, или каким-то образом влияют на кинетику образования гидратов в газожидкостном потоке.

В настоящее время обычно используются следующие ингибиторы гидратообразования: метанол, хлорид кальция и диэтиленгликоль (ДЭГ).

Важные характеристики данных веществ представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1- Характеристики ингибиторов гидратообразования

Характеристика	Описание		
	Метанол	Хлорид кальция	Диэтиленгликоль (ДЭГ)
Внешний вид	Прозрачная жидкость	Белые кристаллы	Прозрачная вязкая жидкость
Температура замерзания, °С	минус 97,6	20%-ный раствор замерзает при минус 18,57 °С, 30%-ный — при минус 48 °С	минус 7,8

Продолжение таблицы 2.1

Температура вспышки, °С	6	-	124
Плотность, 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,792	2,15	1,118
Вязкость, 25 °С, сПз (мПа*с)	0,544	-	35,6
Примерная стоимость, р/тонна	22000	35000	75000

В основе механизма действия ингибиторов гидратообразования в термодинамическом смысле лежит уменьшение активности воды в растворе и, как следствие, изменение равновесных условий образования газовых гидратов. Так же, ингибиторы гидратообразования - это вещества, которые сильно уменьшают скорость роста гидратов[1].

Под ингибиторами гидратоотложения понимают вещества, изменяющие консистенцию гидратной массы, делая её более текучей, и препятствующие процессу адгезии гидратов к внутренним поверхностям промысловых коммуникаций.

Примером ингибитора гидратоотложения является флотореагент-оксаль «Т-66». Флотореагент-оксаль «Т-66» представляет собой жидкость желтого или коричневого цвета, его физико-технические характеристики отражены в таблице 2.2.

Таблица 2.2- Физико-технические свойства флотореагента-оксаль «Т-66»

Наименование показателя	Значение
Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	80
Температура застывания, °С, не выше	минус 40
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,00-1,12

Механизмом действия ингибитора гидратоотложения является образование пленки конденсата на стенках трубопровода под действием ПАВ,

которая уменьшает адгезию гидрата к поверхности, а на каплях воды – оболочки углеводородного конденсата, которая изолирует воду от контакта с газом, таким образом локализуя образование гидратов в глобулах эмульсии[1].

## **2.2 Способы локализации и ликвидации образовавшихся гидратных пробок**

Несмотря на успешность методов предупреждения гидратообразования, гидратные пробки все же образуются, особенно, в течение зимнего периода в условиях Крайнего Севера при резких изменениях температуры. Наиболее подверженными местами гидратообразования являются:

- Концевые линейные краны. С одной стороны на них действует рабочее давление газосборной сети, с другой – атмосферное. Под таким давлением уплотнительная смазка на пробках кранов и байпасов выдавливается, образуются пропуски газа с резким понижением температуры последнего. Корпус крана или байпас резко охлаждается и образуется застойная зона пониженной температуры. Пары воды, насыщающие газ, конденсируются, и начинается процесс кристаллизации гидратов. Постепенное накопление их приводит к полной закупорке сечения крана или обводного байпаса;
- Штуцеры непосредственно после редуцирования газа;
- Диафрагма замерного участка. В застойных зонах до и после диафрагмы скапливаются ранее образующиеся и переносимые потоком газа гидраты;
- Обвязка до сепараторов (при интенсивной теплоотдаче от газового потока к грунту);
- Сами сепараторы (скорость потока на входных патрубках циклонных сепараторов достигает 120 м/с; давление в сепараторах значительно превышает равновесное давление гидратообразования). Часть

гидратов потоком направляется в отстойную емкость. Здесь они уплотняются и частично или полностью закупоривают емкость, что приводит к резкому снижению эффективности работы сепараторов;

- Шлейфы–газопроводы, подключающие скважины к промышленному газосборному коллектору. Скопление гидратов наблюдается в непосредственной близости от диафрагмы замерного участка – в местах ответвлений (врезанные свечи, шлейфы). Гидраты в шлейфах образуются также на обратных клапанах, в местах установки задвижек, кранов и карманов для измерения температуры;

- Промысловый газосборный коллектор в местах резкого изменения скорости газового потока. Скопление гидратов наблюдается в местах врезок шлейфов скважин в газосборный коллектор, на запорной арматуре и т.д. Гидраты могут также скапливаться и на прямолинейных участках газопроводов. В зависимости от скорости потока гидраты отлагаются в газопроводе в виде спирального кольца или в виде сегмента.

Образование гидратной пробки всегда сопровождается ростом перепада давления на каком-либо участке газопровода, что указывает на наличие на этом участке газопровода гидратной пробки. Но этот метод не всегда может быть использован из-за отсутствия средств измерения давления на данном участке, поэтому существует несколько других методов: эхолокация, метод время - импульсной рефлектометрии и некоторые другие.

После того, как гидратная пробка локализована, приступают к её ликвидации с применением следующих методов:

1. Закачка жидкого поглотителя (метанола). Метанол обладает высокой степенью понижения температуры гидратообразования, способностью быстро разлагать уже образовавшиеся гидратные пробки;

2. Прогрев или пропаривание трубопровода. При этом способе повышение температуры выше равновесной температуры образования гидратов также приводит к их разложению. На практике трубопровод подогревают горячей водой или паром;

3. Сброс давления в газопроводе за гидратной пробкой, при котором нарушается равновесное состояние гидратов.

Выбор того метода зависит от местонахождения пробки, её труднодоступности, характера, размера, а так же внешних условий.

Если пробка не сплошная и есть возможность подачи ингибитора, то в трубопровод через специальные патрубки, штуцера для манометров или через продувочную свечу вводят ингибитор. Если в трубопроводе образовались сплошные гидратные пробки небольшой длины, их иногда удается ликвидировать таким же путем.

Если же длина образовавшейся пробки составляет несколько сотен метров, то на этом участке вырезают несколько окон в трубе, заливают через них метанол и опять заваривают.

При применении метода закачки жидкого поглотителя в качестве рабочего агента чаще всего используется метанол. Преимущества: возможность контроля над объёмами добычи газа за счет объёмов введения ингибитора; низкая температура замерзания; высокая антигидратная активность; предотвращение замерзания воды; некоррозионность метанола и его водных растворов; наличие достаточно простых схем регенерации отработанных растворов. Недостатки: достаточно высокая стоимость метанола; медленное протекание реакции ингибитора с газогидратом; метанол обладает высокой токсичностью, а так же представляет экологическую опасность.

Также одним из популярных методов является метод подогрева. Он заключается в подогреве аварийного участка горячей водой или паром, тем самым повышая температуру выше равновесной температуры образования гидратов, что приводит к их разложению. Исследования показали, что повышение температуры в точке контакта гидрата и металла до (30 – 40) °С достаточно для быстрого разложения гидратов[10]. Преимущества: простота и отсутствие необходимости использования сложной техники. Недостатки: высокие энергетические затраты на нагревание теплоносителя и его

подведению к необходимому месту и относительно медленное разложение гидратной пробки.

Метод снижения давления используется в комбинации с вводом ингибитора, чтобы при отрицательных температурах образовавшаяся после разложения гидратов вода не образовала ледяную пробку. Ингибитор добавляется для ускорения разложения гидратной пробки, так как её разложение при комплексном воздействии протекает намного быстрее, чем при использовании какого-либо одного метода. Количество ингибитора подбирается таким образом, чтобы при данной температуре получившийся раствор не замерзал.

Согласно методу сброса давления, давление снижают одним из трёх способов:

1. Отключают участок газопровода с обеих сторон пробки и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов;

2. Отключают участок газопровода, где образовалась пробка, и с двух сторон через свечи пропускают газ;

3. Перекрывают линейный кран с одной стороны и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов.

Важной особенностью является то, что снижение давления можно использовать только при положительных температурах. Это связано с тем, что после разложения гидратов существует вероятность накопления жидких углеводородов на продуваемом участке, что снова может привести к образованию гидратных пробок из-за резкого снижения температуры.

Несмотря на кажущуюся на первый взгляд простоту перечисленных выше методов, ликвидация гидратных пробок является достаточно затратным мероприятием, которое влечет негативные экономические, технологические, а также экологические последствия[10]. В связи с этим наиболее целесообразно контролировать процесс гидратообразования более тщательно и не допускать

аварийных ситуаций, ведь предупредить данное явление намного легче и дешевле, чем ликвидировать.

### **2.3 Комплексные мероприятия, применяемые для предупреждения гидратообразования на Заполярном НГКМ**

Рассмотрим конкретное применение тех или иных методов предотвращения гидратообразования, используемых на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении.

Для сбора газа на УКПГ Заполярного месторождения, согласно проекту обустройства, была принята коллекторно - кустовая схема. Скважины куста работают в единый газопровод - шлейф диаметром 530 мм, при этом имеются как короткие (1 - 2 км), так и очень длинные шлейфы (до 12 км). Все шлейфы теплоизолированы пенополиуретановыми скорлупами толщиной 60 мм, теплоизоляция заключена в кожух из листового алюминия марки АД – 1 (рис. 2.3). Параллельно газосборному шлейфу проложен метаноопровод  $\varnothing$  57 мм. В начальный период разработки давление газа составляло 9,4 - 9,8 МПа при температуре 10 - 16 °С на устье скважин. Заметим, что температура начала гидратообразования при этих давлениях составляет 12 - 13 °С, следовательно, часть шлейфов (главным образом, длинные) работало в режиме гидратообразования.



Рисунок 2.3- Пенополиуретановая теплоизоляция

Проведенное еще в 1987 году исследование термобарических режимов шлейфов подтвердило достаточно высокую эффективность проектного решения — теплоизоляции шлейфов: при температурах до минус 20 °С падение температуры составило в среднем 0,5 °С/км и определялось не только теплопередачей в окружающую среду, но и снижением температуры, за счет падения давления, т.е. дроссель-эффектом.

Значение фактических коэффициентов теплопередачи  $K$ , полученных; по промышленным замерам, колебались в широком диапазоне - от 0,3 до 3-4 Дж/м ч град (при расчетном проектном значении для новой сухой и неповрежденной теплоизоляции - 1 Дж/м ч град). Это объясняется главным образом сравнительно низкой точностью температурных измерений (особенно ненадежным представляется измерение температуры в начале шлейфа в зимнее время года), а также небольшим перепадом температур между началом и концом шлейфа. При более точных температурных измерениях, по-видимому, следует ожидать, что экспериментальный коэффициент теплопередачи для шлейфов Заполярного месторождения будет не очень сильно подвержен влиянию сезонного колебания из-за того, что все шлейфы теплоизолированы с наземной прокладкой. Для сравнения отметим, что на месторождении Медвежье имеются теплоизолированные шлейфы, уложенные подземным способом. При этом осредненный коэффициент теплопередачи таких шлейфов испытывает весьма сильное колебание в течение года (в три - четыре раза). Особо отметим, что максимальных значений коэффициент теплопередачи  $K$  достигает в период активного таяния снегов и появления талых вод (май, июнь), а также с наступлением дождливого периода и резкого снижения среднесуточной температуры (сентябрь, октябрь, ноябрь), что связано с появлением открытых участков шлейфа и насыщением влагой грунта, окружающего шлейф.

Наряду с использованием пенополиуретановой теплоизоляцией применяется ввод ингибитора в скважину, коллектор и технологическую нитку с помощью блоков насосов подачи метанола. На территории УКПГ-3С

установлены 4 горизонтальные ёмкости, объёмом 50 м<sup>3</sup> каждая, для хранения регенерированного метанола и 4 таких же ёмкости для насыщенного метанола. Рабочие насосы через электроприводную задвижку отбирают регенерированный метанол из резервуаров и по двум трубопроводам подают его к местам ввода. По первому метанол подается в ЗПА во входные шлейфы перед клапаном-регулятором «Моквельд», к АВО и охранным кранам, а также на площадку установки сброса на свечу[11]. По второму метанолопроводу в ЗПА и далее на кусты скважин. После цикла использования, метанол отправляется на дегазацию и последующую регенерацию.

Планом разработки на данном этапе предусмотрено поддержание безгидратного режима.

#### **2.4 Методика расчета количества ингибитора, необходимого для предупреждения гидратообразования для месторождений сеноманского газа**

Для проведения нормирования расхода и определения ПДС метанола в качестве исходных данных используются значения пластового давления «Р<sub>пл</sub>» и давление газа в конце шлейфа «Р<sub>к.ш.</sub>», а так же соответствующие значения температуры «t<sub>пл</sub>» и «t<sub>к.ш.</sub>».

Далее представлен пошаговый алгоритм расчета количества метанола:

1. Температура гидратообразования сеноманского газа является функцией давления и имеет вид (формула 2.1.):

$$t_{гидр} = 273,15 \frac{\text{Lg}P_{к.ш.} - 0,415}{13,71 - \text{Lg}P_{к.ш.}}, \quad (2.1)$$

где t<sub>гидр</sub>- температура гидратообразования, °С.

2. Требуемое снижение температуры гидратообразования определяется по формуле 2.2:

$$\Delta t = t_{гидр} - t_{газ}, \quad (2.2)$$

где  $\Delta t$ - требуемое снижение температуры гидратообразования, °С;

$t_{\text{газа}}$ - температура газа в конце «защищаемого» участка, °С.

3. Значение концентрации метанола в водном растворе, обеспечивающее заданное снижение температуры, определяется по преобразованной формуле Гаммершмидта (формула 2.3.):

$$C_2 = 100 \frac{M_m * \Delta t}{M_m * \Delta t + 1295}, \quad (2.3)$$

где  $C_2$ - концентрация метанола в водном растворе, %масс.;

$M_m$  - молекулярная масса метанола (32 г/моль);

1295 - константа Гаммершмидта.

Надежный безгидратный режим УКПГ достигается при концентрации метанола в 1,15...1,2 раза выше по сравнению с теоретической, поэтому  $C_2$  принимается на 15-20% больше.

4. Количество содержащейся в газе жидкой воды определяется по формуле 2.5:

$$\Delta W = W_1 - W_2, \quad (2.5)$$

где  $W_1, W_2$  – количество влаги в начале и конце газопровода соответственно по уравнению Бюкачека (формула 2.6.), г/м<sup>3</sup>.

$$W = \frac{A}{10,1 * P} + B, \quad (2.6)$$

где  $W$ - количество влаги в точке газопровода, г/м<sup>3</sup>;

$P$ -давление, МПа;

$A$  и  $B$ - коэффициенты, определяемые по таблице 2.3.

Таблица 2.3- Значения коэффициентов  $A$  и  $B$  в уравнении Бюкачека

Температура, °С	A	B	Температура, °С	A	B	Температура, °С	A	B
0	0,145	0,00347	12	10,72	0,7670	60	152,0	0,562
-30	0,393	0,00710	18	15,75	0,1020	66	200,5	0,691
-28	0,471	0,00806	20	17,87	0,1120	68	219,0	0,741
-26	0,566	0,00921	22	20,15	0,1227	70	238,5	0,793
-24	0,677	0,01043	24	22,80	0,1343	72	260,0	0,841
-22	0,809	0,01168	26	25,50	0,1463	74	283,0	0,902
-20	0,960	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306,0	0,965
-18	1,144	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335,0	1,023

Продолжение таблицы 2.3

-16	1,350	0,01705	32	36,10	0,1 89	80	363,0	1,083
-14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394,0	1,148
-12	1,868	0,02115	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
-10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462,0	1,250
-8	2,550	0,02710	40	56,20	0,263	88	501,0	1,290
-6	2,990	0,03035	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
-4	3,480	0,03380	44	69,20	0,310	92	582,5	1,365
-2	4,030	0,03770	46	76,70	0,335	94	624,0	1,405
0	4,670	0,04180	48	85,30	0,363	96	672,0	1,445
2	5,400	0,04640	50	94,00	0,391	98	725,0	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776,0	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093,0	2,620
8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487	120	1520,0	3,410
10	9,390	0,0696	58	138,00	0,521	130	2080,0	4,390

5. Равновесное содержание метанола в газовой фазе, контактирующее с водометанольным раствором, определяется по формуле 2.7 для начала и конца участка газопровода:

$$q_{gi} = \left[ 1 - \frac{9 * C_2}{1600 - 7 * C_2} \right] * M_{oi}, \quad (2.7)$$

где  $q_{gi}$ - равновесное содержание метанола в газовой фазе, контактирующее с ВМР, г/м<sup>3</sup>;

$M_{oi}$ - количество метанола, растворяющееся в газе при данном давлении и температуре, определяемое по рисунку 2.4, г/м<sup>3</sup>.

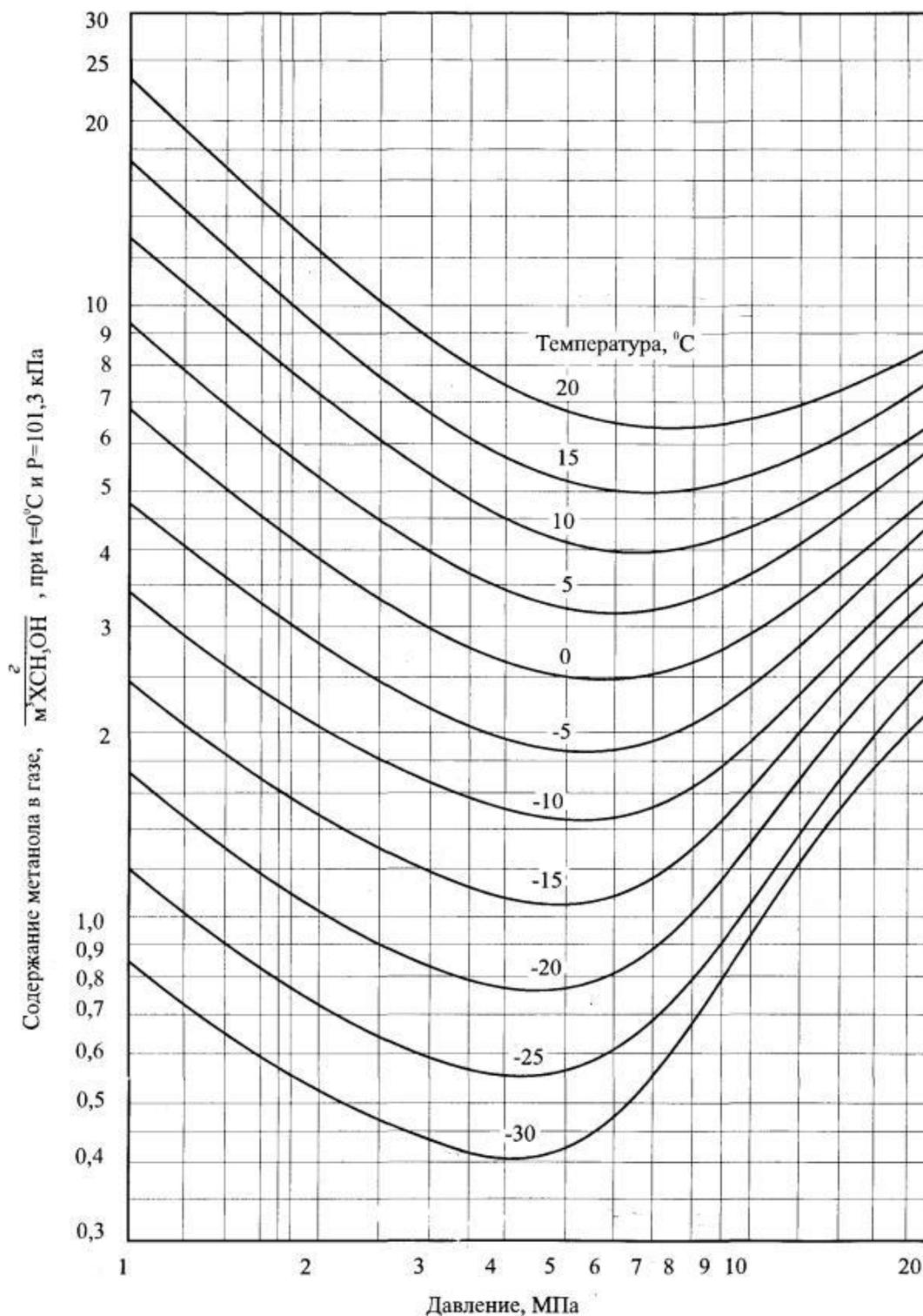


Рисунок 2.4- Растворимость метанола в газе в системе «метанол - природный газ»

6. Количество растворенного в конденсате метанола рассчитывается по уравнению 2.8 для начала и конца участка газопровода:

$$q_{ki} = 0,01 * G_k * K * \exp[0,0489 * t_i + t_i * (0,000143 * C_2^2 + 0,00486 * C_2)], \quad (2.8)$$

где  $q_{ki}$ - количество растворенного в конденсате метанола, кг/1000м<sup>3</sup>;

$t_i$ - температура в данной точке газопровода, °С;

$G_k$ - масса конденсата, содержащаяся в 1000м<sup>3</sup> газа, г/1000м<sup>3</sup>;

$K$ - коэффициент, зависящий от молекулярной массы углеводородного конденсата (формула 2.9):

$$K = 0,000143 * M_k^2 - 0,0414 * M_k + 3,714, \quad (2.9)$$

где  $M_k$ - молекулярная масса конденсата.

7. Расчетная зависимость для определения удельного расхода метанола, вводимого в поток газа для предупреждения гидратообразования на «защищаемом» участке, имеет вид (формула 2.10):

$$G = \frac{\Delta W * C_2}{C_1 - C_2} + \frac{100 - C_2}{C_1 - C_2} (q_{e1} - q_{e2} + q_{k1} - q_{k2}), \quad (2.10)$$

где  $G$ - удельный расход метанола, вводимого в поток газа, кг/1000м<sup>3</sup>;

$C_1$ - концентрация закачиваемого метанола (обычно 90...95%масс.) [12].

8. При минерализации воды свыше 30 - 40 мг/л необходимо учитывать снижение температуры гидратообразования, обусловленное присутствием растворенных в воде солей. По причине содержания в пластовой воде растворенных солей следует учитывать вклад минерализации раствора в понижение температуры гидратообразования. Значение минерализации выносимой пластовой воды сеноманских залежей не превышает 15–20 г/л. При таком значении минерализации происходит некоторое понижение температуры замерзания раствора (пластовой воды). Наглядно это можно проследить на графике зависимости температуры замерзания пластовой воды от минерализации раствора, представленном ниже (рис. 2.5.):

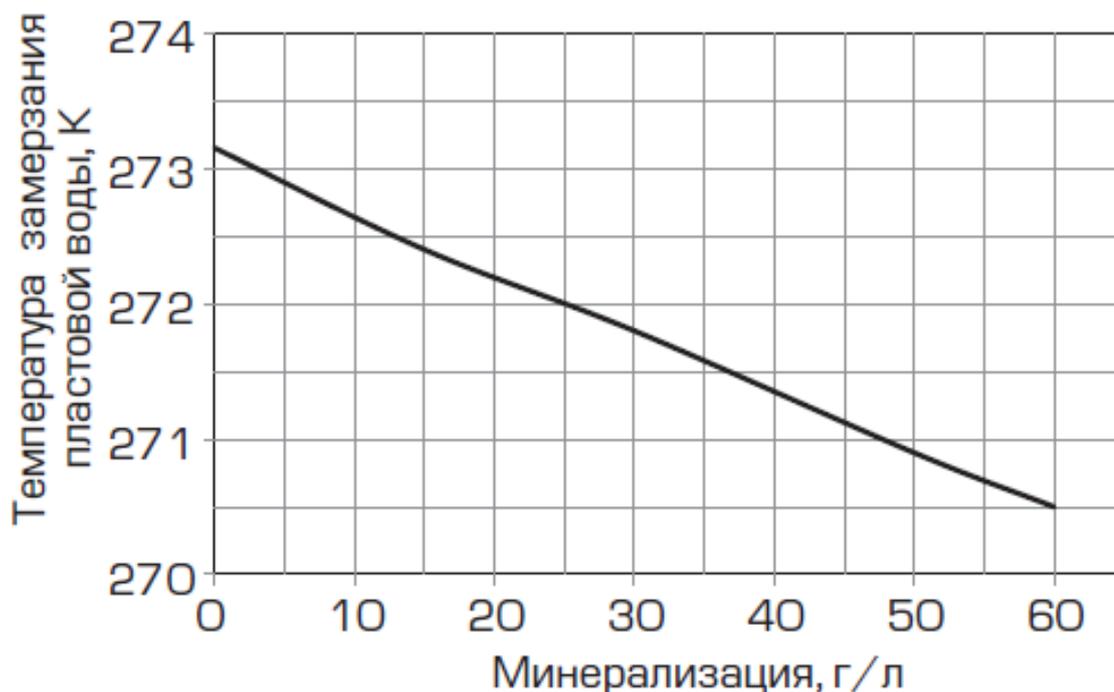


Рисунок 2.5- Зависимость температуры замерзания пластовой воды от её минерализации (для месторождений Западной Сибири)

По графику, представленному на рисунке 2.5, видно, что замерзание пластовой воды при минерализации равной 15 г/л начинается при температуре 272,4 К ( $-0,7^{\circ}\text{C}$ ).

Таким образом, в определение значения  $\Delta T$  вносят вклад температуры замерзания водного раствора метанола и минерализованной воды в конце шлейфа. Строго говоря, для учета минерализации следует уменьшить значение  $\Delta T$  на несколько десятых градуса (поскольку минерализация водной фазы в конце шлейфа ниже, чем минерализация пластовой воды). Применительно к сеноманским залежам месторождений Западной Сибири практически можно и не учитывать минерализацию водной фазы в конце шлейфа (создавая при этом небольшой запас по концентрации метанола, чаще всего 15 – 20%). Тогда как при высоких значениях минерализации пластовых вод схема расчета расхода метанола на предупреждение льдо- и гидратообразования существенно меняется[13].

## 2.5 Вывод

В условиях Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения с целью предупреждения и борьбы с гидратами наиболее целесообразно ингибирование и, по возможности, поддержание безгидратного режима эксплуатации.

В настоящее время предложено большое количество антигидратных реагентов, но для того, чтобы выбрать наиболее подходящий ингибитор для определенных условий месторождения необходимо учитывать следующие факторы:

- Климатические условия месторождения;
- Предполагаемый удельный расход ингибитора;
- Его стоимость и условия доставки;
- Технологические особенности использования;
- Возможность регенерации реагента [1].

На основании характеристик, представленных в таблице 2.4, можно сделать вывод о том, что для Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения в качестве ингибитора гидратообразования наиболее применим метанол, так как он обладает следующими важными преимуществами:

- Высокая антигидратная активность (показывает практически наибольшее снижение температуры гидратообразования среди других ингибиторов);
- Низкая температура замерзания (особенно актуально в условиях крайнего севера);
- Очень малая вязкость;
- Малая растворимость в нестабильном конденсате;
- Некоррозионность раствора метанола;
- Простая система регенерации;
- Сравнительно низкая стоимость.

Таблица 2.4- Характеристики ингибиторов гидратообразования

Характеристика	Описание		
	Метанол	Хлорид кальция	Диэтиленгликоль (ДЭГ)
Внешний вид	Прозрачная жидкость	Белые кристаллы	Прозрачная вязкая жидкость
Температура замерзания, °С	минус 97,6	20%-ный раствор замерзает при минус 18,57 °С, 30%-ный — при минус 48 °С	минус 7,8
Температура вспышки, °С	6	-	124
Плотность, 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,792	2,15	1,118
Вязкость, 25 °С, сПз (мПа*с)	0,544	-	35,6
Примерная стоимость, р/тонна	28000	21000	75000

На ряду с преимуществами, использование метанола при ингибировании имеет и ряд недостатков, требующих особые условия использования и хранения:

- Очень высокая токсичность для организма человека и пожароопасность;
- Возможно выпадение солей при контакте с сильно минерализованной пластовой водой;
- Может наблюдаться повышенный расход, связанный с высокой растворимостью в сжатом природном газе из-за высокой упругости паров.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Гейнц Константин Владимирович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
<i>Планирование и формирование бюджета исследований</i>	Определение эксплуатационных затрат
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет сравнительной эффективности технологий

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. *Оценка конкурентоспособности технических решений*
2. *Матрица SWOT*

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	04.03.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6П	Гейнц Константин Владимирович		

### 3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе рассматривается экономическая эффективность работ по борьбе с гидратообразованием на Заполярном месторождении на основе решений, приведённых в технологической части работы.

Далее приведены: анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, определение этапов работ, определение трудоемкости работ, определение затрат на проектирование, определение эксплуатационных затрат использования метанола и хлорида кальция в качестве ингибиторов гидратообразования.

В качестве исходных данных возьмем следующие значения:

- Стоимость тонны метанола,  $C_{\text{CH}_3\text{OH}} - 28$  тыс. руб/т;
- Стоимость тонны хлорида кальция,  $C_{\text{CaCl}_2} - 21$  тыс. руб/т;
- Количество метанола,  $M_{\text{CH}_3\text{OH}} - 45,6$  т.;
- Количество хлорида кальция,  $M_{\text{CaCl}_2} - 246,4$  т.;
- Стоимость аренды агрегата для заправки ингибиторных емкостей,  $C_a - 2$  тыс. руб./ч;
- Объем емкости,  $V_e - 0,033$  м<sup>3</sup>;
- Плотность метанола,  $\rho_{\text{CH}_3\text{OH}} - 791,8$  кг/м<sup>3</sup>;
- Плотность хлорида кальция,  $\rho_{\text{CaCl}_2} - 1335$  кг/м<sup>3</sup>.

#### **Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений**

Ингибиторы гидратообразования предназначены для применения в нефтяной и газовой промышленности в качестве средства для борьбы с газовыми гидратами в системах сбора и в промысловой обработке газа и нефти в процессе обработки газоконденсатных скважин, газопроводов и насосов для перекачки сырого газа.

Для ингибирования в подавляющем большинстве используется метанол, так как его использование является наиболее эффективным и менее затратным. Но так же существуют и другие популярные ингибиторы гидратообразования: хлорид кальция и диэтиленгликоль. Характеристики наиболее часто применяемых ингибиторов для наглядного сравнения представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Характеристики ингибиторов гидратообразования

Характеристика	Описание		
	Метанол	Хлорид кальция	Диэтиленгликоль (ДЭГ)
Внешний вид	Прозрачная жидкость	Белые кристаллы	Прозрачная вязкая жидкость
Температура замерзания, °С	минус 97,6	20%-ный раствор замерзает при минус 18,57 °С, 30%-ный — при минус 48 °С	минус 7,8
Температура вспышки, °С	6	-	124
Плотность, 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,792	2,15	1,118
Вязкость, 25 °С, сПз (мПа*с)	0,544	-	35,6
Примерная стоимость, р/тонна	28000	21000	75000

### **Сравнение экономической эффективности метанола и хлорида кальция**

Чтобы сравнить экономическую эффективность различных ингибиторов, проведем экономический расчет стоимости использования

технологии каждого ингибитора. Экономический расчет будем проводить по следующим формулам:

1. Суммарные расходы (P) вычисляются путем сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата:

$$P = P_{II} + P_A, \text{ руб.}$$

2. Расходы на ингибитор определяются по следующей формуле:

$$P_{II} = C_{II} + M_{II}, \text{ руб.}$$

3. В среднем, на заправочном агрегате можно заправить в час две метанольные емкости. Представим объем заправки за час следующей формулой:

$$V_{\text{ч}} = 2 * V_E, \text{ м}^3$$

4. Выполняем расчет общего времени работы данного агрегата по следующей формуле:

$$T_A = \frac{V_{\text{из}}}{2 * V_E}, \text{ час.}$$

где  $V_{\text{из}}$  – это объем ингибитора для заправки, рассчитываемый по формуле:  $V_{\text{из}} = M\rho, \text{ м}^3$ .

5. Расходы на аренду агрегата рассчитывается по следующей формуле:

$$P_A = C_A * T_A, \text{ руб.}$$

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

$$A = P_A, \text{ руб.}$$

Проведем расчеты:

Метанол:

1. Определим расходы на метанол:

$$P_{\text{CH}_3\text{OH}} = C_{\text{CH}_3\text{OH}} * M_{\text{CH}_3\text{OH}} = 28 * 45,6 = 1276,8, \text{ тыс.руб.}$$

2. Найдем объем метанола для заправки:

$$V_{\text{CH}_3\text{OH}} = M_{\text{CH}_3\text{OH}} * \rho_{\text{CH}_3\text{OH}} = 45,60,7918 = 57,59, \text{ м}^3$$

3. Определим объем заправки за один час:

$$V_q = 2 * 0,033 = 0,066, \text{ м}^3$$

4. Найдем общее время работы машины:

$$T_{CH_3OH} = 57,59 / 0,066 = 872,58, \text{ ч}$$

5. Определим расходы на аренду агрегата:

$$P_{A_{CH_3OH}} = 2 * 872,58 = 1745,16, \text{ тыс.руб}$$

6. Вычислим суммарные расходы:

$$P_{общие} = P_{CH_3OH} + P_{A_{CH_3OH}} = 1276,8 + 1745,16 = 3021,96, \text{ тыс.руб.}$$

Хлорид кальция:

1. Определим расходы на хлорид кальция:

$$P_{CaCl_2} = C_{CaCl_2} * M_{CaCl_2} = 21 * 246,4 = 5174,4, \text{ тыс.руб.}$$

2. Найдем объем метанола для заправки:

$$V_{CaCl_2} = M_{CaCl_2} * \rho_{CaCl_2} = 246,41,335 = 184,57, \text{ м}^3$$

3. Определим объем заправки за один час (4.3):

$$V_q = 2 * 0,033 = 0,066, \text{ м}^3$$

4. Найдем общее время работы машины (4.4):

$$T_{CaCl_2} = 184,57 / 0,066 = 2796,50, \text{ ч}$$

5. Определим расходы на аренду агрегата (4.6):

$$P_{A_{CaCl_2}} = 2 * 2796,50 = 5593,10, \text{ тыс.руб.}$$

6. Вычислим суммарные расходы:

$$P_{общие} = P_{CaCl_2} + P_{A_{CaCl_2}} = 5174,4 + 5593,10 = 10767,41, \text{ тыс.руб.}$$

Из расчета экономических затрат можно сказать, что затраты на применение хлорида кальция почти в 3 раза превышают затраты на применение метанола, это связано с тем, что необходимо хлорида кальция необходимо для предупреждения гидратообразования в 5,37 раз больше, чем метанола. Отсюда можно сделать вывод о том, что применение метанола для борьбы с гидратообразованием более экономически выгодно, чем использование хлорида кальция, несмотря на то, что оптовая цена последнего на 25% ниже. Результаты расчета представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2- Результаты расчета

Показатель	Ед.изм.	Метанол	Хлорид кальция
Стоимость ингибитора	тыс. руб/т	28,00	21,00
Расходы на ингибитор	тыс. руб.	1276,80	5174,40
Вес ингибитора для заправки	т	45,60	246,40
Объем ингибитора для заправки	м <sup>3</sup>	57,59	184,57
Стоимость аренды машины для заправки ингибитора	тыс. руб/ч	2,00	2,00
Расходы на аренду агрегата	тыс. руб.	1745,16	5593,10
Объем заправки на 1 час	м <sup>3</sup>	0,066	0,066
Общее время работы машины	ч	872,58	2796,50
<b>Итого расходов</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>3021,96</b>	<b>10767,41</b>

### Расчет амортизации основных средств

Размер амортизации основных средств определяется исходя из балансовой стоимости основных средств и общей нормы амортизации. Расчет амортизации на примере метанольной установки представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3- Расчет амортизации основных средств

Наименование	Первоначальная стоимость, руб.	Норма амортизации	Сумма амортизации, руб.
Метанольная установка	2135000	0,166	355833,33
Итого:			355833,33

## Расчет численности персонала и фонда оплаты труда при эксплуатации метанольной установки

Для обслуживания блока подачи метанола необходима численность персонала в составе двух человек: оператор по добыче нефти и газа 5-го разряда и оператор КИПиА. Расчет заработной платы персонала представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4- Расчет фонда оплаты труда

Должность	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Отработано часов	Тарифный фонд оплаты труда, руб.
Оператор ДНГ	5	180,63	1902	343739
Оператор КИПиА	4	203,5	1902	387260,5
Итого:				730999,5

Положенные надбавки и доплаты к заработной плате представлены в таблице 3.5:

Таблица 3.5- Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	0,7
Северная надбавка	0,8
Доплата за вредность	0,05
Премия	0,25

В соответствии с премиальным положением определяем размер премии:

$$Pr = 730999,5 * 0,25 = 182,7 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем размер северных и районных льгот а также доплату за вредность:

$$Ck = (730999,3 + 182700) * 0,8 = 687759,5 \text{ руб.}$$

$$Pk = (730999,3 + 182700) * 0,7 = 601789,5 \text{ руб.}$$

$$\text{Вред} = (730999,3 + 182700) * 0,05 = 45,7 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем годовой фонд оплаты труда рабочих:

$$\Phi OT = 730,999 + 182,7 + 687,759 + 601,789 + 45,7 = 2248,947 \text{ тыс.руб.}$$

## SWOT-анализ

SWOT-анализ – Strengths (сильные стороны), Weakness (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

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

1. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентноспособную сторону проекта. Они свидетельствуют о том, что у проекта есть отличительное преимущество или особые ресурсы, являющиеся особенными с точки зрения конкурентности. При формировании сильных сторон, следует задавать следующие вопросы:

- Какие технические преимущества вы имеете по сравнению с конкурентами?
- Что участники проекта умеют делать лучше всех?
- Насколько проект близок к завершению по сравнению с конкурентами?

2. Слабые стороны – это недостаток, упущение или ограниченность проекта, которые каким-либо образом препятствуют достижению цели. При формировании слабых сторон, следует задавать следующие вопросы:

- Что можно улучшить?
- Что делается плохо?
- Чего следует избегать?

3. Возможности. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта. При формировании возможностей, следует задавать следующие вопросы:

- Каковы возможности на рынке?
- В чем состоят благоприятные рыночные возможности?
- Какие интересные тенденции отмечены?

4. Угроза. Она представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности.

Таблица 3.6- Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокая рентабельность</li> <li>2. Полнота исследования</li> <li>3. Высокая эффективность</li> </ol>	<p>Слабые стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Длительное проведение эксперимента.</li> <li>2. Низкий спрос.</li> <li>3. Учет особенностей конкретного объекта разработки</li> </ol>
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Совершенствование технологии</li> <li>2. Уменьшение удельного расхода ингибитора</li> <li>3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон</li> </ol>		
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Появление конкурентных решений</li> </ol>		

2. Метанол является ядом для организма		
3. Начало безгидратного режима и, как следствие, неактуальность исследования		

**Второй этап.** В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7- Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	-	0	+
	B3	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 3.7 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1C2C3, B2C1C3, B3C1C3.

Таблица 3.8- Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	+
	B2	0	-	0
	B3	-	0	+

При анализе интерактивной таблицы 3.8 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл1Сл3, B3Сл3.

Таблица 3.9- Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 3.9 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У2С2, У3С2С3.

Таблица 3.10- Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 3.10 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2, У2Сл2Сл3, У3Сл1Сл2.

**Третий этап.** В рамках данного этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 3.11).

Таблица 3.11- Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокая рентабельность</li> <li>2. Полнота исследования</li> <li>3. Высокая эффективность</li> </ol>	<p>Слабые стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Длительное проведение эксперимента.</li> <li>2. Необходимость регенерации метанола</li> <li>3. Необходимость учета особенностей конкретного объекта разработки.</li> </ol>
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Совершенствование технологии</li> </ol>	<p>Высокая рентабельность и высокая эффективность позволит и дальше</p>	<p>Актуальность и эффективность технологии показывает</p>

<p>2. Уменьшение удельного расхода ингибитора</p> <p>3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон</p>	<p>развиваться данной технологии</p>	<p>оправданность данного метода, несмотря на некоторые слабые стороны</p>
<p>Угрозы:</p> <p>1. Появление конкурентных решений</p> <p>2. Метанол является ядом для организма</p> <p>3. Начало безгидратного режима и, как следствие, неактуальность метода</p>	<p>Высокая рентабельность и эффективность, при сравнительно малых затратах, в ближайшее время вряд ли дадут заменить данный метод новым решениям</p>	<p>Необходимость учета условий конкретного месторождения и начало безгидратного режима могут стать существенной угрозой для проекта</p>

В данном разделе были приведены некоторые характеристики различных ингибиторов гидратообразования, проведен их сравнительный анализ экономической эффективности, произведен расчет численности персонала и фонда оплаты труда при эксплуатации метанольной установки и выполнен SWOT-анализ, который показал сильные и слабые стороны, а так же возможности и угрозы метода. В ходе проведения сравнительного анализа экономической эффективности было определено, что метанол является более эффективным ингибитором гидратообразования, чем хлорид кальция при равных условиях.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Гейнц Константин Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Комплексный подход к выбору метода борьбы с гидратообразованием на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНО)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является система сбора и подготовки газа и газоконденсата. Рабочая зона Оператора ДНГ располагается в специально оборудованных цехах, где работник занимается непосредственно своими обязанностями. Область применения объекта – газодобывающая отрасль.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>2.1. Проанализировать выявленные вредные и опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;</li> <li>2.Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении;</li> <li>3.Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении;</li> <li>4.Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>5.Электробезопасность;</li> <li>6. Работа с оборудованием под давлением;</li> <li>7.Пожаробезопасность и взрывобезопасность.</li> </ol> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>

<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (пары природного газа и метанола);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (разлитие буровых растворов и химических агентов).</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Гейнц Константин Владимирович		

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Социальная ответственность - сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Работы включают в себя следующие технологические операции: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в систему сбора и подготовки продукции, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

### **4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

К работам на производственных объектах допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в условиях Крайнего Севера и с учетом вредных и опасных производственных факторов, прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При работе в условиях крайнего севера, или регионах приближенным к условиям крайнего севера, к размеру заработной платы персонала добавляются так же определённые коэффициенты, согласно статьям трудового кодекса 316 «Районный коэффициент к заработной плате» и 317 «Процентная надбавка к заработной плате», так же «Предоставления ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска», согласно статье 321.

Рабочая площадка оператора представляет собой кустовую площадку расположенную на определённом удалении от основного места пребывания. Кустовая площадка оборудована блоком управления погружного

оборудования, автоматической групповой замерной установкой, а так же сетью фонтанных арматур со специально установленными площадками для удобства и безопасности выполнения оператором необходимых технологических операций, согласно нормам технологического проектирования объектов сбора, транспортировки, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников.

## **4.2 Производственная безопасность**

### **4.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов**

Для начала необходимо понять, что есть вредные производственный фактор, а что опасный производственный фактор.

Вредный производственный фактор – это фактор трудового процесса или среды, воздействие которого на при определенных условиях на работника может вызвать профессиональное заболевание, снижение работоспособности.

Опасный производственный фактор – это фактор, способный стать причиной острого заболевания, резкого ухудшения здоровья или летального исхода.

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ, представленных в таблице 4.1.

Таблица 4.1- Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Подача метанола в возможные места образования гидратной пробки на промысле; 2. Работа с машинами и механизмами 3. Установка и снятие заглушек;	1.Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 2.Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении 3.Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении 4.Недостаточная освещенность рабочей зоны	1.Электробезопасность; 2.Работа с оборудованием под давлением; 3.Пожаробезопасность и взрывобезопасность	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.008-76

### **Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ**

Для предотвращения газогидратных пробок на ЗГКМ используется метанол, который представляет большую опасность производства для обслуживающего персонала и населения. Метанол - сильный яд, действующий на нервную и сосудистую системы, слизистую оболочку дыхательных путей. Отравление при приеме внутрь и при вдыхании паров. Небольшое количество метанола (до 10-15г) приводит к тяжелым отравлениям. ПДК для данного вещества указана в таблице 4.2. При работе с метанолом необходимо соблюдать требования техники безопасности согласно ГОСТ 12.1.007-76.

## **Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении**

Нормы производственного микроклимата установлены в ССБТ ГОСТ 12.1.005-88. Они едины для всех производств и всех климатических зон с некоторыми незначительными отступлениями.

В этих нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в зависимости от способности организма человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производимой работы и характера тепловыделений в рабочем помещении.

Таблица 4.2- Характеристики пожаро-, взрывоопасных и токсических свойств сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции	Агрегатное состояние при рабочих условиях	Класс опасности ГОСТ 12.1.007-76	Температура, °С			Концентрационные пределы, % об.		Характеристика токсичности (воздействия на организм человека)	ПДК веществ в воздухе рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88[2]), мг/м <sup>3</sup>
			Вспышки	Воспламенения	Самовоспламенения	Ниж	Верх		
Газ природный	Газ	4	минус 191		537	5	15	Действует удушающе при незначительном, менее 18%, содержании O <sub>2</sub> в воздухе. Вызывает расстройство нервной системы	300
ДЭГ	Жидкость	3	123	133 - 203	380	1.05	22.07	При приеме внутрь - яд. Возможны хронические отравления при вдыхании паров	10
Метанол	ЛВЖ	3	6		440	6	34	Сильный яд, действует на нервную и сосудистую системы, слизистую оболочку дыхательных путей. Отравление при приеме внутрь и при вдыхании паров.	5
Конденсат газа	ЛВЖ	4	Меньше минус 40		287	1.4	7.7	Действует на центральную нервную систему. При длительном вдыхании паров в концентрациях значительно превышающих ПДК, появляется головокружение, тошнота, головная боль и слабость, а при значительных концентрациях может наступить отравление. Может вызвать заболевания: дерматит и экзему.	300
Керосин	ЛВЖ	4	28	25 - 105	230	1.8	8	Керосин является малоопасным продуктом. В помещениях для хранения керосина не допускается хранить кислоты, баллоны с кислородом и другие окислители.	300

В рабочей зоне производственного помещения согласно ГОСТ 12.1.005-88 могут быть установлены оптимальные и допустимые микроклиматические условия.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 12-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 4.3, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года. Таблица 4.3- Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

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

Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 4.1 применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:
  - при категориях работ Ia и Ib – 4° С;
  - при категориях работ IIa и IIб – 5° С;
  - при категории работ III – 6° С.

### **Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении**

При подготовке природного газа к транспортировке должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности должны проводиться замеры воздушной среды в производственных помещениях, а при появлении загазованности - приниматься меры по ее устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м<sup>3</sup> (таблица 4.2) работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

Во всех производственных помещениях установлены приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением. В производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление

больших количеств горючих газов, аварийная вентиляция совместно с основными системами обеспечивает дополнительный воздухообмен.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

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

### **Электробезопасность**

Все производственные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79.

Согласно ПОТ Р М-016-2001 установлено 5 квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

### **Работа с оборудованием под давлением**

Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением - возможность их разрушения под действием давления рабочей среды. При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и

пожаров и гибели людей. Мощность физических взрывов сосудов весьма велика. Например, мощность взрыва сосуда вместимостью  $1\text{ м}^3$ , находящегося под давлением воздуха, равным 1 МПа, составляет 13 МВт.

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

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа ( $0,7\text{ кгс/см}^2$ ); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше  $115^\circ\text{C}$  или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа.

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

### **Пожаробезопасность и взрывобезопасность**

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-98.

На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 %об. (таблица 4.2). Для взрыво- и

пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ.

Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

#### **4.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия**

##### **Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ**

Средства индивидуальной защиты для предотвращения отравления метанолом: противогаз с коробкой марки А, резиновые сапоги и перчатки.

Пролитый при авариях или других случаях метанол смывается большим количеством воды, но не менее 2-х объемов.

Фланцевые соединения на трубопроводах метанола окочушиваются и пломбируются.

##### **Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении**

В соответствии с требованиями ст. 221 ТК Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированные специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты.

## **Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении**

Для защиты от воздействия природного газа, действующего удушающе в больших концентрациях, используют следующие индивидуальные средства защиты: фильтрующий противогаз с коробкой марки АХ или В, изолирующие противогазы марки РКК-1 и КИП-7.

## **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

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

В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без пульсаций. Осветительные установки долговечны и безопасны.

Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения.

## **Электробезопасность**

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения,

блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями.

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

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

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

Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы транспортируются по трубопроводам с малыми скоростями.

Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

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

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

## **Работа с оборудованием под давлением**

Конструкция сосудов должна быть надежной, обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность осмотра, очистки, промывки, продувки и ремонта сосудов.

Так, сосуды с внутренним диаметром более 800 мм должны иметь люки, а с диаметром менее 800 мм - лючки в местах, доступных для обслуживания.

## **Пожаробезопасность и взрывобезопасность**

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

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

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01.

Проведение пожароопасных работ (электро- и газосварка, бензорезка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности.

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

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

При возникновении пожара, кроме централизованного отключения вент.систем, предусмотрена их автоматическая блокировка, за исключением вент.систем обслуживающих тамбур шлюзы, на канализационных сетях промстока установлены гидрозатворы.

Все здания предусмотрены третьей степени огнестойкости согласно СНиП 21-01-97. В зданиях с помещениями категории «А» предусмотрены наружные легко сбрасываемые конструкции, площадь которых составляет не менее 0,05 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> объема взрывоопасного помещения.

В производственных помещениях, в качестве средств пожаротушения применяются: вода, углекислый газ, порошок в соответствии с техническими требованиями и технико-экономическими обоснованиями.

### **4.3 Экологическая безопасность**

Особое отрицательное воздействие на природные ресурсы и компоненты окружающей среды оказывают вредные факторы, представленные в таблице 4.4, где также описаны основные природоохранные мероприятия. Таблица 4.4- Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации систем подачи химических веществ

<b>Природные ресурсы и компоненты окружающей среды</b>	<b>Вредные воздействия</b>	<b>Природоохранные мероприятия</b>
Атмосферный воздух	Выбросы продуктов сгорания природного газа	Тщательный контроль за оборудованием

Продолжение таблицы 4.4

Вода и водные объект	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства)
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химическими веществами	Отправление отходов на полигон для их дальнейшей утилизации.
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание.

### **Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

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

Окись углерода и окислы азота выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, отработке скважин.

Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества

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

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

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;
- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ;
- утилизацию промстоков путем закачки их в поглощающие горизонты вместо сжигания с природным газом на ГФУ.

### **Мероприятия по охране водных объектов**

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

В связи с ограниченной способностью водоемов Крайнего Севера к самоочищению, обусловленной низкими температурами и коротким летом, практически все хозяйственно-бытовые стоки в ООО "Газпром добыча Ямбург"

подвергаются биологической очистке до нормативных требований на канализационно- очистных сооружениях (КОСах).

Промышленные стоки, содержащие значительные количества загрязняющих веществ, не поддающихся эффективной очистке, утилизируются закачкой в пласт, а в аварийных случаях сжигаются на горизонтальных факельных установках.

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

Регулярному контролю подвергается вода Обской губы, являющейся источником питьевого водоснабжения объектов ООО "Газпром добыча Ямбург".

### **Мероприятия по охране литосферы**

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

С целью предотвращения загрязнения почв ООО «Газпром добыча Ямбург» осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий Заполярного НГКМ, универсальной травосмеси;

- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома на отдельно отведенных площадках;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимней период; ведомственной лабораторией предприятия (НИЛ ООСнПС) планомерно производится контроль экологического состояния территории промысла, промзоны, жилых поселков.

Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение безопасности экологичности производственных процессов, применяемых в ООО "Газпром добыча Ямбург", достаточно эффективен для надежной эксплуатации объектов УКПГ и грамотного проведения работ по предотвращению и ликвидации гидратов.

#### **4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В Ямало-Ненецком автономном округе характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, сильные морозы, метели и снежные заносы.
- техногенного характера: пожары, взрывы, отключение электроэнергии, аварии с выбросом (угрозой выброса) аварийно химически опасных веществ.

На газовом промысле велика угроза выброса горючего природного газа вследствие неисправности применяемого оборудования, применения неправильных и опасных приемов работы, неудовлетворительной постановки обучения и инструктажа рабочих, не использования защитных средств и

приспособлений по технике безопасности, что может привести к возгоранию и, впоследствии, к взрыву.

В связи с этим необходимо категорически запрещать курение в производственных помещениях и на территории УКПГ; производство огневых работ допускать только по специальному письменному разрешению; не разрешать проверять зажигание "на искру" во взрывоопасных помещениях; в случае выхода из строя постоянного взрывобезопасного освещения разрешать пользоваться только взрывобезопасными фонарями шахтного типа; ремонт электропроводки и смена ламп во взрывоопасных помещениях разрешать только при обесточенной линии; категорически запрещать определять утечки или наличие газа в помещении при помощи огня; при производстве работ во взрывоопасных помещениях запрещать применение ударных стальных слесарных и кузнечных инструментов; ударные инструменты должны быть изготовлены из цветных металлов (медь, латунь, бронза); запрещать хранение в производственных помещениях промасленных обтирочных материалов, т.к. возможно их самовозгорание.

Этот комплекс мероприятий обеспечивает безопасное ведение процесса и защиту обслуживающего персонала.

Для ликвидации аварии следует точно определить место утечки, локализовать опасный участок, далее следовать плану ликвидации возможных аварий и пожаров, который разработан для каждого цеха.

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относятся:

- осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от ЧС;
- организация защиты населения и его жизнеобеспечения в ЧС;
- обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в ЧС;
- организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время гидраты и методы борьбы с ними широко изучены и технология ингибирования направлена на увеличение эффективности применения ингибитора – снижение удельного расхода. Чаще всего в районах Крайнего Севера в качестве ингибитора используется метанол.

В данной бакалаврской работе был произведен анализ существующих методов предупреждения и борьбы с гидратообразованием, выявлены достоинства и недостатки каждого рассмотренного метода и выбран наиболее подходящий метод для условий Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. При анализе существующих методов были сделаны следующие выводы:

1. Для того, чтобы использовать метод более эффективно, нужно знать значения важных показателей, таких как:

- Температура в газопроводе;
- Давление в газопроводе;
- Влажность в газе;
- Количество жидкой воды в газопроводе и ее минерализация;

2. Комплексное использование методов помогает добиться той же эффективности, но при меньших затратах;

3. В настоящее время на месторождениях Крайнего Севера при ингибировании в основном применяется метанол, так как он обладает необходимыми свойствами, такими как: низкая температура замерзания, высокая ингибиторная активность, сравнительно невысокая стоимость, возможность регенерации и нетребовательность к транспортировке, поэтому метод ингибирования метанолом является приоритетным для условий Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения;

4. Наряду с полезными свойствами, использование метанола обладает и недостатками: высокая стоимость утилизации отработанных растворов, высокая токсичность для организма и пожароопасность. Высокая токсичность

и пожароопасность вызывают необходимость строгого соблюдения требований техники безопасности, чтобы свести к минимуму возможность возникновения аварийной ситуации и вероятность отравления метанолом персонала;

5. Состав добываемого природного газа, технология его подготовки и климатические условия месторождения прямым образом влияют на удельный расход ингибитора;

6. Предупреждать процесс гидратообразования намного легче и дешевле, чем бороться с образовавшимися гидратами, поэтому основное внимание необходимо уделять предупреждению, чтобы не допускать аварийных ситуаций.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газогидратных отложений в системах добычи газа и нефти. – М., ВНИИЭгазпром, 1990, 214 с.
2. Л.М. Гухман Подготовка газа северных месторождений к дальнему транспорту - Л.: Недра, 1980. – 161с.
3. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Пер. с англ. - М.: Премиум Инжиниринг, 2007. – 289 с.
4. 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.
5. Макогон Ю.Ф. газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985, 232 с.
6. Отчет по геологии и разработке Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения за 2008 год. – Н.Уренгой, 2008. – 103 с.
7. ОАО "Газпром", ООО "Газпром добыча Ямбург". Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа УКПГ-1С. – 2008. – 337 с.
8. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИИГАЗ/Газпром, 2007. – 25с.
9. Бешенцева С.А. Анализ методов предупреждения гидратообразования в трубопроводах // Вестник кибернетики. 2012. № 11.
10. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи / М. Ю. Прахова, А. Н. Краснов, Е. А. Хорошавина, Э. А. Шаловников // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн./ УГНТУ. 2016. №1. С.101-118. URL: [http://ogbus.ru/issues/1\\_2016/ogbus\\_1\\_2016\\_p101-118\\_prakhovamu\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p101-118_prakhovamu_ru.pdf) (дата обращения 15.03.17).

- 11.ОАО "Газпром", ООО "Газпром добыча Ямбург". Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа УКПГ-3С Заполярного ГНКМ. – 2003.
- 12.ВРД 39-1.13-010-2000 Инструкция по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО "Газпром"
- 13.Особенности предупреждения льдо- и гидратообразования в системах сбора газа на поздней стадии эксплуатации сеноманских залежей месторождений Западной Сибири / В. А. Истомин, В. Г. Квон, А. А. Тройникова, П. А. Нефёдов // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.* — 2016. — № 2. — С. 25–30.