

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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ С            ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ            МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.279.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Хасанов Денис Рифкатович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али углы	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты освоения ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Ю.А. Максимова  
 (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
3-2Б7Г2	Хасанову Денису Рифкатовичу

Тема работы:

Анализ способов повышения эффективности борьбы с гидратообразованием на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-10/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технологической информации по Мыльджинскому нефтегазоконденсатному месторождению. Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождениям Западной Сибири, специальная и учебная литература
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Основные факторы и механизмы формирования образования гидратов, способы предупреждения и ликвидации гидратов, анализ способов, применяемых на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении, поиск способов повышения эффективности борьбы с гидратообразованием, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение, социальная ответственность.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Обобщение и анализ современных способов и технических средств, применяемых с целью предотвращения гидратообразования	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Характеристика Мыльджинского месторождения	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Выводы и рекомендации по выбору способов борьбы с гидратообразованием в процессе эксплуатации газоконденсатных скважин	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н Гасанов Магеррам Али углы
Социальная ответственность	Старший преподаватель: Авдеева Ирина Ивановна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Обобщение и анализ современных способов и технических средств, применяемых с целью предотвращения гидратообразования	
Характеристика Мыльджинского месторождения	
Выводы и рекомендации по выбору способов борьбы с гидратообразованием в процессе эксплуатации газоконденсатных скважин	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Хасанов Денис Рифкатович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 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:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2022	Обобщение и анализ современных способов и технических средств, применяемых с целью предотвращения гидратообразования	20
12.04.2022	Характеристика Мыльджинского месторождения	20
5.05.2022	Выводы и рекомендации по выбору способов борьбы с гидратообразованием в процессе эксплуатации газоконденсатных скважин	20
11.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2022	Социальная ответственность	20

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

МГКМ – Мыльджинское газоконденсатное месторождение

УДСК – установка деэтанзации и стабилизации

АСУ – автоматизированная система управления

ПЗП – призабойная зона пласта

СПИ – срок полезного использования

ПДК – предельно – допустимая концентрация

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ЧС – чрезвычайная ситуация

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 107 страниц, 17 рисунков, 6 таблиц, и 31 источников использованной литературы.

Ключевые слова: Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (Томская область), гидратообразование, газовые гидраты, факторы образования газовых гидратов предупреждение гидратообразования, способы и технологии борьбы.

Объектом исследования является Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (Томская область).

Предметом исследования являются способы борьбы с гидратообразованием, реализуемые на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

Цель работы: провести анализ применяемых способов и технологий борьбы с гидратообразованием: оценить эффективность проводимых мероприятий и предложить возможные к реализации технологии, способствующие повышению эффективности борьбы с гидратообразованием.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены общие сведения о гидратообразовании, охарактеризован процесс образования гидратов, причины и факторы влияющие на образование гидратов, методы борьбы с ними, и возможные к применению технологии.

## **REPORT**

The final qualifying work consists of 107pages, 17 figures, 6 tables. Appendices and 31 sources of the literature used.

Keywords: Maldyzhinskoye oil and gas condensate field (Tomsk region), hydrate formation, gas hydrates, factors of formation of gas hydrates, prevention of hydrate formation, methods and technologies of control.

The object of the study is the Maldyzhinskoye oil and gas condensate field (Tomsk region).

The subject of the study is the methods of combating hydrate formation implemented at the Maldyzhinsky oil and gas condensate field (Tomsk region).

The purpose of the work: to analyze the methods and technologies used to combat hydrate formation: to evaluate the effectiveness of the measures taken and to propose possible technologies for implementation that contribute to improving the effectiveness of the fight against hydrate formation.

In the final qualifying work, general information about hydrate formation is considered, the process of hydrate formation is characterized, the causes and factors affecting the formation of hydrates, methods of combating them, and possible technologies for use.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	11
1. ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ .....	13
1.1 Общие сведения о процессе гидратообразования.....	13
1.2 Факторы и причины образования гидратов.....	16
1.2.1 Основные причины гидратообразования.....	19
1.2.2 Влияние технологических факторов на гидратообразование в газоконденсатных скважинах .....	21
1.3 Механизмы образования гидратов.....	23
1.4 Современные способы предупреждения образования гидратов на месторождении .....	25
1.5. Методы борьбы с гидратообразованием на месторождении .....	28
2. ХАРАКТЕРИСТИКА МЫЛЬДЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ...	32
2.1 Общие сведения о месторождении .....	32
2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	34
2.3 Физико-химические свойства газа .....	36
2.4 Анализ состояния проблемы гидратов на Мыльджинском месторождении .....	38
2.5 Способы борьбы с гидратообразованием, применяемые на Мыльджинском месторождении .....	39
3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН .....	51
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.1 Потенциальные потребители технологии.....	61
4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	62

4.3 SWOT-анализ .....	64
4.4 Разработка графика анализа технологии.....	66
4.5 Бюджет научного исследования .....	68
4.5.1 Расчет затрат на материалы для научного исследования.....	68
4.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования.....	70
4.5.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления.....	70
4.5.4 Расчет затрат на оплату труда .....	71
4.5.5 Расчет дополнительной заработной платы.....	73
4.5.6 Расчет отчислений во внебюджетные фонды.....	74
4.5.7 расчет накладных расходов.....	75
4.5.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы	75
4.6 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии .....	76
4.7 Вывод по экономическому разделу.....	77
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	82
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...82	
5.2 Производственная безопасность.....	84
5.3 Анализ возможных ЧС.....	95
5.4 Меры по предупреждению взрыво- и пожароопасной обстановки....99	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	103
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	105

## **ВВЕДЕНИЕ**

Одной из значительных проблем при разработке газовых месторождений в условиях холодных климатических условий является необходимость учета возможности гидратообразования.

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 стволах скважины, призабойной зоне продуктивного пласта, трубопроводах, внутрипромысловых коллекторах и шлейфах позволяют протекать явлению гидратообразования.

В целом образование гидратов приводит к серьезным осложнениям при эксплуатации газовых месторождений и даже к крупным авариям. Предупреждение и предотвращение этих осложнений при является актуальной научно-технической и производственной проблемой. На сегодняшний день подробно изучены условия образования и разложения гидратных соединений. Известны значения температур, давлений, при достижении которых вероятность гидратообразования повышается. Предложены различные модели механизма образования гидратов, изучены скорости роста гидратов при различных условиях и выявлены факторы, влияющие на скорость образования гидратов, разработаны методы расчета изменения температуры и давления при движении газа, жидкости и газожидкостных смесей в трубопроводах, а также скорости роста гидратов. Все вышперечисленное легло в основу методов борьбы с гидратообразованиями, которые можно использовать для определенных условий. Экономические затраты нефтегазовых компаний на осуществление этих методов составляет значительную часть стоимости эксплуатации газовых месторождений. Поэтому сокращение затрат на борьбу с образованием гидратов вызывает интерес многих нефтегазовых компаний мира.

Цель работы: Провести анализ существующих способов борьбы с гидратообразованием, выявить достоинства и недостатки каждого метода, а также выбрать наиболее оптимальный для условий Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для достижения цели исследования были поставлены следующие задачи:

1. Провести обобщение и анализ современных способов и технических средств, применяемых с целью предотвращения гидратообразования;

2. Дать характеристику Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения и рассмотреть способы борьбы с гидратообразованием, применяемые в условиях месторождения.

3. Сделать выводы и разработать рекомендации по выбору способов борьбы с гидратообразованием в процессе эксплуатации нефтегазоконденсатных скважин.

# **1 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ**

## **1.1 Общие сведения о процессе гидратообразования**

Процесс гидратообразования в большинстве случаев протекает на границе раздела фаз «газ - вода» при условии полного насыщения природного газа влагой, но эти же процессы могут протекать и в условиях недонасыщения природного газа парами воды.

Ряд процессов, осуществляемых в нефтедобывающей, газовой и нефтехимической промышленности, сопровождается образованием углеводородных гидратов, забивающих трубопроводы и оборудование. Для предотвращения гидратообразования необходимо знать условия образования гидратов при различных составах газовой фазы, температурах, давлениях и других параметрах, определяющих этот процесс.

Образование гидратов в стволе наблюдается как в газовых, так и нефтяных скважинах. Особенно характерно это явление при освоении и исследовании скважин, а также по другим технологическим причинам и в период их пуска. Наиболее часто гидратообразование имеет место в газовых скважинах на северных месторождениях. Это связано с низкими температурами на устье скважин из-за сравнительно медленного прогрева ствола скважины (имеет место повышенная теплоотдача в около скважинное пространство при наличии зоны ММП - многолетнемерзлые породы) и варьирования дебита в широком диапазоне.

Процесс гидратообразования может происходить как на стенке трубы (с ростом гидратных отложений и образованием пробок), так и в потоке газа [1]. Следует отметить, что процесс отложения гидратов идет достаточно быстро и сплошная пробка может образоваться уже за 5- 10 часов после пуска скважины. Особенно быстро образуются гидратные отложения при исследовании скважин

на приток по кольцевому пространству.

Необходимо отметить, что гидратообразование может проходить и в затрубном пространстве, механизм которого существенно отличается от процесса, протекающего в насосно - компрессорных трубах нефтяной скважины. Причинами различий являются: контакт межтрубного пространства с многолетнемерзлыми породами и наличие линии динамического уровня, которая определяется работой насоса. Линия динамического уровня разделяет заслонное пространство на два участка, на которых условия гидратообразования принципиально различаются. Кроме того, в межтрубном пространстве происходят рециркуляция паров воды и конденсация жидкой углеводородной фазы из газов разгазирования.

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. Внешне – это белая кристаллическая масса, похожая на снег или лёд (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Газовый гидрат

Структура газового гидрата метана представлена на рисунке 1.2.

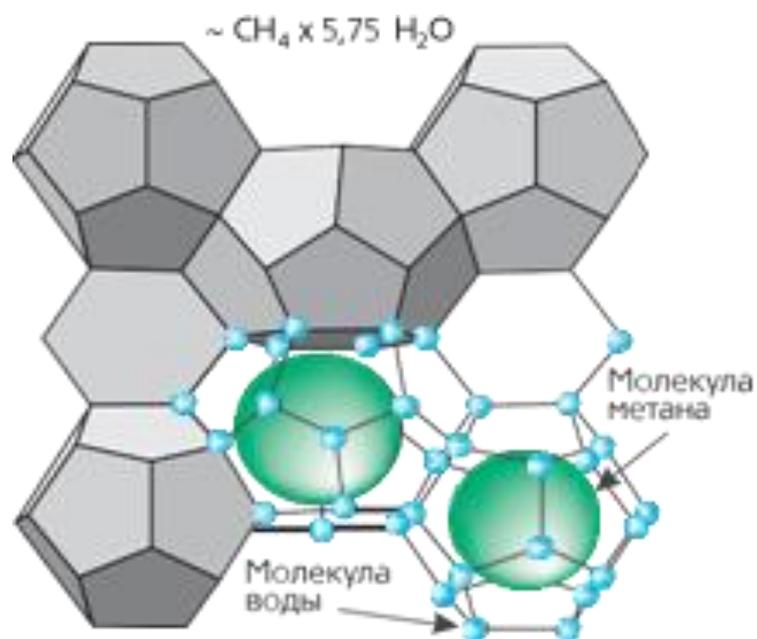


Рисунок 1.2 – Структура газового гидрата метана

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  $\text{CH}_4\text{-}6\text{H}_2\text{O}$ , этана  $\text{C}_2\text{H}_6\text{-}8\text{H}_2\text{O}$ , пропана  $\text{C}_3\text{H}_8\text{-}17\text{H}_2\text{O}$ .



Рисунок 1.3 – Образовавшаяся в трубопроводе гидратная пробка

Образовавшиеся гидраты могут закупорить ствол скважины,

газопроводы (рисунок 1.3), 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 Факторы влияющие на 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. 1.4).

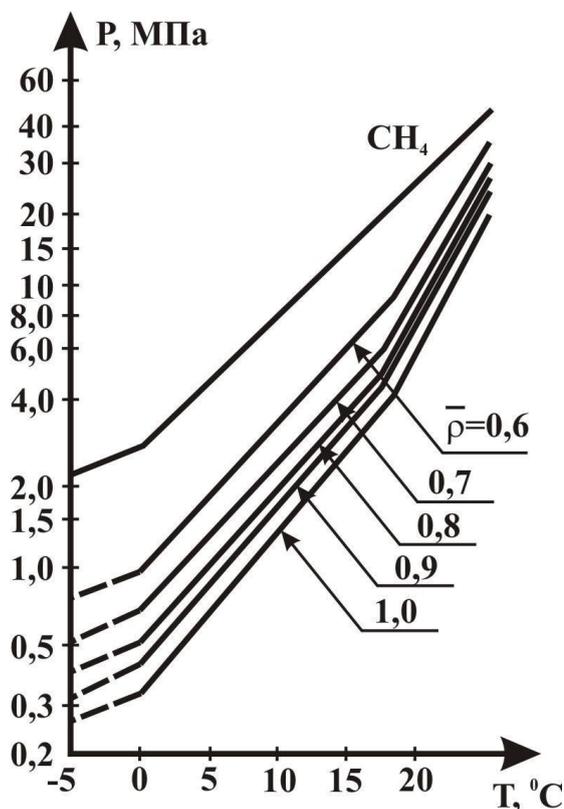


Рисунок 1.4– Условия гидратообразования природного газа в зависимости от его относительной плотности (по воздуху)

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>
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
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

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. 1.5):

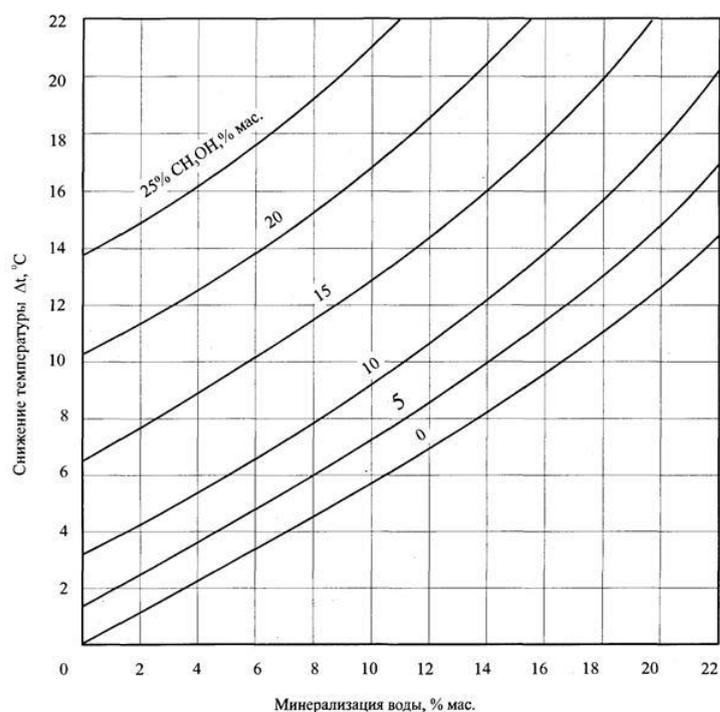


Рисунок 1.5 – Зависимость снижения температуры образования гидратов от

минерализации при различном содержании метанола в пластовой воде

Так как влажность газа является основополагающим фактором образования гидратов, то существует номограмма (рис. 1.6), 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.

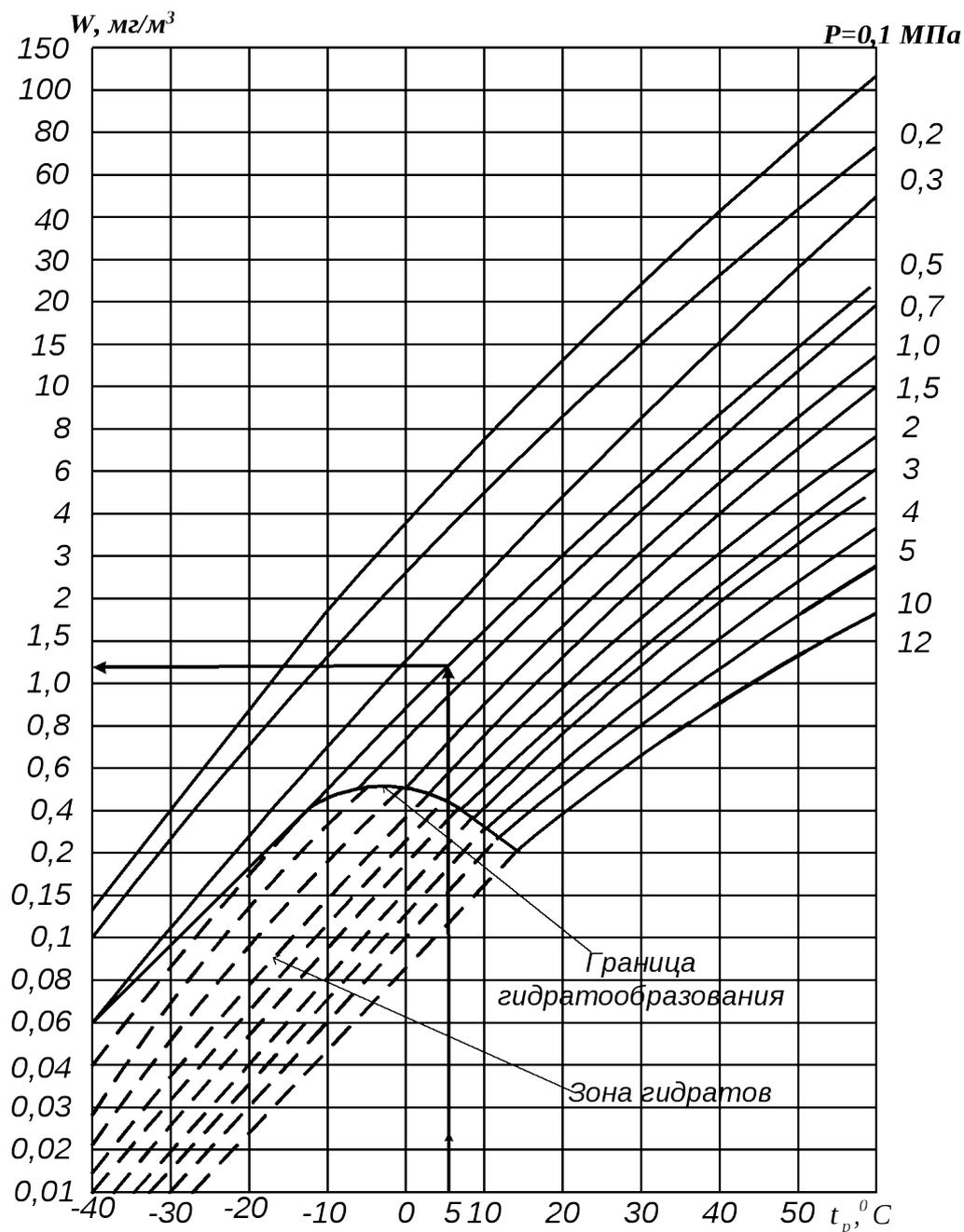


Рисунок 1.6 – Максимальное содержание водяных паров в природном газе в зависимости от давления и температуры

Явления, способствующие увеличению скорости образования гидратов представлены в таблице 1.2:

Таблица 1.2 – 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.

### 1.2.1 Основные причины гидратообразования

Основные причины образования отложений гидратов:

1. Нефтяные скважины – наличие вокруг ствола скважин вечно мерзлых пород (ВМП). Наиболее склонны к образованию отложений Г – газлифтные скважины. Интервал отложения гидратных пробок преимущественно совпадает с зоной залегания в разрезе многолетнемерзлотных пород

2. Газовые скважины – содержание влаги в пластовом газе. Содержание водяных паров в газе зависит от состава газа, давления и температуры.

На месторождениях в пластовых условиях газ находится вместе с

насыщенными парами воды. Во время добычи происходит постепенное снижение давления, что, в свою очередь, ведёт и к снижению температуры газа. В этих условиях молекулы природного газа взаимодействуют с водой с образованием твёрдых кристаллических частиц.

Гидраты представляют собой физико-химические соединения воды с углеводородными газами.

По внешнему виду гидраты похожи на рыхлый снег с желтоватым оттенком, или лёд. Это неустойчивые соединения, поэтому при нагревании или понижении давления быстро разлагаются на газ и воду.

Безгидратный режим работы оборудования возможен при условии:

$$P \leq P_p \text{ и } T \geq T_p,$$

- где  $P_p$  и  $T_p$  – равновесные давление и температура гидратообразования, которые определяются экспериментально.

Таблица 1.3 – Температура гидратообразования

Газ	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<i>i</i> -C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
$T_{кр}, ^\circ\text{C}$	21,5	14,5	5,5	1,5

Причём, чем выше давление, тем выше  $T_p$ . В условиях высокого давления гидраты не могут существовать при температуре выше критической.

Рассмотрим влияние неуглеводородных компонентов и свойств природного газа на гидратообразование.

Увеличение процентного содержания сероводорода, углекислого газа приводит к повышению равновесной температуры гидратообразования и понижению равновесного давления.

Например, при давлении 50 атм. для чистого метана температура образования гидратов составляет 60 °С, а при повышенном содержании H<sub>2</sub>S она достигает 10 °С.

Природные газы, содержащие азот, имеют более низкую температуру образования гидратов, так как в этом случае гидраты становятся менее устойчивыми.

Для образования гидратов в жидких углеводородных газах требуются

более высокое давление и более низкие температуры. В отличие от природных газов выделение гидратов в жидких углеводородных газах сопровождается увеличением давления системы (в замкнутом объёме).

Кроме того, как и в природных газах, в этом случае выделяется теплота, в результате чего повышается температура системы. Поскольку объём остаётся постоянным, с увеличением температуры в системе растёт и давление.

Разложение гидратов жидких углеводородных газов сопровождается уменьшением объёма и, следовательно, понижением давления. Причём образование гидратов в жидких углеводородах идёт несравнимо труднее, чем в газообразных. Для начала процесса, требуется выдержать систему при соответствующих условиях в течение некоторого времени в условиях равновесия. Однако при отрицательных температурах после появления мелких кристалликов льда гидраты начинают образовываться быстро. Примечательно, что гидраты жидких углеводородных газов легче воды.

При движении нефтяного и природного газа по газосборным сетям температура и давление его всегда падают, это приводит к выделению углеводородного и водного конденсатов, которые в пониженных местах газопровода образует жидкостные пробки, сильно снижающие пропускную способность газопроводов. Кроме того, при определённых термодинамических условиях газы в контакте с водным конденсатом могут образовывать гидраты, которые, отлагаясь на стенках труб, уменьшают сечение газопровода.

### **1.2.2 Влияние технологических факторов на гидратообразование в газоконденсатных скважинах**

К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

- а) недостаточно тщательные продувки газопровода перед пуском;

б) отсутствие конденсатосборников и продувочных патрубков в пониженных местах газопровода или нерегулярное удаление из них скапливающейся жидкости;

в) недостаточную очистку газа до подачи его в магистральный газопровод.

Знать места возможного гидратообразования очень важно для своевременного их предупреждения.

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

Для правильного определения места образования гидратов необходимо иметь следующие данные:

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

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

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

росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования и ниже кривой изменения температуры в газопроводе, гидратообразование невозможно.

### **1.3 Механизмы образования гидратов**

Механизм образования гидратов протекает при воздействии на газовую смесь давления, температуры и минерализации воды, которые меняются в пластовых и скважинных условиях, что влияет на влагосодержание газа.

Термодинамические условия, соответствующие образованию гидратных отложений непосредственно в пласте, обычно приурочены к районам распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

В процессе добычи и транспорта водонефтегазовой смеси ее состояние постоянно меняется. Давление насыщения – это такое давление, ниже которого из жидкости начинает выделяться растворенный в ней газ. При пластовом давлении выше давления насыщения газ растворен в жидкости. В НКТ при движении нефти в некоторый момент начинается ее разгазирование. Сначала газ выделяется в пузырьковой форме. По мере подъема количество его постепенно увеличивается, и может образоваться отдельная газовая фаза, движущаяся параллельно с нефтью. В стволе скважины от забоя до устья снижаются температура и давление, газоотделение увеличивается. Обводнение продукции скважины увеличивает влагосодержание газа. При поддержании пластового давления снижается температура пласта и часть газа начинает выделяться из жидкости.

Место и интенсивность накопления гидратов в скважине изменяются и зависят от режима ее работы. Чем выше дебит, тем ближе к устью образуется гидратная пробка. Длительная работа скважины приводит к прогреву окружающих пород. Наиболее часты случаи образования гидратов в стволе либо длительно простаивающих скважин, либо при их консервации.

При расположении динамического уровня в зоне ММП гидраты образуются из растворенных в нефти легких газов и воды, находящейся в эмульсионной форме. Между динамическим уровнем и ММП существует

гидратоопасная область, в которой процессы гидратообразования происходят наиболее часто.

В затрубном пространстве процессы более статичны. Нефть доходит до линии динамического уровня, где не исключено образование пены, которая может занимать большой интервал по высоте. Выше динамического уровня в затрубном пространстве находится газ, компонентный состав которого отличается от состава пузырькового газа в НКТ. По мере подъема газа он охлаждается, из него выделяется жидкая фаза – газовый конденсат, который осаждается на стенках эксплуатационной колонны в виде пленки. При добыче обводненной нефти из нее выделяются пары воды, они тоже конденсируются на стенке. Сконденсировавшиеся вода и конденсат вместе стекают вниз.

При малом количестве воды (эмульсия типа «вода в нефти») со стенкой эксплуатационной колонны контактирует преимущественно нефть, в этом случае гидратообразование будет затруднено. При большом количестве воды (эмульсия типа «нефть в воде») в результате непосредственного контакта воды со стенкой эксплуатационной колонны условия гидратообразования более благоприятны.

Процессы техногенного гидратообразования могут иметь место в следующих случаях:

- в призабойной зоне пласта;
- в стволах газовых, газоконденсатных и газонефтяных скважин;
- в нагнетательных скважинах (например, при реализации технологии водогазового воздействия);
- в системах внутрипромыслового сбора продукции газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин;
- в технологических процессах осушки газа (например, в начальный период разработки газового месторождения в случае значительного дросселирования газа до абсорбера);
- в низкотемпературных процессах промысловой и заводской обработки

газоконденсатного и попутного нефтяного газов;

- при магистральном транспорте природного газа при недостаточной степени его осушки;
- при транспорте ШФЛУ и углеводородного конденсата;
- в газораспределительных системах в узлах редуцирования осушенного газа

#### **1.4 Современные способы предупреждения образования гидратов на месторождении**

Предупреждение любого осложнения в скважине требует меньше затрат, чем ликвидация результатов возникшего осложнения. Это целиком относится и к гидратообразованию.

В настоящее время разработаны и применяются химические и тепловые способы предупреждения гидратообразования.

Химические методы включают технологию подачи в скважину ингибиторов различного типа. Действие их направлено на изменение структурных параметров воды и равновесных условий гидратообразования.

Ингибиторы уменьшают растворимость газа в воде. Именно эту задачу выполняют водные растворы спиртов, электролитов и их смеси.

Ингибиторы подразделяются на два класса — неорганические и органические. К неорганическим относятся электролиты, диссоциирующие в растворах на ионы и имеющие как положительный, так и отрицательный заряд. Взаимодействие ионов с водой имеет электростатический характер.

Выбор неорганического ингибитора основан на его способности хорошо растворяться в воде и сильно диссоциировать на ионы.

Наиболее активные ингибиторы — соединения бора, бериллия и алюминия. Рекомендуются в этом же качестве нитраты, хорошо растворимые в воде  $\text{NaN}_2$ ;  $\text{KNO}_3$ ;  $\text{NH}_4\text{NO}_3$ ;  $\text{MgCNC}_2\text{b}$ ;  $\text{CaOMO}_3$ ;  $\text{Al}(\text{Ж})_3\text{з}$ , а также хлориды

этих же элементов.

Из последних вследствие доступности, низкой стоимости и высокой активности получил широкое применение  $\text{CaC}_2$ . Хлористый кальций применяется в виде раствора 30-35 % концентрации плотностью 1286-1336  $\text{кг/м}^3$ , температурой замерзания минус 55 — 20 °С, температурой кипения 110-114°С. Недостатком  $\text{CaC}_2$  является его способность обогащаться кислородом воздуха и становиться коррозионно-активным. Поэтому при длительном хранении следует исключить его контакт с воздухом и применять антикоррозионные присадки.

Метанол — метиловый спирт ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) — бесцветная жидкость с характерным запахом этилового спирта. Смешивается в любых соотношениях с водой, этанолом, диэтиловым спиртом, ацетоном, бензолом. Является сильным ядом, действующим на нервную и сосудистую системы. Молекулярная масса 32,4, плотность при 25 °С 796  $\text{кг/м}^3$ , температура кипения 64,7 °С, при концентрациях 20 и 30 % температура замерзания соответственно 18,5 и 31,5 °С.

Тепловые методы основаны на повышении температуры в стволе скважины (в месте начала гидратообразования) или сборном трубопроводе выше критической и поддержании ее в течение длительного времени.

Известны несколько способов решения этой проблемы. Например, для газовых скважин можно установлением количества отбора газа добиться такого режима, когда температура на устье станет несколько выше его температуры в области призабойной зоны. Увеличение дебита до определенного предела ведет к сокращению времени пребывания газа в стволе скважины и уменьшению его теплоотдачи. Однако таким условиям удовлетворяет определенный режим, так как дальнейшее увеличение дебита ведет к снижению температуры за счет дроссель-эффекта.

Можно создать необходимую температуру за счет экзотермической реакции путем смешивания пятихлористого фосфора  $\text{PCl}_5$  с водой:



Однако поддерживать постоянно необходимую температуру по данной технологии сложно: здесь речь может идти о периодическом воздействии.

Существуют также технологии, предусматривающие периодическую прокачку теплоносителя через скважину агрегатами депарафинизации.

На практике тепловые методы получили применение для борьбы с гидратообразованием в газопроводах путем подогрева газа устьевыми подогревателями и использования теплоизолированных труб.

Одной из профилактических мер предупреждения гидратообразования является использование ингибиторов – сорбитов влаги, гликолей.

Предотвращение гидратообразования в стволах скважин должно осуществляться путем:

- выбора соответствующего подземного оборудования скважины и установления оптимального технологического режима работы скважины;
- непрерывной или периодической подачи на забой антигидратных ингибиторов;
- покрытия внутренней поверхности обсадной колонны и фонтанных труб веществами, которые препятствуют отложению гидратов (эпоксидными смолами, полимерными пленками и т. д.);
- систематического удаления с забоя скапливающейся жидкости;
- устранения причин, вызывающих пульсацию газа в стволе скважины;
- создания теплоизолированных конструкций газовых скважин, т. е. конструкций, имеющих высокое термосопротивление.

Ликвидация гидратных отложений в стволе скважины должна производиться:

- продувкой газа в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов теплом окружающих пород;
- циркуляцией антигидратного ингибитора (замедлителя) по сифонным трубкам, спускаемым в скважину через сальниковое уплотнение на устье;
- промывкой горячим соевым раствором под давлением.

Предупреждение гидратообразования в фонтанной арматуре и обвязке скважин, а также в различных участках, узлах и звеньях системы сбора и транспорта газа может осуществляться при помощи следующих мероприятий, проводимых как в отдельности, так и в комплексе, в зависимости от конкретных условий [15].

Обогрева отдельных узлов и участков для повышения температуры газа выше равновесной температуры возможного гидратообразования;

1. Ввода в поток газа антигидратных ингибиторов, снижающих равновесную температуру гидратообразования. В качестве антигидратных ингибиторов могут выступать метанол, гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль);

2. Устранения резких перепадов давления (которые вызывают снижение температуры газа и образование гидратов), что достигается путем ликвидации утечек газа через сальники, через неплотности в арматуре и при использовании плавных переходов от одного диаметра к другому;

3. Снижения давления в системе сбора и транспорта газа ниже равновесного давления гидратообразования;

4. Уменьшения степени турбулентности потока газа с целью снижения интенсивности перемешивания газа и жидкости;

5. Систематического удаления жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и транспорта газа, при помощи конденсатосборников или дренажных патрубков (штуцеров).

### **1.5 Методы борьбы с гидратообразованием на месторождении**

Борьба с гидратами ведется в двух направлениях:

1. Предупреждение образования гидратов;

2. Ликвидация образовавшихся гидратов.

В обоих случаях необходимые мероприятия должны основываться на тщательном изучении режима температуры, давления, а также состава газа (особенно содержания влаги, конденсата) на всем пути движения его от забоя

до выхода с промысла.

Для ликвидации образовавшихся гидратных отложений в системе сбора и транспорта газа и в обвязке скважины могут применяться:

1. Более интенсивный непосредственный наружный обогрев мест образования гидратов или подача горячего агента непосредственно на гидратную пробку;
2. Разложение гидратов путем ввода большой порции антигидратного ингибитора;
3. Разрушение гидратной пробки путем резкого одностороннего снижения давления (продувка в атмосферу);
4. Разложение гидратов снижением давления с обеих сторон гидратной пробки с последующей продувкой в атмосферу;
5. Прекращение подачи газа на определенный период времени, достаточный для разложения гидратов теплом окружающего грунта, с последующей продувкой в атмосферу.

Если перепад давления в штуцере вызывает гидратообразование, то это явление должно быть предотвращено одним из следующих методов:

1. Путем обогрева горячей жидкостью узла установки штуцера и выкидной линии от штуцера до конца участка, охлаждающегося в результате перепада давления в штуцере;
2. Применением многоступенчатого штуцирования;
3. Подачей антигидратных ингибиторов в выкидную линию непосредственно перед местом установки штуцера. Подача ингибитора должна осуществляться из сосуда высокого давления, расчетное рабочее давление которого должно быть выше максимального давления в скважине. Расход ингибитора должен автоматически регулироваться при помощи дозирочного насоса высокого давления, регулировочного игольчатого вентиля и соответствующего автомата.

В случае образования гидратов в теплообменниках необходимо повысить температуру охлаждающего газа до величины, превышающей равновесную

температуру гидратообразования, или осуществить подачу ингибиторов в линию газа высокого давления.

Для предупреждения гидратообразования необходимо устранить какое-либо из условий существования гидратов. Для борьбы с гидратообразованием используются методы, условно делящиеся на: технологические, физические и химические [9].

Классификация методов борьбы по принципу действия представлена на рис.1.7

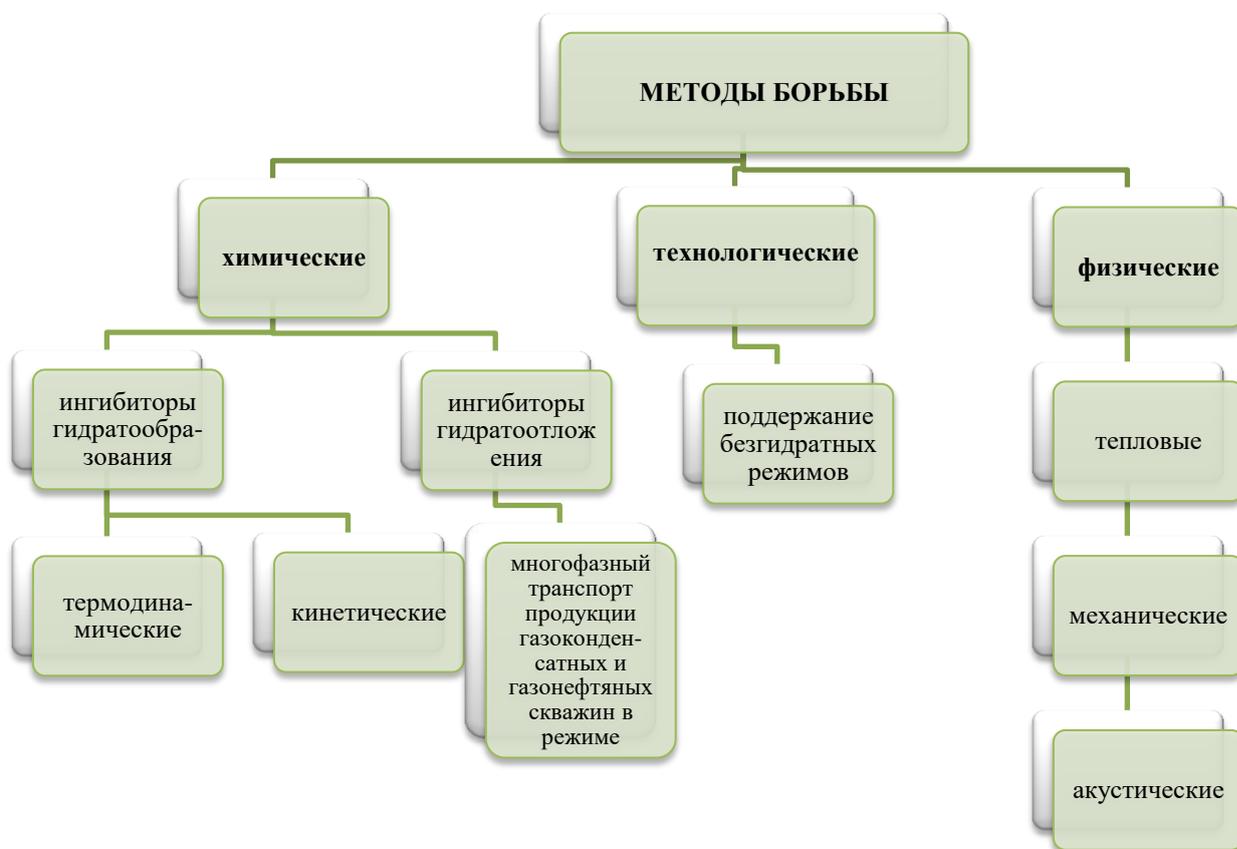


Рисунок 1.7 – Классификация методов борьбы по принципу действия

К первой группе относятся поддержание безгидратных режимов эксплуатации и осушка газа. Физический метод подразумевает поддержание температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, применения теплоизоляции и подбора режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока. Химические методы включают в себя подачу в газовый поток ингибитора гидратообразования. Ингибиторы снижают термодинамическую активность

воды в водном растворе и тем самым, изменяют равновесные условия образования гидратов.

Все перечисленные методы широко применяются в газодобывающей промышленности, однако наибольшее распространение, в частности на месторождениях Севера, получили химические методы. На практике в качестве ингибитора чаще всего применяется метанол или водно-метанольный раствор (ВМР).

К недостаткам применения метанола и ВМР можно отнести:

- высокую стоимость и общий расход, что обуславливает необходимость использования систем регенерации для их повторного использования;
- высокую токсичность и пожароопасность метанола, что представляет опасность для рабочего персонала;
- эффект ускоренного роста кристаллогидратов в присутствии разбавленных водных растворов метанола недостаточной концентрации для предупреждения гидратов.



Запасы газа на *Мыльджинском месторождении* составляют порядка 54,05 миллиардов кубометров. Запасы конденсата составляют 2,837 миллионов тонн. С самого начала разработки добыто 31,9 миллиардов кубометров газа и порядка 2,7 миллионов тонн конденсата. Высота залежи газоконденсата составляет 85 метров, а общая высоты с нефтяной оторочкой составляет 94 метра.

Первая поисковая скважина на месторождении была пробурена в 1964 году.

В административном отношении территория месторождения входит в состав Каргасокского района Томской области. Основные населенные пункты расположены по реке Васюган (пос. средний Васюган, Рабочий, Усть-Чижалка, Наунак) и ее притоков: р. Нюролька (пос. Мыльджино), р. Чижалка (пос. Усть-Урулька). Районные центры Каргасок, Парабель, Колпашево находятся по берегам реки Обь.

В топографическом отношении территория представляет собой слаборасчлененную, сильно заболоченную равнину (Васюганская равнина) с развитой речной сетью. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 60-70 м в долинах рек до 100-115 м на водоразделах. Основной водной артерией является р. Васюган и ее многочисленные притоки. Реки замерзают в конце октября и вскрываются в середине апреля.

Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Число дней с положительной температурой составляет 115. Средняя температура зимой от минус 20 до минус 25° С, иногда достигает минус 55°С. Толщина снежного покрова достигает 0,4-0,6 метра, промерзаемость грунта 1-1,2 м. Число дней со снежным покровом – 187. Самый жаркий месяц – июль со средней температурой плюс 22 °С. максимальная температура достигает плюс 36°С. Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм.

Растительность района месторождения представляет собой березово-темнохвойную тайгу. Через территорию месторождения проходит зимняя дорога Каргасок – Мыльджино – Средний Васюган. В летнее время доставка грузов осуществляется водным транспортом по рекам Васюган, Нюролька, Чижалка.

## 2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

В геологическом разрезе Мыльджинского месторождения принимают участие палеозойские и мезозой - кайнозойские отложения. Первые представляют фундамент, последние - осадочный чехол. Мощность чехла достигает 2700 м.

В составе комплекса осадочных образований принимают участие юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения, залегающие несогласно на размытой поверхности фундамента, сложенного дислоцированными докембрийскими, палеозойскими и частично мезозойскими образованиями. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями васюганской свиты верхней юры и куломзинской свиты нижнего мела. Основными продуктивными пластами является пласт Ю<sub>1</sub> и Б<sub>10</sub> кроме того газоконденсатные залежи наблюдаются в пласте Б<sub>19</sub> (рис. 2.2).

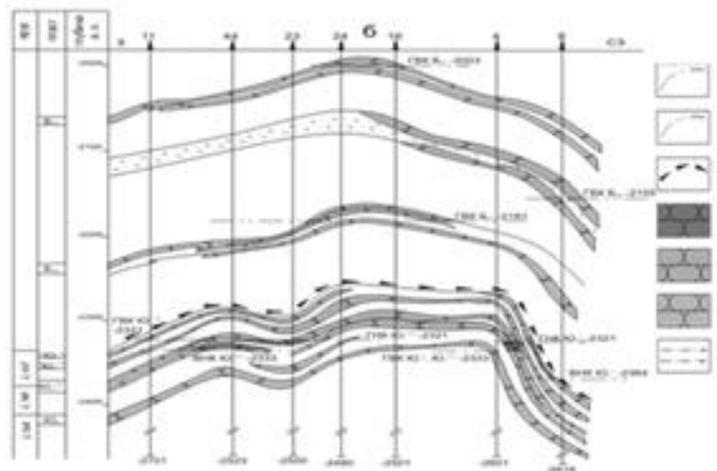


Рисунок 2.2 – Геологический разрез Мыльджинского газонефтяного месторождения:

1-газонефтяной и водонефтяной контакты пластов Ю<sub>1-1</sub>, Ю<sub>1-3/4</sub>, 2-газоводяной контакт пласта Ю<sub>1-1</sub>, 3-подошва баженовской свиты, 4-песчаник нефтенасыщенный, 5-песчаник газонасыщенный, 6-песчаник водонасыщенный, 7-алевролитоглинистые породы

Палеозойские отложения вскрыты скв. 1,4,11,54,55,56. В центральной части поднятия представлены известняками светло- и темно-серыми, однородными, с

структурами от криптокристаллической до мелко- и среднезернистой (скв. 1,4,56).

Характерны трещины, выполненные белым кальцитом. В разрезе восточной части встречены эффузивные диабазы светло-зеленые хлоритизированные, черные мелкозернистые и долериты среднезернистые (скв.55). Встречается также брекчированная кремнисто-карбонатная слоистая порода. Вскрытая мощность палеозойских отложений - до 63 метров.

На размытой поверхности доюрских образований со стратиграфическим угловым несогласием залегают отложения более позднего возраста, к которым приурочены основные нефтяные залежи.

Юрская система в соответствии с региональной стратиграфической шкалой представлена средним и верхним отделами, объединяющими тюменскую, васюганскую (наунакскую), георгиевскую и баженовскую свиты.

Средний отдел юрской системы представлен тюменской свитой.

Тюменская свита (J2tm) сложена континентальными отложениями сформировавшихся в условиях поименно-аллювиальной равнины, а в верхней части в прибрежно-морских. Свита сложена чередующимися серыми и темно-серыми аргиллитами с прослойками и линзами угля, алевролитов серых, глинистых и песчанистых, песчанников серых, мелкозернистых, часто алевролитистых, полимиктовых с остатками органических остатков: *Trochammina praesquamata* T., *Jacutica*, *Marginulin*.

Песчаные пласты, залегающие, в низах тюменской свиты (Ю<sub>11</sub> - Ю<sub>15</sub>, ааленский ярус) значительно преобразованы эпигенетическими процессами, уплотнены, содержат включения грубозернистого и гравелитового материала. Мощность тюменской свиты составляет 127-196 метров.

Верхний отдел юрской системы залегает согласно на нижележащих породах и представлен васюганской, георгиевской и баженовской свитами.

Васюганская свита (J3vs) объединяет мелководно-морские и прибрежно-морские осадки келовей-оксфордского возраста. Она подразделяется на горизонт Ю<sub>2</sub>, нижневасюганскую подсвиту и горизонт Ю<sub>1</sub>.

Горизонт Ю<sub>2</sub> характеризуют трансгрессивный этап расширения морского

бассейна в келловее. В его основании залегает угленосная пачка У2, являющаяся хорошим репером горизонта в пределах месторождения. По составу пласт неоднороден. Он может быть представлен двумя обособленными песчаными пропластками (Ю<sub>21</sub> и Ю<sub>22</sub>) или одним из них. В ряде случаев отмечается его замещение на алевроитисто-глинистые разности.

В разрезе юрских отложений вскрыты пласты Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub>, Ю<sub>13-4</sub> и Ю<sub>2-3</sub>. При сопоставлении разрезов можно отметить, что пласты мало отличаются по эффективным мощностям и фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), которые рассчитывались по составленным петрофизическим уравнениям и зависимостям для коллекторов Мыльджинского месторождения и по обобщенным алгоритмам для Средне-Васюганского мегавала, но существенно различаются по характеру и степени насыщения коллекторов.

В целом горизонт Ю<sub>1</sub> характеризуется невысокой расчлененностью равной 7-10 и, сравнительно, высокими значениями коэффициентов песчаности от 0,455 до 0,591. Пористость коллекторов изменяется в скважине от 0,115 до 0,194, средневзвешенное значение составляет 0,175. Проницаемость коллекторов изменяется в скважине от 0,6 до 85,9 мД, средневзвешенное составляет 36,6 мД. Нефтегазонасыщенность изменяется от 0,324 до 0,831, средневзвешенное значение составляет 0,645.

### **2.3 Физико-химические свойства газа**

Бесцветный газ, легче воздуха, предельно-допустимая концентрация газа в воздухе – 300 мг/м<sup>3</sup>, горюч, взрывоопасен, предел взрываемости по метану – 5-15 % об., температура воспламенения – 450°С, токсичен, средний удельный вес – 0,795 кг/м<sup>3</sup>. Молекулярная масса газа – 17,83 г/моль. Природный газ прошедший УКПГ согласно техническим условиям ОСТ 51.40-93, должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам (СТО Газпром 089-2010) [27]

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	
2 Температура точки росы по воде (ТТР <sub>в</sub> ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см <sup>2</sup> ), °С, не выше: – зимний период – летний период	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТР <sub>ув</sub> ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: – зимний период – летний период	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007 (0,020)	
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016 (0,036)	
6 Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,030 (0,070)	
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> ), не менее	31,80 (7600)	
8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м <sup>3</sup> , не более	0,001	
11 Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют, определение обязательно	

## **2.4 Анализ состояния проблемы гидратов на Мыльджинском месторождении**

Основными осложнениями при эксплуатации скважин на Мыльджинском ГКМ, как и на всех газоконденсатных месторождениях, являются гидратообразование как в скважинах, так и на выкидных линиях, и выпадение конденсата в пласте.

В настоящее время разработка Мыльджинского ГКМ в большинстве случаев осложнена повышением влагосодержания в природном газе. Основная причина данного явления заключается в снижении давления, температуры газа и, как следствие, это приводит к возникновению сконденсированных и накопленных в скважинах и газопроводах паров воды. Дальнейшее насыщение природного газа при повышенном значении давления и положительной температуре приводит к образованию твердых физико-химических соединений – гидратов.

Возникновение таких кристаллических веществ может привести к закупориванию скважин, газопроводов, сепараторов, нарушению работы стабилизирующих и замерных устройств, и в итоге к снижению уровня добычи газа. Нередко регуляторы давления и штуцеры выходят из строя, происходит дросселирование газа, сопровождающееся резким снижением температуры, и нарушение нормального режима работы газопромыслового оборудования.

Факторы, непосредственно влияющие на интенсивность гидратообразования:

- влагосодержание;
- температура;
- давление;
- компонентный состав газа.

## 2.5 Способы борьбы с гидратообразованием, применяемые на Мыльджинском месторождении

С целью предупреждения образования и борьбы с уже отложившимися гидратными пробками на Мыльджинском месторождении применяются следующие методы:

- снижение давления;
- тепловые;
- химические.

Метод понижения давления газа ниже равновесного приводит к нарушению устойчивого состояния газогидратов, вследствие чего происходит их разложение. Это достигается тремя способами:

- отключением участка газопровода, в котором образовалась гидратная пробка, и пропуском газа с двух сторон через свечи;
- отключением участка газопровода с обеих сторон пробки и выпуском газа в атмосферу, заключенного между одним из перекрытых кранов и пробкой;
- закрытием линейного крана с одной стороны и выпуском газа, который находится между перекрытым краном и гидратной пробкой, в атмосферу.

Для предупреждения образования гидратов, а также для их ликвидации на Мыльджинском месторождении используется **способ подогрева газа**.

Подогревать газ можно огневым способом и путем теплообмена с горячей водой, паром или дымовыми газами. Огневой подогрев нерационален, так как приводит к порче изоляции трубопроводов, арматуры и аппаратуры и опасен в пожарном отношении. Поэтому таким способом пользуются редко, а подогревают газ горячей водой или паром в теплообменниках различной конструкции. Для быстрого разложения гидратной пробки достаточно увеличение температуры в месте контакта металла с гидратом до 40 °С. Передвижные парогенераторные установки и паровые котельные общего назначения предназначены для обработки призабойной зоны скважин паром или горячей водой, а также для подогрева трубопроводов и другого нефтегазопромыслового оборудования. Промысловая

паровая передвижная установка ППУА-1600/100 смонтирована на монтажной раме, установленной на шасси автомобиля КрАЗ-250 или КрАЗ-260 (рисунок 9). Установка включает в себя парогенератор, цистерну для воды, питательный и топливный насосы, вентилятор высокого давления, кузов, привод, укрытие для цистерны, ёмкость для топлива, приборы КИП и А, магистральные трубопроводы. Парогенератором служит вертикальный прямоточный змеевиковый котел. Из кабины автомобиля осуществляется управление рабочим процессом и контроль за работой установки.

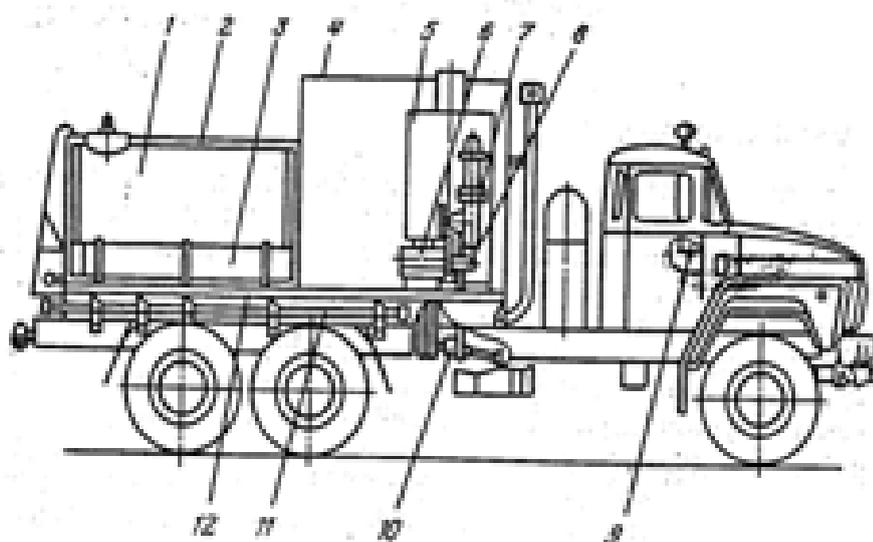


Рисунок 2.4 – Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100:

1 - цистерна для воды; 2 - укрытие для цистерны; 3 - ёмкость для топлива; 4 - кузов; 5 - парогенератор; 6 - питательный насос; 7 - вентилятор высокого давления; 8 - топливный насос; 9 - приборы КИП и А; 10 - привод установки; 11 - магистральные трубопроводы; 12 - монтажная рама.

Основные технические параметры приведены в таблице.

Таблица 2.1 – Техническая характеристика ППУА-1600/100

Показатели	Значения	
Производительность по пару, м <sup>3</sup> /с	1,6	
Температура пара, 0С	310	
Вместимость цистерны для воды, м <sup>3</sup>	5,2	
Габаритные размеры установки, мм: на базе КрАЗ-250 на базе КрАЗ-260	9520x2500x3432	9452x27722x3540
Масса установки, т.: на базе КрАЗ-250 на базе КрАЗ-260	21,0	21,7

С переходом на гликолевую осушку на шлейфах скважин были установлены путевые подогреватели. Температура газа в шлейфах при этом будет безусловно выше температуры начала гидратообразований. Однако после редуцирования на блоках площадки входных ниток в силу различия устьевых давлений температура газа по ряду скважин будет ниже температуры гидратообразований. Для этого случая схемой предусмотрена подача метанола непосредственно на блоках входных ниток.

Для предупреждения гидратообразования в скважинах Мыльджинского месторождения на регулирующем дросселе фонтанной арматуры и в газопроводах **предусмотрен дозированный ввод метанола**. Подача метанола производится централизованно - по трубопроводной системе от блока дозирования ингибитора гидратообразования.

На рис.2.5 показано, как с введением метанола изменяется количество пропана, связанного в гидрат при минус 10 °С и 354,6 кПа и время образования гидрата (1–1 ч, 2–2 ч, 3–3 ч, 4–4 ча, 5–6 ч, 6–7 ч 45 мин.). Как видно, с увеличением содержания метанола в водно-метанольном растворе количество пропана в смеси проходит через максимум. Характерно, что с увеличением времени образования гидрата максимум возрастает.

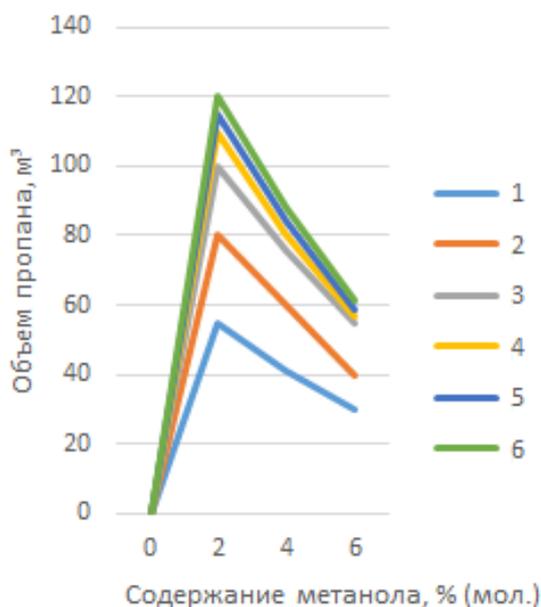


Рисунок 2.5 – Влияние метанола на объем пропана, связанного в гидрат

Присутствие азота в природном газе понижает температуру образования гидратов, а наличие сероводорода и диоксида углерода повышает температуру гидратообразования природного газа. Ингибиторы гидратообразования вводятся в поток газа на забой скважины без изменения температуры и давления газа в стволе скважины. Растворяясь в воде, имеющейся в потоке газа, ингибиторы снижают давление паров воды. При этом если гидраты и образуются, то при более низкой температуре, чем в чистой воде. Ввод ингибиторов на уже образовавшиеся отложения гидратов также снижает давление паров воды, равновесие гидрат — вода нарушается, упругость паров воды над гидратом оказывается большей, чем над водным раствором, что и приводит к разложению гидратов.

Метанол смешивается во всех отношениях с водой, при смешении с водой происходит сжатие и разогревание. Метанол с водой не образует азеотропной смеси, в результате чего смеси вода-метанол могут быть разделены ректификационной перегонкой.

Метанол является наиболее широко используемым среди всех реагентов, что обусловлено следующими факторами:

- невысокая себестоимость;
- широко развитое производство. Изготовление данного ингибитора может быть развёрнуто непосредственно на самих промыслах;
- высокая технологичность процесса распределения и ввода метилового спирта в требуемые участки технологической цепи;
- наличие несложных технологических схем воспроизводства использованных растворов;
- высокая эффективность реагента.

Метод понижения давления при температуре ниже нуля считается неэффективным, так как из-за разложения гидратов образуется вода и впоследствии возникает ледяная пробка. В этом случае применяют комбинированный метод с вводом ингибиторов в трубопровод. Количество реагента должно быть таким, чтобы не происходило замерзание раствора при

данной температуре.

Из рассмотренных способов предупреждения образования и ликвидации гидратов на Мыльджинском месторождении наиболее широкое распространение получил **химический метод с использованием метанола в качестве ингибитора.**

Преимущество данного метода объясняется относительно невысокой стоимостью, эффективностью реагента и достаточно развитой промышленной базой по его изготовлению и регенерации.

Однако, метанол — опаснейший яд, приём внутрь порядка 10 мл метанола может приводить к тяжёлому отравлению, попадание в организм более 80–150 миллилитров метанола (1–2 миллилитра чистого метанола на килограмм тела) обычно смертельно.

Метанол — проверенный и надёжный ингибитор гидратообразования — производится в больших количествах, но сравнительно дорог. Метанол чрезвычайно ядовит и поэтому требования техники безопасности часто исключают оперативность при его применении. В настоящее время метанол безвозвратно теряется в виде водного раствора. Тем не менее установлено, что около 50 % метанола, вводимого в газ, выпадает в сепараторах и отделяется от конденсата в виде 20 %-ного водного раствора, а при температуре сепарации минус 15° С в сепараторах должно выпадать около 80 % введенного метанола.

Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Так как количество водяных паров, содержащихся в газе, при этом уменьшается, точка росы понижается и, следовательно, опасность выпадения гидратов становится значительно меньше. Однако следует учитывать, что метанол растворяется в воде. Если в газопроводе имеется вода, метанол растворяется в ней целиком и становится уже менее эффективным. Применение метанола для ликвидации и предупреждения образования гидратов имеет ряд существенных недостатков:

– метанол - сильный яд, вызывающий загрязнение окружающей среды и отравление не только при попадании внутрь организма, но и при вдыхании его паров;

– применение метанола связано с удорожанием себестоимости газа.

В настоящее время потребление метанола в газовой промышленности России достигло 655 тыс.т в год, а по прогнозам к 2030 г. объем потребления метанола составит 1 млн.т. Поэтому ведется работа по разработке современных методов борьбы с гидратообразованием, направленная на снижение количества применяемого метанола.

На Мыльджинском месторождении подача метанола производится централизованно - по трубопроводной системе от блока дозирования ингибитора гидратообразования. Ингибитор гидратообразования подается в шлейф даже в случаях, когда термобарические условия исключают образование гидратов, и только на кусты газовых скважин, а не в конкретную защищаемую точку, требующую разрушения газогидратной пробки, что приводит к перерасходу ингибитора. В этом случае необходимо постоянное энергоснабжение системы.

Существенной экономии метанола можно добиться за счет диагностирования образования гидратной пробки в режиме реального времени и оперативной подачи ингибитора непосредственно на участок, в котором начинается образование гидратной пробки.

Для реализации данного алгоритма используется система автоматической подачи ингибитора гидратообразования, в частности метанола, в газовые шлейфы. Структурная схема системы показана на рис. 2.6.

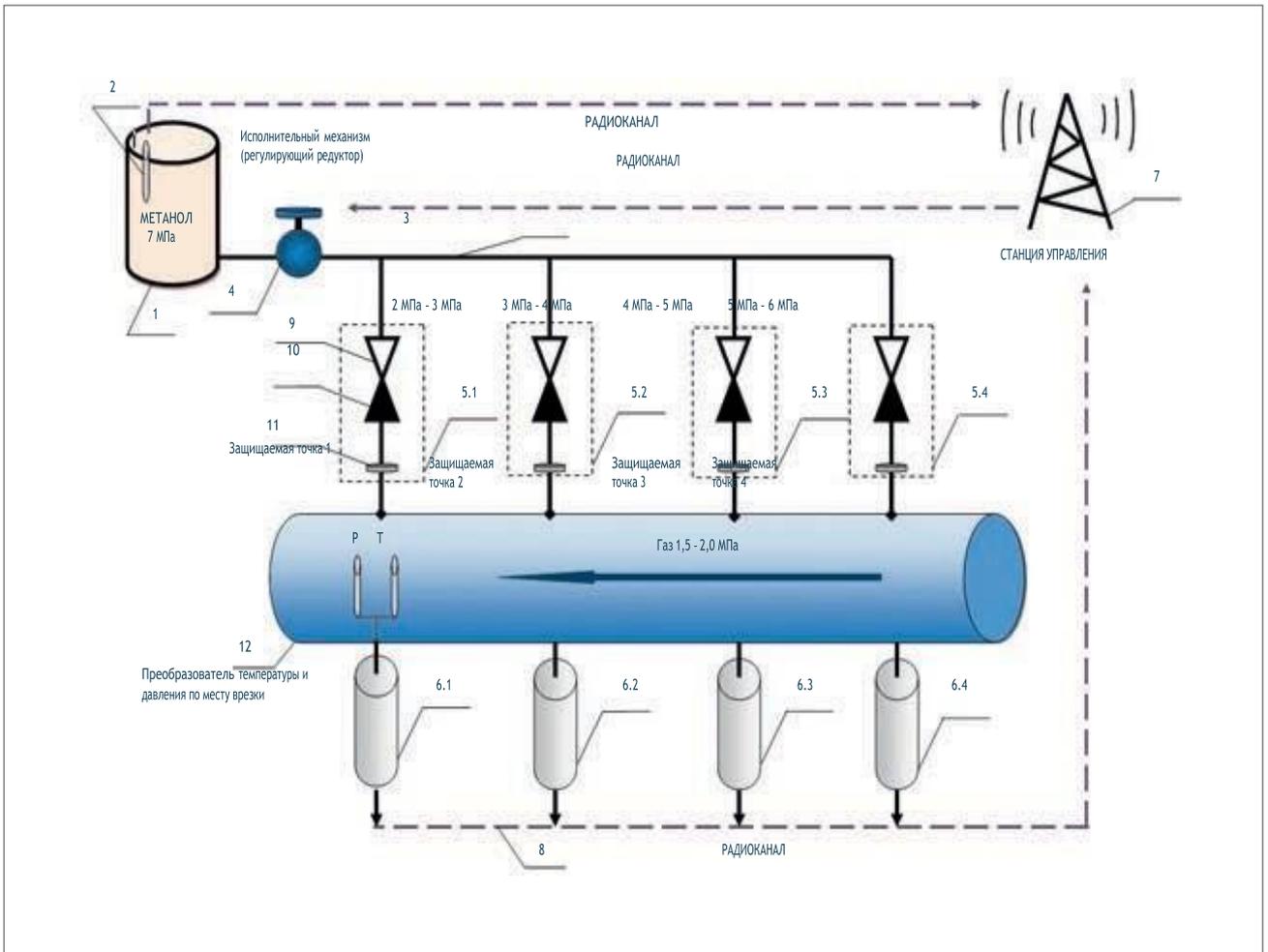


Рисунок 2.6 – Структурная схема системы:

1 – гидроаккумулятор с ингибитором гидратообразования; 2 – преобразователь давления; 3 – трубопровод для подачи ингибитора; 4 – регулирующий редуктор; 5 – устройства дозирования ингибитора; 6 – измерительные преобразователи температуры и давления; 7 – станция управления; 8 – беспроводной канал связи; 9 – прямой управляемый клапан; 10 – обратный клапан; 11 – регулирующая шайба; 12 – шлейф

Система состоит из гидроаккумулятора с ингибитором гидратообразования 1, в котором установлен преобразователь давления 2; трубопровода для подачи ингибитора 3; исполнительного механизма в виде регулирующего редуктора 4; нескольких устройств дозирования ингибитора 5, установленных в каждой защищаемой точке, и измерительных преобразователей температуры и давления 6, установленных там же. Исполнительный механизм и измерительные преобразователи, а также преобразователь давления 2 связаны со станцией управления 7 беспроводным каналом связи 8. Каждое устройство дозирования ингибитора состоит из прямого управляемого клапана 9, обратного клапана 10 и регулирующей шайбы 11. Врезка дозирующих устройств в шлейф 12 осуществлена в защищаемых точках, т. е. в точках шлейфа, где образование

гидратных пробок наиболее вероятно.

Система функционирует следующим образом. Гидроаккумулятор 1 заполняется ингибитором гидратообразования, например метанолом. Значение давления в гидроаккумуляторе выбирается в зависимости от числа защищаемых точек и давления в шлейфе. Например, метанол вводится в четыре точки шлейфа (рис. 2.6), давление в котором составляет 1,5–2,0 МПа.

Состояние устройства дозирования ингибитора зависит от текущего значения давления в трубопроводе подачи ингибитора, которое создается регулирующим редуктором. Для управления используются два дискретных значения давления: нижнее пороговое и верхнее пороговое. До достижения заданного для устройства (например, УДИ 5.1) нижнего порогового значения 2 МПа обратный клапан открыт, а прямой закрыт (рис. 2.7).

Когда давление достигает нижнего порога срабатывания, открывается прямой клапан, и ингибитор начинает поступать в шлейф. Для прекращения подачи ингибитора регулирующий редуктор уменьшает давление до значения ниже порога срабатывания 2 МПа, что приводит к закрытию прямого клапана в устройстве дозирования. При необходимости подачи ингибитора в следующую защищаемую точку через УДИ 5.2 редуктор повышает давление в трубопроводе подачи метанола. Когда оно достигнет верхнего порогового значения УДИ 5.1 и одновременно нижнего порогового значения УДИ 5.2, закроется обратный клапан УДИ 5.1, откроется прямой клапан УДИ 5.2, и ингибитор начнет поступать в защищаемую точку 2.

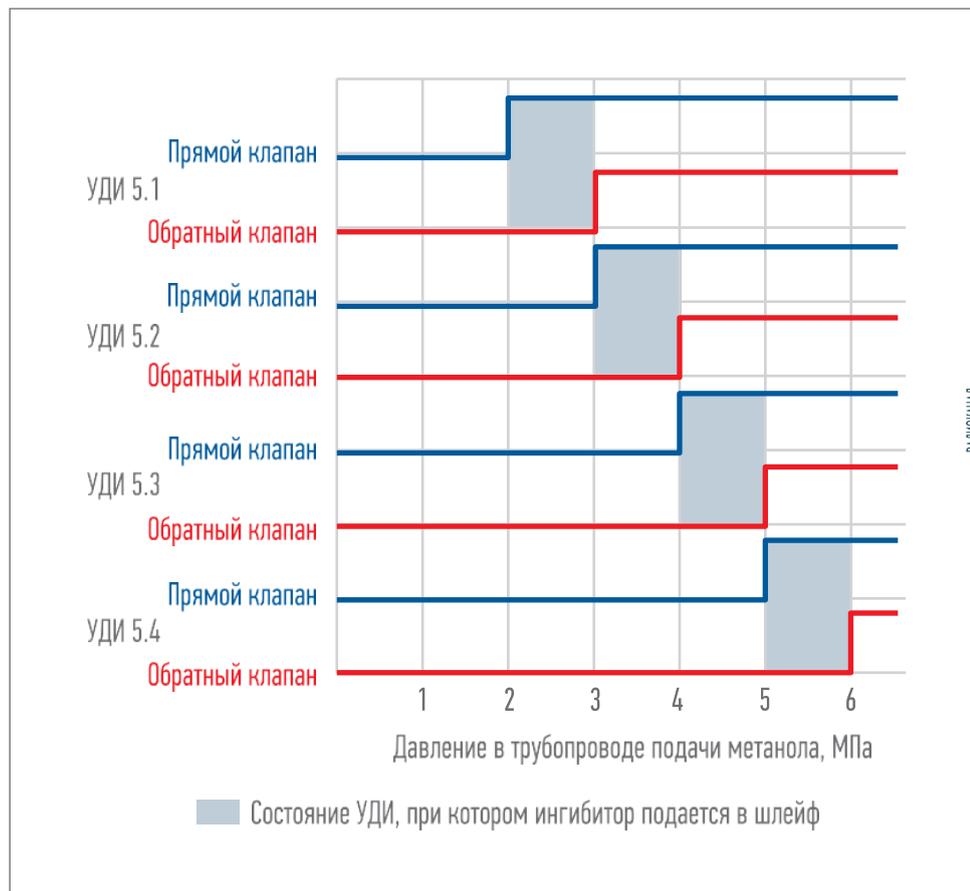


Рисунок 2.7 – Диаграмма работы устройств дозирования ингибитора (УДИ)

В качестве преобразователей температуры и давления могут быть использованы, к примеру, регистраторы технологических параметров типа РТП-04. Они размещаются в защищаемых точках, в которых наиболее вероятен процесс гидратообразования. Как показывает практика, чаще всего такими точками в шлейфе являются участки, расположенные в низинах или около запорной арматуры. Расположение защищаемых точек врезки для дозирующих устройств определяется на основе базы знаний, в том числе навыка и опыта экспертов, осуществляющих практическую эксплуатацию и обслуживание газосборной сети. При отсутствии гидратообразования разность между показаниями любых соседних регистраторов будет незначительной, соответствующей естественному изменению давления по длине шлейфа из-за гидравлического сопротивления. Если же на участке между защищаемыми точками шлейфа, например точками 1 и 2 (рис. 2.7), начинается образование гидратной пробки, гидравлическое сопротивление этого участка возрастает и возникает перепад давления. В рассматриваемом примере этот перепад будет

фиксироваться регистраторами 6.1 и 6.2 и передаваться на станцию управления 7 по радиоканалу. Станция управления идентифицирует опасный участок и подает управляющий сигнал на регулирующий редуктор 4. Последний, в свою очередь, вырабатывает сигнал управления на соответствующее устройство дозирования ингибитора (в данном случае 5.2), создавая в трубопроводе 3 давление, равное нижнему пороговому значению 3 МПа. Прямой клапан устройства дозирования 5.2 открывается. За счет избыточного по сравнению со шлейфом давления в трубопроводе для ингибитора начинаются подача метанола в шлейф и разрушение гидратной пробки, что приводит к исчезновению перепада давления. Показания регистраторов 6.2 и 6.1 на границах опасного участка выравниваются, и станция управления подает сигнал на прекращение подачи метанола. По этому сигналу регулирующий редуктор 4 снижает давление до значения ниже минимального порогового значения 2 МПа, при этом закрываются все обратные клапаны, в том числе и обратный клапан устройства дозирования 5.2, прекращая подачу метанола в шлейф.

Давление метанола в гидроаккумуляторе контролируется датчиком 2, в качестве которого также может быть использован регистратор РТП-04 (канал измерения давления). Текущее значение давления передается на станцию управления по беспроводному каналу связи. Необходимо отметить, что беспроводной канал имеет защиту от несанкционированного доступа. Для обеспечения целостности и достоверности передаваемой информации в регистраторах РТП-04 используется сочетание шифрования по алгоритму AES-128, частотной модуляции с гауссовской фильтрацией (GFSK) и расширения спектра со скачкообразной перестройкой частоты (FHSS) в ISM-диапазоне.

Значение расхода ингибитора, подаваемого в защищаемые точки, определяется регулируемыми шайбами 11. Значение температуры, измеряемое регистратором РТП-04, служит дополнительным информационным признаком разрушения гидратной пробки.

Таким образом, установка в каждой защищаемой точке преобразователей температуры и давления, а также устройства дозирования ингибитора

обеспечивает, во-первых, диагностирование начала формирования гидратной пробки в режиме реального времени по возникновению перепада давления между двумя соседними преобразователями, а во-вторых, подачу ингибитора только на тот участок, на котором непосредственно обнаружена пробка. Это повышает эффективность ее оперативного разрушения, поскольку концентрация ингибитора не успеет измениться за счет уноса газовым потоком.

Конструкция исполнительного механизма в виде регулирующего редуктора, управляющего прямыми клапанами устройств дозирования ингибитора, дает возможность отказаться от использования сложного оборудования для подачи и распределения потоков ингибитора и вводить его за счет избыточного давления в гидроаккумуляторе. Это позволяет реализовать автономный алгоритм работы установки без необходимости подключения на постоянной основе компрессорного оборудования, требующего квалифицированного обслуживания, и в конечном счете повышает надежность работы системы.

Надежность работы повышается также за счет установки в гидроаккумуляторе с ингибитором датчика давления, связанного со станцией управления и позволяющего следить за текущим давлением в емкости. Использование беспроводного канала связи расширяет область применения системы, повышая ее автономность. Значения давления и температуры предполагается контролировать с помощью регистраторов РТП-04, осуществляющих передачу данных по радиоканалу. Данные регистраторы представляют собой автономные устройства с батарейным питанием, имеют длительный (до 1,5–2,0 лет) срок автономной работы от одной батарейки.

Поскольку для работы прямых и обратных клапанов, входящих в систему, не требуется электропитание, а исполнительный механизм (регулирующий редуктор) также представляет собой изделие с автономным питанием, это значительно расширяет область применения системы за счет возможностей использования на промыслах без электроснабжения.

В заключение можно отметить следующие преимущества системы автоматической подачи ингибитора в газовый шлейф:

– ингибитор гидратообразования подается в шлейф только в случае, если начинает образовываться гидратная пробка, и конкретно на этот участок, что позволяет оптимизировать расход ингибитора;

– система может быть использована на любых газовых промыслах, так как не требует наличия постоянного электроснабжения;

– отсутствие сложных распределительных устройств и электроприводных насосов для подачи ингибитора повышает надежность работы системы и уменьшает ее стоимость;

– использование преобразователей давления и температуры, входящих в состав АСУ ТП промысла, а также стандартных прямых и обратных клапанов упрощает монтаж системы на шлейфе.

Существующие методы борьбы с гидратообразованием являются недостаточно эффективными, соответственно возникает необходимость в изучении новых более современных способов.

### **3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН**

В настоящее время продолжают исследования различных видов ингибиторов, позволяющих предотвратить или замедлить процесс гидратообразования. Ингибиторы гидратообразования можно разделить на две группы: термодинамические ингибиторы, обычно используемые в очень больших количествах (рабочие концентрации 10 – 60 % масс.), и низкодозируемые ингибиторы гидратообразования (НДИ), которые подразделяются на кинетические ингибиторы (КИГ) и антиагломеранты (АА).

Альтернативным вариантом решения проблемы образования техногенных газовых гидратов является использование кинетических ингибиторов гидратообразования (КНИs), представляющих собой водорастворимые ВМС, которые вмешиваются в процесс кристаллизации гидратов, замедляя его, а также воздействуют на начальные стадии роста кристаллов. КНИs подавляют формирование мелких кристаллов посредством воздействия на их точки роста (центры кристаллизации) и, таким образом, увеличивают индукционный период образования газовых гидратов. Самое главное, что КНИs эффективно подавляют процесс гидратообразования в значительно более низких концентрациях по сравнению с ТИГ (0,1 – 2,0% масс.) [45].

Для исследования отобраны коммерчески доступные образцы ингибиторов гидратообразования Luvicar 55W и Luvicar EG (производитель компания BASF). По данным производителя ингибитор Luvicar EG представляет собой поливинилкапролактама в растворителе, а ингибитор Luvicar 55W – сополимер винилкапролактама и винилпирролидона в соотношении 1:1 (также в растворителе).

От производителя была получена информация о том, что оба образца являются растворами полимеров в низкомолекулярном растворителе без указания точных данных. Для проведения исследований по определению ингибирующих свойств данных реагентов была необходима информация по

содержанию активной высокомолекулярной основы в каждом из образцов и составу низкомолекулярного растворителя. Поэтому сначала низкомолекулярный растворитель отгоняли на роторном испарителе при остаточном давлении 7 мбар, а затем твердый остаток подвергали лиофильной сушке в течение 48 часов. По массе остатка после сушки определяли содержание полимера в образце. Таким образом, содержание полимерной основы в образце Luvicar 55W составило (% масс.) 51,6 %, в образце Luvicar EG – 53,8 %. Рефрактометрическим методом было установлено, что растворителем для Luvicar 55W была вода (показатель преломления 1,333), а для Luvicar EG – моноэтиленгликоль (показатель преломления 1,430).

Помимо этого, содержание МЭГ в Luvicar EG исследовалось хроматографически методом внешнего стандарта на хроматографе Хроматэк-Кристалл 5000.2. Навеску Luvicar EG перед проведением анализа разбавляли дистиллированной водой в 500 раз. Градуировку проводили 0,367 % мас. водным раствором МЭГ, приготовленным гравиметрически. Для разделения компонентов использовалась набивная колонка длиной 2 м и внутренним диаметром 2 мм (адсорбент – Haysep R 80/100). Детектирование компонентов осуществлялось с помощью ПИД. Параметры работы хроматографа при проведении анализов были следующие: начальная температура термостата колонок – 90 °С, нагрев термостата колонок со скоростью 10 °С/мин до 205 °С, температура испарителя – 220 °С, температура детектора – 220 °С, расход газа-носителя (аргон) – 45 мл/мин, расход водорода – 30 мл/мин, расход воздуха – 300 мл/мин. Объем вводимой пробы составлял 1 мкл. Ввод пробы осуществлялся с помощью дозатора автоматического жидкостного (ДАЖ-2). Время удерживания МЭГ при указанных условиях составило 13,14 минут.

Результаты анализа свидетельствуют о том, что содержание МЭГ в растворе ингибитора составляет 54,4 %масс. Расхождение в концентрации МЭГ с данными полученными после лиофильной сушки можно объяснить крайне низкой летучестью МЭГ и, соответственно, неполным его удалением даже при выдерживании в течение 96 часов в условиях высокого вакуума на

лиофильной сушке (остаточное давление  $1 \cdot 10^{-6}$  бар).

Для оценки возможности использования тех или иных реагентов при добыче или транспортировке углеводородного сырья проводят лабораторные исследования по определению ингибирующих свойств реагентов в условиях, приближенных к реальным. Наиболее широкое распространение получил метод, основанный на использовании установок типа «качающаяся ячейка», который позволяет исследовать кинетику гидратообразования в различных условиях для разных гидратообразующих систем.

Исследование проводилось на лабораторной установке RCS6. Лабораторная установка RCS6 позволяет контролировать процесс гидратообразования как визуальным способом, так и по изменению термобарических параметров в каждой из шести ячеек (рисунок 3.1)[39].

Многоячеечная система RCS6 предназначена для проведения экспериментальных исследований включающих:

- определение эффективности ингибиторов гидратообразования различной природы;
- изучение фазовых газогидратных равновесий с возможностью визуализации процессов гидратообразования;
- измерение вязкости методом падающего шарика.

Технические характеристики

– Особенностью установки является наличие шести прозрачных ячеек высокого давления изготовленных из лейкосапфира, рабочее давление в которых может достигать 20 МПа.

– Диапазон рабочих температур внутри лейкосапфировых ячеек  $-25 - +60$  0С.

– Управление установкой, сбор всех измеряемых параметров, а также данных по визуализации процессов, протекающих внутри сапфировых ячеек, полностью автоматизированы.

– Наличие 6 датчиков давления по одному для каждой ячейки, основной измеряемый диапазон 0 – 25 МПа, дискретность измерения 0,01 МПа, погрешность измерения 0,25% от полной шкалы измерения;

– Наличие 7 датчиков температуры, по одному для измерения температуры в каждой ячейке и в термостате, тип каждого датчика PT100, измеряемый диапазон от -60 0С до +100 0С, дискретность измерения 0,01 0С, погрешность измерения 0,1 0С



Рисунок 3.1 – Многоячеечная система RCS6 (Производитель SL Systemtechnik GmbH, Германия)

Все опыты проводились с 0,5 % масс. (в расчете на сухой полимер) водными растворами реагентов Luvicar 55W и Luvicar EG. Был использован метод, заключающийся в охлаждении ячеек, содержащих гидратообразующий газ и водный раствор ингибитора, с постоянной скоростью 1 0С/ч. Преимущество данного метода заключается в том, что он позволяет просканировать необходимый диапазон по температуре и давлению и определить предельную

величину переохлаждения, при которой кинетический ингибитор способен подавлять гидратообразование. В каждую ячейку помещали шар из нержавеющей стали и наливали по 10 мл жидкости (дистиллированная вода или 0,5 % масс. водный раствор ВМС). Свободный объем ячеек трижды продували исследуемым газом. В первом случае это был чистый метан, образующий гидрат КС-I, а во втором – газовая смесь 88,2 %  $\text{CH}_4$  + 7,0 %  $\text{C}_2\text{H}_6$  + 4,5 %  $\text{C}_3\text{H}_8$  + 0,2 %  $i\text{C}_4\text{H}_{10}$  + 0,1 %  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$  (% мол.), образующая гидрат КС-II. После продувки в ячейки подавали газ до начального давления 60 – 120 бар в первой серии опытов (метан), до 40 – 80 бар во второй серии опытов (смесь  $\text{C}_1$ - $\text{C}_4$ ). Начальная температура составляла 22 °С. Скорость охлаждения во всех опытах была равна 1 °С/ч. При охлаждении содержимое ячеек перемешивалось путем их отклонения на угол  $\pm 45^\circ$  с частотой 10 мин<sup>-1</sup>. Для получения статистически более достоверных результатов каждый из опытов проводили в шести ячейках.

На рисунке 3.2 показаны результаты одного из опытов по определению ингибирующих свойств реагента Luvicar 55W при начальном давлении во всех ячейках 80 бар. Из данных, представленных на рисунке, видно, что при охлаждении ячеек давление в них падает линейно до тех пор, пока не начинает протекать процесс гидратообразования. При этом, как и следовало ожидать, в системе без ингибитора фазовый переход начинается значительно раньше при температуре  $T = 8,2$  °С и давлении  $p = 75,7$  бар. В ячейке без ингибитора переохлаждение к моменту начала гидратообразования составило 2,1 °С. В ячейках № 1 – 5, благодаря наличию ингибитора гидратообразование начинается значительно позже при температуре  $T_1$  от 3,5 °С до 5 °С и давлении  $p_1$  от 73,6 бар до 74,4 бар, что соответствует среднему переохлаждению 5,9 °С (доверительный интервал  $\pm 1$  °С). Полученные экспериментальные данные обрабатывали путем расчета максимальной величины переохлаждения в точках на кривых  $p(T)$ , в которых наблюдалось отклонение от прямой вследствие протекания гидратообразования. Для этого рассчитывали равновесную температуру при давлении  $p_1$  на основании уравнения регрессии, полученного с использованием экспериментальных данных о равновесии гидрата метана.

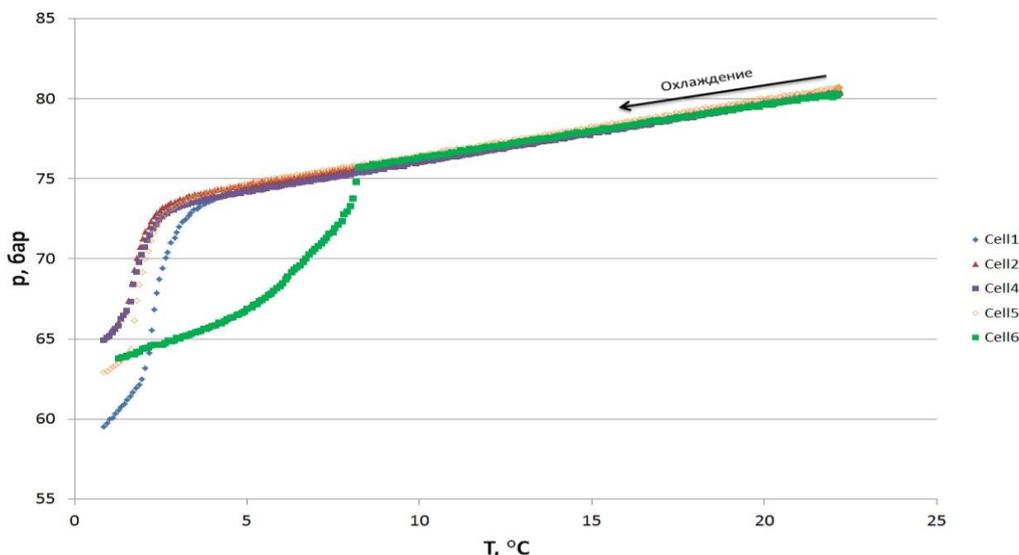


Рисунок 3.2 – Результаты исследования ингибирующих свойств реагента Luvicap 55W при начальном давлении в ячейках 80 бар, гидратообразующий газ – метан; в ячейках № 1 – 5 жидкая фаза 0,5 % раствор ингибитора, в ячейке № 6 – дистиллированная вода без ингибитора

Полученные результаты свидетельствуют, что и при более высоком начальном давлении наблюдаются аналогичные закономерности, что и при 80 бар. Результаты исследования ингибирующих свойств реагентов Luvicap 55W и Luvicap EG в процессе образования гидрата метана (КС-I) представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты исследования ингибирующих свойств реагентов Luvicap 55W и Luvicap EG в процессе образования гидрата КС-I

Ингибитор	Начальное давление, бар	$p_1$ , бар	$T_1$ , °C	Предельная степень переохлаждения $\Delta T = T_1 - T_{eq}$ , °C
-	60	56,8	5,8	$1,9 \pm 0,8$
-	80	75,2	8,3	$2,0 \pm 0,2$
-	100	95,0	10,4	$2,0 \pm 0,5$
-	120	114,0	12,1	$2,0 \pm 1,1$
Luvicap 55W	60	55,1	0,8	$6,5 \pm 0,5$
Luvicap 55W	80	74,0	4,0	$6,2 \pm 1,0$
Luvicap 55W	100	92,6	5,7	$6,5 \pm 0,9$
Luvicap 55W	120	112,3	8,2	$5,7 \pm 1,1$
Luvicap	60	55,6	0,6	$6,8 \pm 0,4$

EG				
Luvicap EG	80	73,0	3,3	6,8 ± 0,4
Luvicap EG	100	92,7	5,2	7,0 ± 0,8
Luvicap EG	120	111,0	7,2	6,7 ± 0,3

Результаты, полученные в опытах по определению ингибирующих свойств реагента Luvicap EG и Luvicap 55W в процессе образования гидрата КС-II представлены в таблице 3.2. Для вычисления равновесной температуры при давлении  $p_1$  использовали уравнение, которое отражает зависимость температуры ( $^{\circ}\text{C}$ ) от давления (бар) на линии трехфазного равновесия гидрата, полученного из газовой смеси 88,2 %  $\text{CH}_4$  + 7,0 %  $\text{C}_2\text{H}_6$  + 4,5 %  $\text{C}_3\text{H}_8$  + 0,2 %  $i\text{C}_4\text{H}_{10}$  + 0,1 %  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$  в диапазоне от 12 до 21 $^{\circ}\text{C}$ . Данное уравнение регрессии получено с использованием данных программы CSMHYD2.0, которые были подтверждены нами экспериментально.

Таблица 3.2 – Результаты исследования ингибирующих свойств реагентов Luvicap 55W и Luvicap EG в процессе образования гидрата КС-II

Ингибитор	Начальное давление, бар	$p_1$ , бар	$T_1$ , $^{\circ}\text{C}$	Предельная степень переохлаждения $\Delta T = T_1 - T_{\text{eq}}$ , $^{\circ}\text{C}$
-	40	38,2	8,3	5,9 ± 0,3
-	60	57,3	13,4	4,0 ± 0,5
-	80	77,0	14,6	4,9 ± 0,4
Luvicap 55W	40	37,0	1,0	13,0 ± 0,5
Luvicap 55W	60	54,3	3,6	13,4 ± 0,3
Luvicap 55W	80	73,3	4,8	14,3 ± 0,7
Luvicap EG	40	37,0	0,5	13,5 ± 1,0
Luvicap EG	60	54,8	3,9	13,2 ± 0,3
Luvicap EG	80	74,2	6,5	12,7 ± 0,4

Анализируя результаты экспериментов, приведенные в таблицах 3.1 и 3.2, следует отметить, что:

1) начальное давление (от 40 до 120 бар) в системе практически не влияет на величину максимальной степени переохлаждения, которая достигается в системе перед началом гидратообразования, как в присутствии 0,5 % ингибиторов Luvicar 55W или Luvicar EG, так и без них;

2) структура образующегося гидрата (КС-I или КС-II) влияет на величину максимальной степени переохлаждения. При ингибирования гидратов КС-II величина максимальной степени переохлаждения во всех опытах в 2 – 2,5 больше, чем в случае ингибирования гидратов КС-I при полностью аналогичных условиях. Поэтому реагенты Luvicar 55W и Luvicar EG при 0,5 % концентрации способны ингибировать образование гидратов КС-II при существенно большем значении движущей силы по сравнению с гидратами КС-I;

3) реагенты Luvicar 55W и Luvicar EG при концентрации 0,5 % масс. способны ингибировать образование гидратов КС-I при степени переохлаждения не выше 6 – 7 °С, гидратов КС-II при степени переохлаждения не выше 13 – 14 °С. Для ингибирования гидратообразования при более высоких степенях переохлаждения реагенты Luvicar 55W и Luvicar EG должны использоваться в большей концентрации или в сочетании с подходящими термодинамическими ингибиторами.

Существуют два способа применения смесей КНIs. Один из методов состоит в применении смеси без дополнительных инъекций метанола. Другой метод - применение совместно с метанолом. При добавлении КНIs в метанол расход последнего может снизиться на 40-60%. Выбор метода основан, прежде всего, на технико-экономических показателях.

Основные преимущества кинетических ингибиторов:

- в несколько раз сокращаются издержки на предотвращение образования гидратов (по сравнению с метанолом расход сокращается практически в два раза);
- более низкий уровень токсичности;
- отсутствие необходимости регенерации отработанных растворов;
- перестройка промысловых сетей не требует больших затрат для использования таких ингибиторов:

- сокращение затрат на транспортировку и хранение ингибиторов.

Однако есть ограничения при применении кинетических ингибиторов:

- температура замерзания растворов близка к 0°C, что ограничивает их применение в северных регионах;

- должен быть обязательно обеспечен режим работы трубопровода с постоянным выносом жидкой фазы (это приводит к определенным требованиям по профилю трубопровода и к рабочим скоростям газового потока, всегда превышающим 10 м/с);

- применению кинетических ингибиторов способствует стабильный термобарический режим работы газопромысловой системы, поэтому при переходных процессах (например, при выходе на установившийся режим при пуске системы) требуется использование традиционного ингибитора.

Определение наиболее благоприятных ситуаций для технологического использования новых низкодозируемых ингибиторов гидратов (т.е. кинетических ингибиторов) и разработка методологии автоматического регулирования расхода таких ингибиторов. В настоящее время подобные ингибиторы уже используют за рубежом в морских газопроводах сырого газа на ряде месторождений Северного моря, а также Мексиканского залива. Проведенные предварительные проработки показывают возможности их использования в системах сбора газа газоконденсатных залежей в весенне-летний период при подземной прокладке шлейфов и коллекторов.

На рисунке 3.3 изображена принципиальная технологическая схема подачи кинетических ингибиторов.

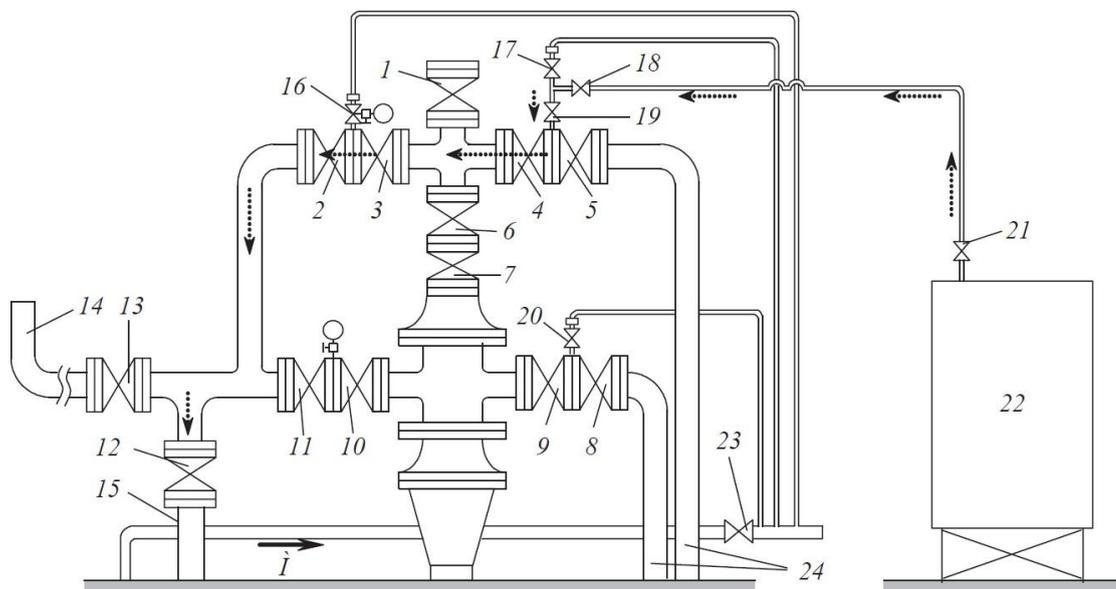


Рисунок 3.3 – Принципиальная технологическая схема подачи КИГ 1...13 – задвижки, 14 – факельная линия, 15 – шлейф скважины, 16...21 – вентили, 22 – установка для дозирования подачи ингибитора, 23 – задвижка метанольной линии, 24 – задавочные линии, М – метанол.

Таким образом, проведение комплексных теоретических и лабораторных исследований ингибиторов кинетического действия сохраняет актуальность и целесообразность с точки зрения определения основных условий успешной реализации мероприятий по предотвращению проблем, обусловленных образованием гидратов. Кроме того, в условиях резко-континентального климата, в котором находится основная часть газодобывающих объектов АО «ТомскГазпром», возникает необходимость применения новых эффективных и безопасных технологий, поэтому использование на промыслах экологически безопасных химических реагентов, в том числе ингибиторов гидратообразования, является весьма перспективным направлением оптимизации производственного процесса добычи и промысловой подготовки углеводородов.

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Потенциальные потребители технологии

В качестве критериев сегментирования стоит использовать следующие виды веществ на ингибирование гидратообразования: метанол как самый распространенный вид ингибирования гидратообразования; другие термодинамические ингибиторы, такие как ДЭГ, МЭГ, ЭГ; кинетические ингибиторы как перспективное направление для минимизации расходов на ингибирование.

Сегментирование производим на примере двух организаций:

Компания «Неохимпродукт» является российским производителем промышленной химии для нужд нефтяной и газовой промышленности, имеет существенный опыт сложного синтеза активных основ для целого ряда нефтепромысловых реагентов собственного производства. Под торговой маркой УноКем выпускают широкий спектр реагентов для разных нужд, такие как ингибирование коррозии или отложения гидратов.

«УФА-ХИМ» - это сплав опыта крупных трейдеров нефтехимии, носителей научных разработок в области топливных присадок и добавок, а также профессионалов в области нефтепромысловой и буровой химии.

Таким образом, составим карту сегментации рынка услуг по увеличению нефтеотдачи пласта (рисунок 4.1).

		Вид ингибитора гидратообразования		
		Метанол	ДЭГ, ТЭГ, ЭГ	КИГ
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

	Неохимпродукт
	УФА-ХИМ

Рисунок 4.1 — карта сегментации рынка услуг по увеличению утилизации ПНГ газлифтным методом

Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что компания «Неохимпродукт» имеет влияние только в компаниях использующих ингибиторы гидратообразования кинетического типа. «УФА-ХИМ» следует направить свой потенциал для разработки более перспективного ингибитора помимо стандартных спиртов и гликолей для большей экономической прибыли.

Поэтому компаниям предпочтительней производить КИГ и внедрять их в различные сегменты производства там, где конкуренция мала.

#### 4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Построена оценочная карта сравнения конкурентных технических решений в таблице 4.1 для ингибиторов кинетического типа.

Таблица 4.1 — Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
<b>Показатели оценки качества проведения технологии</b>					
1. Энергоэффективность	0,04	76	100	0,76	0,0304
2. Помехоустойчивость	0,01	63	100	0,63	0,0063
3. Надежность	0,16	88	100	0,88	0,1408
4. Унифицированность	0,04	68	100	0,68	0,0272
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	64	100	0,64	0,0064
6. Уровень шума	0,02	63	100	0,63	0,0126
7. Безопасность	0,05	82	100	0,82	0,041
8. Потребность в ресурсах памяти	0,01	74	100	0,74	0,0074
9. Функциональная мощность	0,17	73	100	0,73	0,1241
10. Простота эксплуатации	0,1	85	100	0,85	0,085

11. Качество интеллектуального интерфейса	0,01	61	100	0,61	0,0061
12. Ремонтопригодность	0,1	66	100	0,66	0,066
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
13. Конкурентоспособность технологии	0,02	67	100	0,67	0,0134
14. Уровень проникновения на рынок	0,01	80	100	0,8	0,008
15. Перспективность рынка	0,1	67	100	0,67	0,067
16. Цена	0,09	67	100	0,67	0,0603
17. Послепродажное обслуживание	0,01	67	10 0	0,67	0,0067
18. Финансовая эффективность технологии	0,02	65	10 0	0,65	0,013
19. Срок выхода на рынок	0,01	66	10 0	0,66	0,0066
20. Наличие сертификации разработки	0,02	66	10 0	0,66	0,0132
Итого	1				74,15

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i \quad (4.1)$$

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

$V_i$  – вес показателя;

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

$P_{cp} = 74,15$ , данное значение позволяет сделать вывод о том, что

Технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

### 4.3 SWOT-анализ

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

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

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT-анализа

<b>Сильные стороны технологии (С)</b>	<b>Слабые стороны технологии (Сл)</b>
<ol style="list-style-type: none"><li>1. Применение КИГ уменьшает вредность работы с данным продуктом;</li><li>2. Требуется меньшая концентрация для ингибирования;</li><li>3. Простота работы с реагентом и отсутствие необходимости переоборудования промыслов.</li></ol>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Не универсальность применения КИГ;</li><li>2. Невозможность регенерации вещества из-за малой концентрации;</li><li>3. Малая практическая база.</li></ol>
<b>Возможности (В)</b>	<b>Угрозы (У)</b>
<ol style="list-style-type: none"><li>1. Уменьшение затрат на ингибирование;</li><li>2. Увеличение объёма добычи газа;</li></ol>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Ухудшение товарных качеств газа.</li><li>2. Развивающаяся конкуренция методов ингибирования гидратообразования.</li></ol>

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

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

Факторы помечаются либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Интерактивные матрицы проекта представлены в таблицах 4.3,4.4, 4.5, 4.6

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны</b>				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	-	+	+
	B2	-	+	-

При анализе интерактивной таблицы 4.3 определены сильные коррелирующие стороны и возможности: B1C2C3; B2C2.

Таблица 4.4– Интерактивная матрица проекта

<b>Слабые стороны</b>				
Возможности проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	B1	-	-	+
	B2	-	-	0

При анализе интерактивной таблицы 4.4обнаружены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл3.

Таблица 4.5– Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны</b>				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	-
	У2	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 4.5 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У2С1С2.

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица проекта

<b>Слабые стороны</b>				
Угрозы проекта		СЛ1	СЛ2	СЛ3
	У1	-	+	0
	У2	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 4.13 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2; У2Сл1Сл2Сл3.

Заявленная технология имеет большой потенциал, высокую

актуальность и эффективность. Из недостатков стоит выделить малое распространение технологии в нефтегазовой промышленности.

#### 4.4 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 4.7.

Таблица 4.7 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Поиск темы для ВКР	6	20.01.2022	25.01.2022	Хасанов Д.Р.
Описание общей теоретической части по теме	13	26.01.2022	14.02.2022	Хасанов Д.Р., Вершкова Е.М. (научный руководитель ВКР)
Изучение нормативных документов и законодательной базы	14	15.02.2022	28.02.2022	Хасанов Д.Р.
Изучение и формирование отчета по методам ингибирования гидратов газов	25	1.03.2022	25.03.2022	Хасанов Д.Р., Вершкова Е.М. (научный руководитель ВКР)
Выполнение задания по разделу финансовый менеджмент	15	26.03.2022	09.04.2022	Хасанов Д.Р.
Выполнение задания по разделу социальная ответственность	20	10.04.2022	29.04.2022	Хасанов Д.Р.
Формирование заключения по ВКР	22	30.04.2022	22.05.2022	Хасанов Д.Р., Вершкова Е.М. (научный руководитель ВКР)
Создание презентационного материала	8	23.05.2022	30.05.2022	Хасанов Д.Р.

Таблица 4.8 — Календарный план-график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Рабочие дни	Продолжительность работ															
			Янв			Фев.			Март			Апр.			Май		Июн.	
			1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-28	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30	1-10	11-20	21-31	1-10
Поиск темы для ВКР	Бакалавр	6																
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр, руководитель	13																
Изучение нормативных документов и законодательной базы	Бакалавр	14																
Изучение и формирование отчета по методам ингибирования гидратов газов	Бакалавр, руководитель	25																
Выполнение задания по разделу финансовый менеджмент	Бакалавр	15																
Выполнение задания по разделу социальная ответственность	Бакалавр	20																
Формирование заключения по ВКР	Бакалавр, руководитель	22																
Создание презентационного материала	Бакалавр	8																

 бакалавр;

 руководитель.

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 4.8.

#### **4.5 Бюджет научно-технического исследования**

При планировании бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

##### **4.5.1 Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы**

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расч\ i} \quad , \quad (1)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх\ i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$kT$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента ( $kT$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 4.9.

Таблица 4.10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (Зм),руб.
Перчатки резиновые	Шт.	10	34,4	344
Очки	Шт.	2	1056	2112
Пробирка мерная	Шт.	20	21,7	434
Шкаф сушильный	Шт.	1	31,687	31687
Суммарная стоимость		34577		
Итого, с транспортными расходами		39764		

#### **4.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования**

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Труба пластиковая	1	0,5	0,5
Весы лабораторные	1	1,5	1,5
Устройство измельчения	1	2	2
Устройство отделения	1	2,5	2,5
Измеритель температуры	1	5,3	5,3
Компрессор	1	6,5	6,5

Общие единовременные затраты на приобретение различного рода специального оборудования составили 18,3 тыс. руб.

#### **4.5.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления**

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. От 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента приведен в таблице 4.10. Расчет амортизационных отчислений

проводится по формуле линейной амортизации:

$$Am = \text{Сперв.} / \text{СПИ},$$

где Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев

Таблица 4.12 Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Срок использования, месяцев	Сумма отчислений, руб.
Труба пластиковая	0,5	4	84	5	100
Весы лабораторные	1,5	3	60	4	375
Устройство измельчения	2	5	86	4	500
Устройство отделения	2,5	3	60	5	500
Измеритель температуры	5,3	4	84	5	106
Компрессор	6,5	4	84	4	1625
Итоговая сумма амортизационных отчислений					3206

В соответствии со сроками проведения лабораторного исследования, а именно необходимо 5 месяца на проведение эксперимента, амортизационные отчисления будут составлять 3206 рублей.

#### 4.5.4 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка инженера (ассистент), и руководителя

(Старший преподаватель, кандидат наук) взята в соответствии с приказом № 5994 по НИИ ТПУ и соответственно составляют 15000 и 23100 рублей.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Ззп = Зосн + Здоп; \quad (2)$$

где Зосн – основная заработная плата;

Здоп – дополнительная заработная плата (12-20 % от Зосн).

Основная заработная плата (Зосн) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_p \quad (3)$$

где Зосн – основная заработная плата одного работника;

Т<sub>р</sub> – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

З<sub>дн</sub> – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot М}{F_d} \quad (4)$$

где З<sub>м</sub> – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

F<sub>д</sub> – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 4.13).

Таблица 4.13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководите ль	Инжене р
Календарное число дней	70	140
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	7	14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	63	126

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р}, \quad (5)$$

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

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

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

$k_{р}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб. б.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$ , руб. б.	$Z_{д}$ , руб. б.	Тр, раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб. б.
Руководитель	23100	0,3	0,2	1,3	45045	1502	63	94595
Инженер	15000	0,3	0,2	1,3	29250	1068	126	134550
Итого $Z_{осн}$								229145

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующего в проекте, составляют 229145 рублей.

#### 4.5.5 Расчет дополнительной заработной платы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (6)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на

стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Результаты занесены в табл. 4.15.

Таблица 4.15 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. дополнительной заработной платы	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	94595	0,15	14189
Инженер	134550	0,15	20183
Итого Здоп			34372

#### 4.5.6 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2019 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (7)$$

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

Таблица 4.16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	94595	14189	0,3	32635
Инженер	134550	20183	0,3	46420
Итого Zвнеб				79055

#### 4.5.7 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot \sum_1^5 Z_i \quad (8)$$

где  $K_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (39,764 + 3,206 + 229,145 + 34,372 + 79,055) = 61,69 \text{ тыс. руб.}$$

#### 4.5.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты НИИ	39,764
Амортизационные отчисления	3,206
Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	229,145
Затраты по доп. заработной плате исполнителей проекта	34,372
Отчисления во внебюджетные фонды	79,055
Накладные расходы	61,69
Бюджет затрат НИИ	447,232

#### 4.6 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования. В качестве аналога использовались данные по аналогичному эксперименту, с использованием программных комплексов. Основные отличия аналога заключается в количестве привлеченных работников, сроках выполнения, использование более дорогостоящего оборудования. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (9)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно- исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

$$I_{\text{финр}}^1 = 1.$$

$$I_{\text{финр}} 2 = 550,100/447,232=1,23;$$

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot p_i \quad (10)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (табл. 4.18).

Таблица 4.18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Проект	Аналог
1. Достоверность результатов	0,35	5	4
2. Комплексность исследования	0,15	5	3
3. Актуальность исследования	0,30	5	5
4. Широкий спектр решаемых задач	0,20	5	4
ИТОГО	1	20	16

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущей работы и аналога принимают следующие значения:

$${}_m l^p = 5*(0,35+0,15+0,30+0,20)=5$$

$${}_m l^a = 4*0,35+3*0,15+5*0,30+4*0,20=4,15$$

Интегральный показатель эффективности разработки ( $l^p_{\text{финр}}$ ) и аналога ( $l^a_{\text{финр}}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по

формуле:

$$l^p_{\text{финр } m \text{ ф}} = l^p / l^a = 5/1 = 5;$$

$$l^a_{\text{финр } m \text{ ф}} = l^a / l^a = 4,15/1,23 = 3,37.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования. Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$\text{Эср} = l^p_{\text{финр}} / l^a_{\text{финр}} = 5/3,37 = 1,48.$$

где Эср – сравнительная эффективность исследования.

Таблица 4.17 – Сравнительная эффективность исследования

№ п/п	Показатели	Проект	Аналог
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,23
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	5	3,37
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,48	

Сравнение на основании таблицы 4.17 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

### Вывод по экономическому разделу

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования.

Обоснование конкурентоспособности зарубежным производителям является использование отечественных композиций. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 140 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 447232 рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на оборудование. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить, как денежные, так и временные затраты. При подсчете интегрального финансового показателя наблюдается уменьшение бюджета разработки по сравнению с аналогом, а при подсчете интегрального показателя ресурсоэффективности наблюдается увеличение эффективности в сравнении с тем же аналогом.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б7Г2		Хасанов Денис Рифкатович	
<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение (НОЦ)</b>	ОНД
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Анализ способов повышения эффективности борьбы с гидратообразованием на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область) АО «ТомскГазпром»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

#### Введение

*Объект исследования – анализ способов повышения эффективности борьбы с гидратообразованием*  
*Область применения – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (Томская область)*  
*Анализ существующих способов борьбы с гидратообразованием, выявление достоинств и недостатков каждого метода, подбор наиболее оптимального способа для условий Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.*  
*Рабочая зона: полевые условия*  
*Климатическая зона: резко континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом*  
*Количество и наименование оборудования рабочей зоны установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГК)*  
*Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, добыча газоконденсата*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

#### 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 20.02.2022) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда;
3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности

#### 2. Производственная безопасность при эксплуатации:

**Вредные факторы:**

- отклонение показателей климата на открытом воздухе;
- загазованность рабочей зоны;
- воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека;
- повреждения, наносимые насекомыми;
- освещенность;
- шум;
- вибрации;
- психофизические факторы (монотонность, психоэмоциональное напряжение)

**Опасные факторы:**

- Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- электрический ток;</li> <li>- статическое эл-во;</li> <li>- короткое замыкание;</li> <li>- работы с оборудованием под высоким давлением</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	<p><i>Селитебная зона:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- класс I. СЗЗ=1000м</li> </ul> <p><i>Анализ воздействия объекта на атмосферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- выбросы;</li> <li>- выхлопные газы</li> </ul> <p><i>Анализ воздействия объекта на гидросферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сбросы;</li> <li>- утечка горючесмазочных материалов;</li> </ul> <p><i>Анализ воздействия объекта на литосферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- отходы, нарушение естественного залегания пород</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Природного характера <ul style="list-style-type: none"> <li>- паводковые наводнения;</li> <li>- лесные и торфяные пожары;</li> <li>- ураганы;</li> </ul> </li> <li>метели и снежные заносы.</li> <li>• Техногенного характера <ul style="list-style-type: none"> <li>- прекращение подачи электроэнергии;</li> <li>- пожар на объекте;</li> <li>- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечке нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.</li> </ul> </li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС: пожары и взрывы</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Хасанов Денис Рифкатович		

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Объектом исследования данной работы является Мыльджинское газоконденсатное месторождение. В данной работе будет рассматриваться анализ способов повышения эффективности борьбы с гидратообразованием на Мыльджинском газоконденсатном месторождении. Борьба с гидратами помогает увеличить темпы отбора и повысить конечную газоотдачу разрабатываемых залежей, что является одной из основных задач при разработке газовых месторождений. Рабочие процессы Мыльджинского месторождения – бурение и добыча газоконденсата.

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

Глава 47 ТК РФ устанавливает особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Вахтовый метод — это особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности (ст. 297 ТК РФ).

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

В обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий труда входит проведение обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажей по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда.

Согласно пункту ст. 212 ТК РФ, в систему обучения входят:

- проведение инструктажей по охране труда;
- стажировка на рабочем месте;
- обучение по охране труда (подтверждается наличием удостоверения о проверке знаний требований охраны труда);
- обучение оказанию первой помощи пострадавшим на производстве.

Разработка генерального плана должна основываться на принципах:

- обеспечения пожаробезопасных условий проведения производственного процесса;

– обеспечения возможности безопасной эвакуации людей из зданий и сооружений и с территории объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений при возникновении пожара и/или пожароопасной аварии.

Кустовые площадки добывающих скважин должны размещаться за пределами охранных линий электропередачи, магистральных нефте- и газопроводов, водозаборных, промышленных и гражданских объектов.

## 5.2 Производственная безопасность

Таблица 1 - Возможные опасные и вредные производственные факторына рабочем месте при выполнении НИР

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с отклонением показателей климата на открытом воздухе	Постановлением 40 Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда" Постановление от 16.12.2002 г. №370 Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области.
Повышенная загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны Федеральный закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ (ред. от 02.07.2021) "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2022)
воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества (в действующей редакции) Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 19 апреля 2017 г. № 371н "Об утверждении Правил по охране труда при использовании отдельных видов химических веществ и материалов"(ред.от 30.05.2017)
Опасность повреждений, наносимых насекомыми	ст. 227 ТК РФ, п. 3 Положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве, п. 9 Постановления Пленума Верховного Суда РФ от 10.03.2011 N 2
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
Повышенный уровень и другие неблагоприятные	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда ШУМ Общие требования безопасности (Дата введения 2015-11-01)

характеристики шума	СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с изменением № 1)
Повышенный уровень общей вибрации	ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения (от 01.01.1981) ГОСТ 31192.1-2004 (ИСО 5349-1:2001) Вибрация Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека (Действ.редакция 2008-07-01)
нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса психофизические факторы	ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда (01.11.2005 в действ.ред.)
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда Оборудование производственное. Ограждения защитные (01.071982 в действ.ред) ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности (01.01.1992 в действ.ред)
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно-допустимые уровни напряжений прикосновения и токов ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016) Защита от поражения электрическим током Общие положения для электроустановок и электрооборудования ( от 01.06.2020г.)
Воздействие статического электричества	ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования (от 01.01.1991 в действ.редакции) ГОСТ 31613-2012 15 марта 2019 г. Электростатическая искробезопасность. Общие технические требования и методы испытаний
Опасность короткого замыкания	ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ Актуализированная редакция 06.04.2015 ГОСТ Р 52736- 2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания от 01.07.2008 в действ.ред.
Работы с оборудованием под высоким давлением	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением" (от от 15 декабря 2020 года)

### 5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

К вредным производственным факторам при проведении мероприятий по борьбе с гидратообразованием относятся:

- *отклонение показателей климата на открытом воздухе*

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях Западной Сибири среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже  $-45^{\circ}\text{C}$  даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела.

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

Коллективная защита на газопромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- регламентированный график труда и отдыха;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

– для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения;

– расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений;

– перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен

– горячим питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чай и др.);

– в целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду;

– допустимую продолжительность непрерывного пребывания на холоде и число 10-минутных перерывов на обогрев (за четырехчасовой период рабочей смены) применительно к выполнению работ следует определять в соответствии с климатическими условиями региона.

• *загазованность рабочей зоны;*

При выполнении работ по борьбе с гидратами, зачастую используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия. Например, применяют такие вещества, как: хлористый кальций, метанол, триэтиленгликоль, этилкарбитол и диэтиленгликоль. Существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии от избыточно развиваемого агрегатами давления, а также при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то, что при осуществлении данного мероприятия используется до 10 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества. Химически токсичные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через

органы дыхания, пищеварения или кожу. Вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности и могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином. Другими словами можно сказать, что при большой дозе воздействия на организм рабочего они могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу.

Характеристика основных вредных веществ на кустах газовых скважин:

- Метан - токсичен, при недостатке кислорода в воздухе вызывает удушье. Первые признаки отравления - недомогание и головокружение. Предельно допустимая концентрация содержания метана в воздухе рабочей зоны - 7000 мг/м<sup>3</sup>. Класс опасности 4.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- противогазы, очки, защитные маски.

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- устройство вытяжной местной вентиляции.

- *воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека;*

В процессе проведения работ по борьбе с гидратами, возможно поступление токсичных веществ (метан, соляная кислота, плавиковая кислота, растворы щелочей) в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при это:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;
- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими

средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- пневмокостюм;
- очки защитные;
- резиновые перчатки; Коллективные средства защиты:
- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.
- *повреждения, наносимые насекомыми;*

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

Наибольшую опасность из насекомых представляет клещ, поэтому необходимо уделить особое внимание противэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу

Работодатель обязан организовать вакцинацию сотрудников, чья работа связана с риском заболеть инфекционными болезнями. Перечень работ, при которых вакцинация обязательна, утвердило Правительство постановлением от 15.07.1999 № 825. Календарь профилактических прививок по эпидемическим показаниям утвердили в приложении 2 к приказу Минздрава от 06.12.2021 № 1122н. Одну из наибольших опасностей представляют клещи, которые переносят КВЭ.

При наступлении несчастного случая работник должен немедленно сообщить об этом работодателю. В организации может быть принят отдельный локальный акт с указаниями, как работники должны действовать при несчастном случае на производстве. В нем также можно прописать порядок уведомления руководства предприятия. Если порядок не прописан, работник вправе сообщить о несчастном случае любым доступным ему способом.

В дальнейшем пострадавшему нужно собирать все медицинские документы и расходные документы, подтверждающие его затраты на лечение (если таковые будут).

Если комиссия признает несчастный случай связанным с производством, то пострадавшему должны будут выдать акт по форме Н-1 и выплатить положенные ему страховые выплаты. В зависимости от характера повреждений здоровья это может быть не только пособие по временной нетрудоспособности, но и другие выплаты (пп. 1-3 п. 1 ст. 8 Закона N 125-ФЗ).

- *освещенность;*

Недостаточная освещенность оказывает влияние на работу зрительного аппарата, на психику человека. Также слабое освещение может вызывать усталость центральной нервной системы. Для того, чтобы избежать вредного влияния данного фактора существуют определенные требования к организации освещения рабочих зон. Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы в темное время суток должны быть освещены. В производственных помещениях должно быть предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Распределение яркости на рабочей поверхности должно быть равномерным, без пульсаций. Установки освещения должны быть достаточно долговечными и безопасными (40Люкс)

- *превышение шума и вибрации;*

В процессе добычи газа значительное влияние на рабочий персонал оказывает вибрация и шум. Источниками являются электродвигатели, насосы и разнообразные машины и механизмы. Допустимые значения уровня шума и вибраций нормируются. Предельное значение уровня шума на рабочих местах, установленное ГОСТ 12.01.003–2014 [2], составляет 80 дБ. Согласно ГОСТ 24346–80 [3], допустимый уровень вибрации на рабочих местах не должен превышать 92 дБ.

В целях борьбы с вредным влиянием данных факторов, работников обеспечивают средствами индивидуальной защиты, которые включают в себя перчатки, обувь, стельки, изготовленные из виброизолирующего материала, а также наушники, подавляющие воздействие шума.

К коллективным средствам защиты можно отнести применение специальных виброизолирующих покрытий, установку вибрирующего

оборудования на фундамент, препятствующий распространению вибраций.

- *психофизические факторы (монотонность, психоэмоциональное напряжение)*

Монотонная работа может привести к переоценке продолжительности рабочего времени (рабочая смена кажется значительно длиннее), рабочий с нетерпением ждет окончания смены. Монотонность негативно влияет на эффективность: ухудшаются экономические показатели, повышаются травматизм и аварийность, увеличивается текучесть кадров.

Психоэмоциональное напряжение, возникает при воздействии эмоционально-отрицательных и экстремальных факторов, связанных с выполняемой профессиональной деятельностью.

Меры профилактики стрессовых состояний предусматривают внедрение рациональных режимов труда и отдыха, комплекса оздоровительно-профилактических мероприятий для предупреждения воздействия стресс-факторов на организм работающих. Важным является устранение источника напряжения (МР 2.2.9.2311-07 Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности)

### **5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов**

К опасным производственным факторам при борьбе с гидратами относятся:

- *Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;*

При проведении работ используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [16] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91

- *электрический ток*

На Мыльджинском месторождении используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промышленных объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства по ремонту скважин.

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры);
- индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);
- заземление.

Методы защиты от статического электричества следующие:

- замена горючих средств менее горючими;
- изменение способности горючих веществ к электризации (антистатические присадки);

- вынос объектов, опасных по генерированию статического электричества, за пределы производственных помещений, в которых могут образоваться пожаро- и взрывоопасные смеси паров и газов.

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

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м. друг от друга и обычно имеют длину 3 м. и диаметр 5 см.

Охрана труда подразумевает периодическое проведение инструктажей по электробезопасности.

Виды инструктажей в электроустановках включают в себя множество видов обучения по электробезопасности:

1. Инструктажи: вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой, по пожарной безопасности;
2. Подготовку по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка);
3. Проверку знаний правил, норм по охране труда, правил пожарной безопасности и других нормативных документов;
4. Контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки;
5. Профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

- *статическое электричество*

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.

- *короткое замыкание*

При коротком замыкании в электрических сетях с образованием электрической дуги возможно возникновение возгораний горючих веществ, приводящее к пожарам и взрывам, травмированию обслуживающего персонала и посторонних лиц, оказавшихся в зоне влияния дуги. Прохождение тока может вызывать у человека раздражение и повреждение различных органов. Первая помощь при ударе током заключается в прекращении действия электрического тока на организм пострадавшего, проведение закрытого массажа сердца и искусственного дыхания, если от удара током у пострадавшего остановилось сердце, обработка и наложение повязки на обожженные места.

- *работы с оборудованием под высоким давлением*

Оборудование, работающее под давлением 0,07 МПа и выше, должно эксплуатироваться в соответствии с “Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением“ Запрещается подключать скважину к установке подготовки газа если система не находится под давлением равном давлению в газовом сепараторе. Для предупреждения фонтанирования газовой скважину в процессе бурения обвязка устья включает противовыбросовое оборудование - превентор. Для обслуживания верхней части фонтанной арматуры (осмотр, смена штуцеров, исследование скважины) сооружается металлическая площадка с рифленным полом, лестницей с перилами, обеспечивая удобное и безопасное ведение работ в любом месте фонтанной арматуры. При появлении первых признаков газопроявления, при проведении

электрических или перфорационных работ, в скважине необходимо прекратить ведение работ. Поднять оборудование на поверхность. В случае необходимости обрубить кабель. Закрыть противовыбросовую задвижку. Установить непрерывное наблюдение за давлением в межтрубном и трубном пространстве [9].

При фонтанировании газом или газоконденсатом, при отсутствии технических возможностей по закрытию устья скважины, немедленно прекратить все работы в загазованной зоне. Остановить двигатель внутреннего сгорания, потушить свет. Запретить пользоваться стальным инструментом, курение и другие действия, ведущие к возникновению искр. Удалить людей в безопасное место, выставить посты и запретить движение транспорта и людей на прилегающих к фонтану дорогах. Для предотвращения загорания фонтана вводить в фонтанную струю и на металлоконструкции максимально-возможное количество водяных струй.

На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол, ДЭГ, соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 31294-2005.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.2 Анализ воздействия на селитебную зону**

Санитарно-защитная зона - обязательный элемент любого объекта, который является источником воздействия на среду обитания и здоровье человека.

Согласно СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» п.3 Добыча руд и нерудных ископаемых Промышленные объекты по добыче

природного газа относят к I классу опасности, размер СЗЗ устанавливается не менее 1000м.

Опасные производственные объекты должны располагаться на достаточном расстоянии от жилых зон для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект.

Для этого применяют следующие меры:

1. Территория огораживается по периметру.
2. Устанавливается видеонаблюдение и периметральная охранная сигнализация.
3. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

### 5.3.3 Анализ воздействия объекта на атмосферу

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

Таблица 31 – Перечень источников выбросов в атмосферу

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

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

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

52.04.52-85.

#### **5.3.4 Анализ воздействия объекта на гидросферу**

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

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

#### **5.3.4 Анализ воздействия объекта на литосферу**

На установке комплексной подготовки газа предусмотрена колонна отдувки метанола, что позволяет снизить концентрацию метанола, закачиваемую в пласт.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Для Мыльджинского месторождения характерны следующие виды чрезвычайных ситуаций:

– природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы.

– техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечке

нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». основополагающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

#### **5.4.1 Анализ возможных ЧС**

Взрыв и пожар представляет собой большую опасность как для персонала, так и для окружающей среды. Причиной возникновения пожара и взрыва на установках промысла является разгерметизация трубопровода вследствие человеческого фактора, износа оборудования или стихийного бедствия.

Источником пожароопасности является применение открытого огня (огневые работы). Помещения категории «А» в здании модуля подготовки газа, оборудованы УФ/ИК детекторами пламени типа U 7652В. В помещениях категории «А» блока-бокса фильтров газа, блоков-боксов маслофильтров установлены тепловые пожарные извещатели многократного действия типа ИП103-4/1 ИБ70, подключаемые к контроллеру типа «ПК-4510» через «Устройство приемно-контрольное, охранно-пожарное, взрывозащитное, с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» УПКОП 135-1-1. В блоках-боксах насосной склада ГСМ, КНС предусмотрены извещатели ИП103-2/1.

Установка автоматического пенного пожаротушения УКПГ обеспечивает автоматическую сигнализацию о возникновении пожара и автоматическое тушение очага пожара пеной средней кратности. Включение установки ППТ в действие производится как в автоматическом, так и в ручном (дистанционном)

режиме. Система пожаротушения находится в положении готовности к пенообразованию и подаче пены в очаг пожара любого цеха. На Мыльджинском ГКМ имеется собственная пожарная часть.

#### **5.4.2 Меры по предупреждению взрыво- и пожароопасной обстановки**

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

- герметизация оборудования и трубопроводов;
- применение для тепло- и звукоизоляции трубопроводов и оборудования негорючих материалов;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций газа в помещениях компрессоров ГПА, технологических цехов, с выдачей сигнала в диспетчерскую и автоматическим включением аварийно-вытяжной вентиляции;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций на площадках компрессорной станции и УКПГ;
- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими надежность и безаварийность работы;
- дистанционное управление кранами подключения ДКС к газопроводу подключения, газопроводами УКПГ, кранами на свечах сброса давления в подводящих газопроводах;
- аварийное освещение в помещениях ГПА с питанием от аккумуляторных батарей;
- аварийный останов ДКС, УКПГ;
- применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;

– защита газопровода от электромагнитной индукции, статического электричества, и мероприятия по предотвращению заноса высоких потенциалов в здания;

– использование стальных бесшовных труб для газопроводов и других технологических трубопроводов с обязательным гидравлическим испытанием каждой трубы на заводе-изготовителе;

– использование сварных соединений на газопроводах и трубопроводах с взрывопожароопасными и токсичными веществами;

– использование фасонных соединительных деталей трубопроводов (отводы, тройники, переходы) заводского изготовления, проверенных и испытанных на заводе;

– опознавательная окраска газопроводов и других технологических трубопроводов.

Основное внимание было уделено:

–повышению уровня подготовки органов управления и сил на решение задач по защите объектов Общества от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в мирное и военное время, а также террористических угроз;

–обучению работников Общества в области гражданской обороны, пожарной безопасности и защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

–оснащению объектов Общества новейшими системами аварийной сигнализации (охранной, пожарной, газовой).

#### **5.4.3 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации ее последствий**

Ответственность за ликвидацию аварии, до приезда ответственного руководителя (начальника службы, главного инженера), несет сменный инженер объекта, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению

нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер (начальник службы) промысла обязан вмешаться в ход ликвидации аварии вплоть до отстранения сменного инженера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

Ликвидация аварий производится согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), утвержденного главным инженером Общества. Дежурный персонал обязан знать признаки аварий по технологическому оборудованию и коммуникациям, методы нахождения неисправностей и ликвидации аварий.

При возникновении аварии и в течение аварийной ситуации оперативный персонал обязан с учетом складывающейся обстановки принимать быстрые и эффективные меры к предотвращению угрозы жизни и здоровью людей, повреждению смежного с аварийным объектом оборудования и коммуникаций и недопущению других нежелательных последствий.

В аварийной ситуации персонал должен:

- принять меры к локализации аварии, прекращению поступления в зону аварии горючих веществ, материалов, которые при горении выделяют вредные и ядовитые вещества;

- после осмотра места аварии сообщить о создавшейся ситуации и принятых мерах руководству промысла;

- после прибытия на место аварии восстановительных и пожарных подразделений, сообщить их руководителям о создавшейся ситуации, о положении запорной арматуры на технологических коммуникациях, примыкающих к зоне аварии, месторасположении и условиях проезда к пожарным гидрантам.

Для принятия неотложных мер по локализации аварии и ликвидации ее последствий оперативный персонал имеет право привлекать к работам всех, кто находится на установке в момент аварии.

## **Выводы**

В ходе работы был проведен анализ возможных вредных и опасных

производственных факторов, которые могут оказывать отрицательное влияние на физическое состояние рабочего персонала.

Согласно Правил устройства электроустановок помещение Установки комплексной подготовки газа относится к помещению с повышенной опасностью.

Работники УКПГ обязаны соблюдать требования Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, инструкций по охране труда, указания, полученные при целевом и других инструктажах. Группа персонала по электробезопасности имеет II группу допуска. Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок. Категория тяжести трудового процесса оператора УКПГ относится к допустимому классу условий труда.

Помещения категории «А» в здании модуля подготовки газа, оборудованы УФ/ИК детекторами пламени типа U 7652В. В помещениях категории «А» блока-бокса фильтров газа, блоков-боксов маслофильтров установлены тепловые пожарные извещатели многократного действия типа ИП103-4/1 ИБ70, подключаемые к контроллеру типа «ПК-4510» через «Устройство приемно-контрольное, охранно-пожарное, взрывозащитное, с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» УПКОП 135-1-1. В блоках-боксах насосной склада ГСМ, КНС предусмотрены извещатели ИП103-2/1.

В соответствии с Критериями отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду установка комплексной подготовки газа относится к объектам I категории.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены гидраты природного газа, их условия образования, а также проведен обзор современных способов борьбы с ними.

Для эффективной борьбы необходимо знать количество влаги, фактическое давление и температуру в трубопроводе. Наиболее используемым методом борьбы с гидратами является метод с применением метанола в качестве ингибитора гидратообразования. Данный метод, несмотря на широкое использование, имеет свои недостатки, такие как токсичность и пожароопасность реагента, высокие эксплуатационные затраты по его утилизации и закачке.

Также даны общие сведения о Мыльджинском месторождении, геолого-физическая характеристика месторождения и физико-химические свойства газа. Проведен анализ состояния проблемы гидратов и рассмотрены способы борьбы с гидратообразованием на Мыльджинском месторождении.

По результатам анализа сделаны выводы и разработаны рекомендации по выбору способов борьбы с гидратообразованием в процессе эксплуатации газоконденсатных скважин. В качестве альтернативного варианта решения проблемы образования техногенных газовых гидратов является использование кинетических ингибиторов гидратообразования (КНИs), представляющих собой водорастворимые ВМС, которые вмешиваются в процесс кристаллизации гидратов, замедляя его, а также воздействуют на начальные стадии роста кристаллов.

Проведение комплексных теоретических и лабораторных исследований ингибиторов кинетического действия сохраняет актуальность и целесообразность с точки зрения определения основных условий успешной реализации мероприятий по предотвращению проблем, обусловленных образованием гидратов. Кроме того, в условиях резко-континентального климата, в котором находится основная часть газодобывающих объектов АО

«ТомскГазпром», возникает необходимость применения новых эффективных и безопасных технологий, поэтому использование на промыслах экологически безопасных химических реагентов, в том числе ингибиторов гидратообразования, является весьма перспективным направлением оптимизации производственного процесса добычи и промысловой подготовки углеводородов.

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования. Обоснование конкурентоспособности зарубежным производителям является использование отечественных композиций. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании.

В разделе «Социальная ответственность» выявлены вредные и опасные производственные факторы на производстве, охрана окружающей среды, безопасность в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников.

## Список использованных источников

1. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
2. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
4. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
5. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ.
6. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
7. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).
8. ГОСТ 12.4.111-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия.
9. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.
10. РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
11. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах».
12. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
13. А.И. Булатов, Г.В. Кусов, О.В. Савенок Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление / - Краснодар: Издательский дом - Юг, 2011 - 348 с.
14. Березовский Д.А., Савенок О.В. Особенности борьбы с гидратами

природных газов при разработке месторождений (на примере Северо-Ставропольского месторождения) // Сборник статей научно-информационного центра "Знание" по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции "Развитие науки в XXI веке", - Харьков: научно-информационный центр "Знание", 2016. - Часть 2. - с. 29-44.

15. Бешенцева С.А. Анализ методов предупреждения гидратообразования в трубопроводах // Вестник кибернетики. – 2012. – № 11. – с. 40–44.

16. Волков П.В. Исследование тепловых аэромеханических методов для предотвращения гидратообразования и удаления мехпримесей при подготовке газа// Труды XXII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 2018г. – Т.2 С. 100-102. Изд-во ТПУ. – 923 с.

17. Волков П.В., Большунов А.В. Экспериментальное исследование аэромеханического метода для предотвращения гидратообразования при подготовке и транспортировке природного газа и конденсата // Научный журнал «Успехи современного естествознания», Москва, 2018г. – №9 - с. 52-56.

18. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти. М.: ВНИИЭгазпром, 1990. - 214 с.

19. Квеско Н.Г., Квеско Б.Б. Ингибиторная защита оборудования от гидратообразования на газовых месторождениях Восточной Сибири // Евразийский союз ученых (ЕСУ). – 2015. – № 8(17). – с. 94-97.

20. Кусов Г.В., Савенок О.В. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). - Краснодар: ООО "Издательский Дом - Юг", 2017. - № 2. - с. 82-108.

21. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Пер. с англ. М.: Премиум Инжиниринг, 2007. – 316 с.

22. Л.М. Гухман Подготовка газа северных месторождений к дальнему транспорту - Л.: Недра, 1990. – 161 с.
23. Малышева Е.О. Предупреждение образования гидратов природных газов и борьба с ними // Аллея науки. – 2017. - № 2 (14). – с. 117-122.
24. Н. Х. Абдрахманов, В. М. Давлетов, К. Н. Абдрахманова, В. В. Ворохобко, Р. Н. Абдрахманов/ Повышение безопасности эксплуатации газопроводов // Нефтегазовое дело: науч. техн. журн./УГНТУ. 2016. Т.14, №3. с 183-187.
25. Проект опытно-промышленной эксплуатации Мыльджинского газоконденсатнефтяного месторождения. - ТомскНИИПИнефть, 1996 г.
26. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам.
27. Технологический регламент. Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения, 525 с.
28. Чухарева Н.В. Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Томск: Том. политехн. ун-т, 2010.- 30 с.
29. Шиповалов А.Н., Земенков Ю.Д., Тырылыгин И.В. Проблемы применения технологий предупреждения гидратов в промысловых системах // Материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону», Тюмень, 2010 г. - №1. – с. 150 – 154.
30. Perrin A., Musa O. M., Steed J. W. The chemistry of low dosage clathrate hydrateinhibitors. Chemical society reviews. 2016
31. RU 2 705 645 C1 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина" (Семенов Антон Павлович)