

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Прогнозирование борьбы с гидратообразованием аэромеханическим способом в промышленном газопроводе на Мыльджинском газоконденсатном месторождении</b>
УДК <u>622.279.72:622.691.4(571.16)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Федоров Николай Егорович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Томск – 2018 г.

**ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП  
21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

	<b>Формулировка результатов</b>
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Федоров Николай Егорович

Тема работы:

<b>Прогнозирование борьбы с гидратообразованием аэромеханическим способом в промышленном газопроводе на Мыльджинском газоконденсатном месторождении</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2018 №3073/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической и географической информации по Мыльджинскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Обоснование выбора способа воздействия на гидраты и способ очистки аэромеханическим методом, расчет оптимальных термобарических параметров и устройства прямооточного циклона для разрушения гидратов.
<b>Перечень графического материала</b>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	Шарф И.В.
<b>Социальная ответственность</b>	Абраменко Н.С.
<b>Иностранный язык</b>	Болсуновская Л.М.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6Г	Федоров Н.Е.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111с., 11 рис., 29 табл., 12 источников, 1 прил.

Ключевые слова: ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ, МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ, УСТАНОВКА ПРЯМОТОЧНОГО ЦИКЛОНА ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ГИДРАТОВ.

Объектом исследования являются газоконденсатные смеси углеводородов Мыльджинского месторождения .

Цель работы: обоснование выбора способа воздействия на гидраты и способ очистки аэромеханическим методом, расчет оптимальных термобарических параметров и устройства прямоточного циклона для разрушения гидратов.

В процессе исследования проводились эксперименты по удалению гидрата, механических примесей и воды на установке прямоточного циклона, на основе которой были сделаны графики эффективности

Область применения: разработка данной установки для подготовки газа на УКПГ.

Экономическая эффективность представлена в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность»

## **Определения**

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условий из воды и низкомолекулярных газов.

Фазовая диаграмма – графическое изображение состояний термодинамической системы в пространстве основных параметров состояния – температуры, давления и состава.

## **Обозначения и сокращения**

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

МГКМ – Мыльджинское газоконденсатное месторождение;

УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата;

УКПГ – установка комплексного подготовки газа;

ДКС – дожиная компрессорная станция;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

УВ – углеводороды ;

ЧД – чистый доход;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

НД – нормативная документация;

УДЭ – установка дозировочная электронасосный;

КНГКМ – Казанское нефтетегазоконденсатное месторождение;

СВГКМ – Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение;

ГДЭС – газодизельная электростанция;

ФВД – факел высокого давления;

ФНД – факел низкого давления;

УВМ – узел ввода метанола;

ГПА - газоперекачивающий агрегат

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b> .....	9
<b>1.Геологический раздел</b> .....	11
1.1 Геологическая характеристика месторождения.....	11
1.2 Запасы газа, стабильного конденсата и нефти.....	17
1.3 Технологические показатели разработки Мыльджинского ГКМ.....	19
1.4 Характеристика сырья.....	21
1.5 Физико-химические свойства сухого природного газа.....	23
1.6 Характеристика установки.....	24
1.7 Технология подготовки газа.....	27
1.8 Модуль подготовки газа.....	29
1.9 Колонна отдувки метанола.....	38
<b>2. Гидраты</b> .....	42
2.1 Гидраты в природном газе.....	42
2.2 Условия образования гидратов.....	46
2.3 Типы гидратов и гидратообразующие вещества.....	50
<b>3. Практическая часть</b> .....	59
3.1 Установка для теплофизического воздействия для предотвращения гидратообразования.....	59
3.2 Механизм разрушения и удаления гидратов на экспериментальной установке.....	60
3.3 Порядок проведения эксперимента.....	62
3.4 Исследовательская часть работы.....	62
3.5. План работ для эксперимента по удалению воды аеромеханическим способом.....	65
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> .....	70
4.1 Основные фонды.....	70
4.2 Затраты на монтаж модульной циклонной вставки.....	72
4.3 Общие данные оборудования модульной циклонной вставки.....	73

4.4 Амортизационные отчисления для оборудования модульной циклонной вставки.....	73
4.5 Нормативный показатель затрат на все виды ремонта для каждого оборудования модульной циклонной вставки.....	76
4.6 Нормативный показатель затрат на замену быстроизнашивающихся частей.....	78
4.7 Нормативные затраты на энергоносители.....	83
4.8 Стоимость эксплуатации машины в год.....	84
4.9 Расчет экономического дохода при использовании модульной колонной вставки.....	86
4.10 Оценка экономической эффективности.....	86
<b>5. Социальная ответственность.....</b>	<b>87</b>
5.1 Производственная безопасность.....	87
5.1.1 Анализ вредных факторов и опасных факторов.....	87
5.1.2 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.....	88
5.1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	89
5.1.4 Повышенная температура поверхностей оборудования.....	90
5.1.5 Отклонение показателей микроклимата в помещении.....	91
5.2. Анализ опасных факторов.....	93
5.2.1 Сосуды, работающие под давлением.....	93
5.3 Экологическая безопасность.....	94
5.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу.....	94
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	95
<b>Список использованной литературы.....</b>	<b>97</b>
<b>Приложение I.....</b>	<b>98</b>



## **Введение**

Гидратообразование является одним из основных проблем при эксплуатации газоконденсатных месторождений. Насыщение парами воды природного газа является определяющим фактором для образования гидратов. При этом объемная скорость накопления гидратов зависит от скорости изменения влагосодержания газа с изменением давления и температуры.

Образование гидратов может нарушить не только работу отдельной скважины, но и месторождения в целом. Для борьбы с гидратообразованием на промыслах применяют множество различных способов. Техногенные газовые гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в стволах скважин, призабойной зоне, внутрипромысловых коллекторах и шлейфах, в системах заводской и промышленной подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением протекания этих процессов. К газопромысловым системам, в которых возможно образование техногенных газовых гидратов, относятся: - ствол и призабойная зона скважин; - коллекторы и шлейфы ; - установки подготовки газа; - головные участки магистральных газопроводов; - газораспределительные станции; - магистральные и внутрипромысловые продуктопроводы; - установки заводской обработки и переработки газа.

Цель работы: обоснование выбора способа воздействия на гидраты и способ очистки аэромеханическим методом, расчет оптимальных термобарических параметров и устройства прямоточного циклона для разрушения гидратов.

Объект и предмет исследования:

Объектом исследования являются газоконденсатные смеси углеводородов Мыльджинского месторождения; предметом – технологии для борьбы с гидратообразованием на газоконденсатном промысле.

Актуальность: при разработке месторождений Сибири и Крайнего Севера, в связи с небольшими пластовыми температурами и суровыми климатическими условиями этих районов создаются наиболее благоприятные условия для образования гидратов в скважинах и газопроводах. Предотвращение этих осложнений при сниженных эксплуатационных затратах является актуальной проблемой.

Научная новизна: используется новая установка для теплофизического воздействия для предотвращения гидратообразования.

Практическая значимость работы: возможность сокращения использования или полного отказа от ингибитора (метанол).

## Глава 1. Геологический раздел

### 1.1. Геологическая характеристика месторождения

Мыльджинское газоконденсатное месторождение введено в эксплуатацию в 1999 году и разрабатывается по настоящее время. Установка комплексной подготовки газа рассчитывалась на объемы добычи газа 160 тыс. м<sup>3</sup>/час, поэтому была предложена технология низкотемпературной сепарации с использованием дросселя. Начальное пластовое давление составляла 12 МПа, что позволяло поддерживать достаточный перепад давления на дроссели без компримирования газа после первоначальной ступени сепарации для поддержания заданного технологического режима, а именно точка росы по углеводородам в летний период минимальная -5С<sup>0</sup>, по воде -10С<sup>0</sup>, в зимний период точка росы по углеводородам минимальна -10С<sup>0</sup>, по воде -20С<sup>0</sup>.

Так же в состав подготовки газа на МГКМ входит установка деэтанзации и стабилизации конденсата, предусмотренная на максимальную нагрузку 30 тысяч тонн нестабильного конденсата. На УДСК подготавливаются два готовых продукта: 1) стабильный конденсат, который перекачивается насосами в центральный нефтесборный пункт Томской области Лугинецкое месторождение; 2) смесь пропан-бутана технического.

В проекте разработки МГКМ не было заложена система поддержания пластового давления. И с последующими годами эксплуатации месторождения продуктивный пласт истощался. С 2006 года наблюдается резкое снижение пластового давления.

В процессе эксплуатации и с внедрением нового закона РФ о использовании попутного нефтяного газа, появилась необходимость модернизации узла охлаждения газа с использованием эжектора «газ-газ». Эжектор был внедрен в технологическую схему как запасная линия дросселя и служил в первую очередь для утилизации низконапорного газа, поступающего с разделителей жидкости и УДСК.

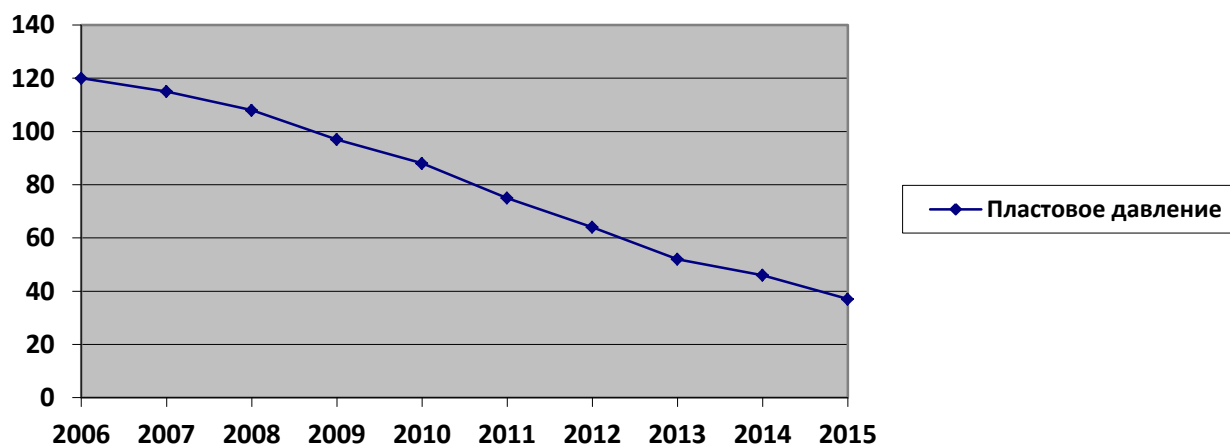


Рисунок 1 – Динамика падения пластового давления

В 2002 году было введено в эксплуатацию Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение, строительство УКПГ на СВГКМ экономически невыгодно и вся добываемая продукция поступает на подготовку в УКПГ МГКМ.

В 2009 году «Томскгазпром» начинает эксплуатировать Казанское нефтегазоконденсатное месторождение и так же газоконденсатная смесь поступает на УКПГ МГКМ.

В связи с тем, что увеличилась значительная нагрузка на УКПГ МГКМ с 160 тысяч м<sup>3</sup> до 280 тысяч м<sup>3</sup> и с падением пластового давления перепада давления на дросселе не хватало для поддержания заданного технологического режима. В эксплуатацию ввели дожимную компрессорную станцию после первой ступени сепарации, которая позволила поддерживать технологический режим до 2015 года.

С 2014 года объемы подготовки газа на МГКМ до 430 тысяч м<sup>3</sup>/час, с пластовым давлением в 4,3 МПа встала проблема поддержания низких температур.

Анализ статистических характеристик неоднородности продуктивных пластов показывает, что наиболее неоднородными коллекторами являются пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>2</sup>, Б<sub>10</sub>, характеризующиеся низкими значениями коэффициента песчаности – 0,27 – 0,44. Коэффициент расчлененности для пластов юры незначительный (1,8 – 2,7), для пласта Б<sub>10</sub> его среднее значение

равно 7,8. Основные продуктивные пласты Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> довольно однородны по коэффициенту песчаности и расчлененности (таблица 1).

Таблица 1 – Коэффициент песчаности и расчлененности.

Пласт	Количество скважин	Коэффициент песчаности (Кп)		Коэффициент расчлененности (Кр)	
		Среднее значение	Коэффициент вариации, %	Среднее значение	Коэффициент вариации, %
Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	27	0,40	9,20	2,3	69
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	29	0,27	14,8	2,7	85
Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	40	0,83	6,0	2,0	105
Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	31	0,57	17,5	1,8	78
Ю <sub>2</sub> <sup>1</sup>	31	0,44	12,9	2,3	39
Ю <sub>2</sub> <sup>2</sup>	30	0,28	10,7	2,3	78
Б <sub>10</sub>	14	0,40	3,0	7,8	200

Промысловые испытания на конденсатность до 1996 г были выполнены на 15 скважинах по горизонтам Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и на 3 скважинах по пласту Б<sub>10</sub>. Исследования проводились на циклонном сепараторе типа ХН-92-015 (диаметр циклона 200 мм, рабочее давление 16 МПа).

Конденсатно-газовый фактор оказался равным 327, 130 и 95 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, т.е. крайние значения отличаются более чем в три раза. Компонентный состав газа и конденсата горизонта Ю<sub>1-2</sub>, Б-10 по результатам лабораторных исследований приведен в таблицах 2, 3.

Конденсат по своему составу является малосернистым, с незначительным содержанием ароматических и высоким парафиновых углеводородов, что делает его исключительно ценным сырьем для различным нефтехимических процессов и прежде всего для пиролиза.

Вследствие того, что наблюдается дифференциация пластового газа в пределах залежи, изменяется и фракционный состав конденсата. В пробах, отобранных из центральной части залежи (район скважин 15, 29), 98% конденсата выкипает до 250 °С. В то же время, пробы из периферийной части имеют повышенную плотность, и до 250 °С выкипает только 70% (скв. 31). Часто из-за примеси нефти конденсат имеет темную окраску.

Выход стабильного конденсата по результатам промысловых исследований горизонта Ю<sub>1-2</sub> изменяется от 78 до 133 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, при этом плотность его меняется от 0,691 до 0,762 г/см<sup>3</sup>. Исключение составляет скв. 31, где выход конденсата равен 304 г/см<sup>3</sup>, а его плотность равна 0,785 г/см<sup>3</sup>.

Таблица 2 – Компонентный состав газов и конденсата горизонта Ю<sub>1-2</sub>, % мольн.

Пласт Ю-1

Компоненты	газ сепарации		газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа		
	мол.%	г/моль	мол.%	г/моль	мол.%	г/моль	г/моль	мол.%	мол.%	г/моль	
С <sub>1</sub>	88,53	885,3	70,24	5,85	0,00	0,00	28,01	5,85	87,26	891,19	
С <sub>2</sub>	3,06	30,6	9,90	0,83	0,00	0,00	3,91	0,83	3,08	31,47	
С <sub>3</sub>	2,12	21,2	10,27	0,88	1,80	0,24	5,11	1,11	2,18	22,30	
изо-С <sub>4</sub>	0,59	5,9	2,79	0,24	2,60	0,35	2,66	0,59	0,64	6,51	
н-С <sub>4</sub>	0,67	6,7	2,48	0,21	5,58	0,75	4,35	0,96	0,75	7,65	
изо-С <sub>5</sub>	0,25	2,5	1,29	0,11	5,88	0,80	4,07	0,91	0,33	3,40	
н-С <sub>5</sub>	0,20	2,0	0,63	0,05	7,10	0,95	4,55	1,00	0,30	3,02	
С <sub>6</sub>	0,20	2,0	0,28	0,02	18,42	2,43	11,26	2,46	0,44	4,49	
С <sub>7+</sub>	0,00	0,0	0,00	0,00	58,61	7,46	35,23	7,46	0,73	7,46	
Азот	3,55	35,5	0,95	0,08	0,00	0,00	0,37	0,08	3,48	35,57	
СО <sub>2</sub>	0,82	8,2	1,17	0,10	0,00	0,00	0,46	0,10	0,81	8,29	
Всего	100,0	1000,0	100,0	8,37	100,0	12,98	100,0	21,35	100,0	1021,35	
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе							0,9791308				

Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе	0,9820319
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе	0,9917071

Таблица 3 – Компонентный состав газов и конденсата горизонта Ю<sub>1-2</sub>, %  
мольн. Пласт Б-10

Компоненты	газ сепарации		газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	мол.%	г/моль	мол.%	г/моль	мол.%	г/моль	г/моль	мол.%	мол.%	г/моль
C <sub>1</sub>	87,70	877,0	61,49	6,57	0,00	0,00	28,14	6,57	86,29	883,54
C <sub>2</sub>	3,67	36,7	10,64	1,19	0,00	0,00	4,86	1,19	3,70	37,93
C <sub>3</sub>	2,57	25,7	14,23	1,63	1,97	0,24	7,56	1,88	2,69	27,56
изо-C <sub>4</sub>	0,67	6,7	4,53	0,53	3,29	0,43	3,85	0,95	0,75	7,64
н-C <sub>4</sub>	0,78	7,8	4,15	0,48	6,91	0,91	5,64	1,39	0,90	9,22
изо-C <sub>5</sub>	0,29	2,9	2,36	0,27	6,92	0,93	4,84	1,20	0,40	4,07
н-C <sub>5</sub>	0,23	2,3	1,24	0,14	8,03	1,07	4,92	1,21	0,34	3,51
C <sub>6</sub>	0,24	2,4	0,48	0,05	19,35	2,55	10,73	2,61	0,49	5,01
C <sub>7</sub>	0,00	0,0	0,00	0,00	53,52	6,90	29,06	6,90	0,67	6,90
Азот	3,85	38,5	0,86	0,09	0,00	0,00	0,39	0,09	3,77	38,60
CO <sub>2</sub>	0,00	0,0	0,03	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
Всего	100,0	1000,0	100,0	10,95	100,0	13,03	100,0	23,99	100,0	1023,99
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе							0,976624			
Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе							0,980990			
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе							0,989176			

Таблица 4– Фракционный состав и физико-химические свойства стабильного конденсата

1. Фракционный состав, % об.	Ю <sub>1-2</sub>	Б <sub>10</sub>
Н.К. °С	48	32

10% перегоняется при t, °С	78	68
50% перегоняется при t, °С	130	127
90% перегоняется при t, °С	250	230
К.К, °С	316	266
Отгон %	98	96
Остаток	1	0,9
Потери	1	3,1
2. Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,735	0,712
3. Молекулярная масса	111	103,5
4. Температура помутнения, °С	-	-
5. Температура застывания, °С	65	70
6. Вязкость, ССТ		
При: -10 °С	1,17	-
+20 °С	0,80	0,79
+40 °С	-	-
Содержание, % масс.		
7. Общей серы	0,01	0,0075
8. Твердых парафинов	отс.	отс.
9. Смол, асфальтенов	отс.	отс.

На основе полученных в результате промысловых исследований данных в подсчете запасов было взято потенциальное содержание конденсата равное 102,7 г/м<sup>3</sup>. Однако эта величина не учитывает его потери с газом сепарации и дегазации, которые обычно составляют 10-15%. С учетом их, потенциальное содержание должно составлять 120 г/м<sup>3</sup>.

Анализ полученных данных позволил сделать следующие выводы:

- газоконденсатная смесь горизонта Ю<sub>1</sub> находится в однофазном состоянии;



- максимальные потери сырого конденсата наблюдаются при пластовом давлении 8,0 – 9,0 МПа;

- давление максимальной конденсации при промышленной обработке газоконденсатной смеси по насыщенному конденсату составляет 8,0 – 9,0 МПа, а по стабильному - 4,5 – 5,0 МПа.

## 1.2. Запасы газа, стабильного конденсата и нефти

Запасы и конденсата, подсчитанные по юрским (суммарно по горизонтам Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub>) и меловым отложениям (пласты Б<sub>16-20</sub>, Б<sub>10</sub> и Б<sub>8</sub>) рассматривались ГКЗ СССР по результатам бурения 32 скважин. Утвержденные начальные запасы газа и конденсата по категории В + С<sub>1</sub> составляет 91567 млн. м<sup>3</sup> и 9543/6949 тыс. т. Запасы газа и конденсата категории С<sub>2</sub> учтены в количестве 7596 млн. м<sup>3</sup> и 891/552 тыс. т соответственно.

После подсчета запасов на месторождении пробурено 12 скважин, уточнивших его геологическое строение. Было подтверждено наличие нефтяной оторочки в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, после чего в 1983 – 1984гг осуществлен подсчет запасов нефти категории С<sub>1</sub> в количестве 10960/3170 тыс. т (протоколы ЦКЗ Мингео СССР от 21.02.1984г и от 10.04.1985г) (таблица 5).

В 1995 – 1996 гг институтом ТомскНИПИнефть проведена детальная корреляция разреза верхнеюрских отложений, в результате чего в объеме горизонтов Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> выделены пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>2</sub><sup>2</sup>.

Таблица 5–Запасы газа и стабильного конденсата

Пласт	Начальные балансовые запасы газа, млн. м <sup>3</sup>		Начальные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. т		Начальные извлекаемые запасы стабильного конденсата, тыс. т.	
	В + С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	В + С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	В + С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>

Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	78441	-	8001	-	5993	-
Б <sub>16-20</sub>	1070	-	109	-	82	-
Б <sub>10</sub>	11320	6487	1358	778	815	467
Б <sub>8</sub>	736	1109	75	113	6946	85
Итого по м/ю	91567	7596	9543	891		552

Определение подсчетных параметров продуктивных пластов проводилось дифференцированно по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>2</sup> по зависимостям, построенным по керновым данным для горизонта Ю<sub>1-2</sub> Мыльджинского месторождения. Пористость и газонасыщенность определялись взвешиванием по толщине.

При пересчете запасов подсчетные параметры обоснованы в соответствии с дифференциацией пластов. При этом учитывались коллекторские свойства пластов и их эффективные толщины. Определение газо- и нефтенасыщенности пластов малой толщины проводилось экспертно с учетом нефтегазонасыщенности и коллекторских свойств пластов большой толщины.

Уточненные балансовые запасы газа и конденсата категории В + С<sub>1</sub> составляют 82631 млн. м<sup>3</sup> и 8613 тыс. т, категории С<sub>2</sub> - соответственно 7940 млн. м<sup>3</sup> и 861 тыс. т.

Основные запасы газа приурочены к горизонту Ю<sub>1</sub> и составляют по категории В + С<sub>1</sub> 65702 млн. м<sup>3</sup> или 79,5% от общих запасов месторождения. По остальным пластам балансовые запасы газа распределились следующим образом: по пластам Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> - Ю<sub>2</sub><sup>2</sup> - 4917 млн. м<sup>3</sup> или 6,0% по пласту Б<sub>16-20</sub> - 1070 млн. м<sup>3</sup> или 1,3%, по пласту Б<sub>8</sub> - 736 млн. м<sup>3</sup> или 0,9%.

Общие балансовые запасы газа категории С<sub>2</sub> составляют 7940 млн. м<sup>3</sup>, половина из них приурочена к пластам Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>2</sub><sup>2</sup>, представленных низкопроницаемыми коллекторами.

### 1.3. Технологические показатели разработки Мыльджинского ГКМ

Период нарастающей и постоянной добычи по вариантам составляет от 14 лет при годовом отборе газа 3,0 млрд. м<sup>3</sup> до 10 лет при отборе газа 4,0 млрд. м<sup>3</sup>. За это время отбирается от 53 до 48% газа и от 36,5 до 34% стабильного конденсата. Ввод ДКС необходим в 2009 году для первого варианта, в 2007 году для второго и в 2006 году для третьего. Максимальная величина газоотдачи за расчетный период достигается по третьему варианту, и составляют 89%. Сравнительная динамика отборов газа и средневзвешенного пластового давления приведена в таблице 6, 7.

Таблица 6– Сравнительная динамика отборов газа

Вариант	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	Ю <sub>2</sub>
1	0,137	0,702	0,863	0,909	0,792
2	0,140	0,721	0,886	0,926	0,813
3	0,144	0,739	0,909	0,950	0,834

По всем вариантам минимальная газоотдача достигается по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, что связано с несовпадением в плане его продуктивных зон с зонами максимальной продуктивности основных нижележащих пластов. Расчеты показывают, что исходя из сегодняшних представлениях об условиях залегания газа в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, его запасы практически не могут быть выработаны ни при каком из возможных к реализации вариантов размещения скважин.

Таблица 7–Сравнительная динамика отборов газа.

Показатели	Ю <sub>1+2</sub>		
	1	2	3
1. Годовой отбор газа, млрд. м <sup>3</sup> - % начальных запасов	3,0	3,5	4,0
2. Годовая добыча ст. конденсата, тыс. т. - Максимальная - в конце периода постоянной добычи	4,0	4,7	5,4
3. Периоды нарастающей и постоянной	272	297	350

добычи, годы	155	180	222
	1999-2012	1999-2010	1999-2008
4. Отбор за период нарастающей и постоянной добычи	14 лет	12 лет	10 лет
- газа, млрд. м <sup>3</sup>			
- % начальных запасов.			
- стабильного конденсата, тыс. т.			
- % начальных запасов.			
5. Средний дебит эксплуатационных скважин, тыс. м <sup>3</sup> /сут	39,5	38,0	35,6
	53	51	48
- в период постоянной добычи	2778	2724	2602
- в конце расчетного периода			
6. Эксплуатационный фонд скважин (без резерва)	36,5	35,8	34
7. Год ввода ДКС			
8. Газоотдача за расчетный период, %			
9. Конденсатоотдача за расчетный период, %	201	202	200
	49,6	31,7	23,3
	43	50	58
	2009	2007	2006
	84	86	89
	52	54	55

Таблица 8 – Показатели разработки пласта Ю<sub>1+2</sub>, вариант 2

Годы	Добыча пластового газа, млрд. м <sup>3</sup>	Ресурсы стабильного конденсата, тыс. т		Добыча конденсата, тыс. т				Конденсатоотдача
				Сырого		Стабильного		
		Годовые	Суммарные	Годовая	Суммарная	Годовая	Суммарная	
1999	1,284	133,7	133,7	171,1	171,1	127,3	127,3	0,02
2000	2,289	228,2	361,9	292,1	463,3	217,3	344,7	0,05
2001	3,129	306,6	668,5	392,5	455,7	292,0	636,7	0,08

2002	3,500	311,8	980,3	399,2	1254,9	297,0	933,6	0,12
2003	3,500	282,8	1263,1	362,0	1616,9	269,4	1203,0	0,16
2004	3,500	265,9	1529,1	340,4	1957,4	253,3	1456,3	0,19
2005	3,500	251,7	1780,7	322,1	2279,5	239,7	1695,9	0,22
2006	3,500	240,8	2021,5	308,3	2587,7	229,7	1925,3	0,25
2007	3,500	226,4	2248,0	289,9	2877,6	215,7	2140,9	0,28
2008	3,500	208,4	2466,4	279,6	3157,2	208,0	2348,9	0,31
2009	3,411	203,4	2669,8	260,4	3417,2	193,7	2542,7	0,33
2010	3,367	189,3	2859,1	242,3	3659,9	180,3	2723,0	0,36
2011	3,081	169,8	3028,9	217,4	3877,3	161,7	2884,7	0,38
2012	2,851	154,8	3183,7	198,2	4075,4	147,4	3032,1	0,40
2013	2,548	136,6	3320,3	174,8	4250,2	130,0	3162,2	0,42
2014	2,270	121,5	3441,8	155,6	4405,8	115,7	3277,9	0,43
2015	2,033	106,8	3548,6	136,7	4542,5	101,7	3377,6	0,44
2016	1,827	93,6	3442,9	123,3	4665,8	91,7	3471,3	0,46
2017	1,640	84,3	3726,5	111,1	4776,9	82,7	3554,0	0,47
2018	1,476	76,4	3802,9	100,7	4877,6	74,9	3628,9	0,48
2019	1,325	68,9	3871,8	90,8	4968,4	67,6	3696,5	0,49
2020	1,192	62,1	3933,9	81,8	5050,2	60,9	3757,4	0,49
2021	1,074	56,1	3990,0	73,9	5124,1	55,0	3812,3	0,50
2022	0,971	50,8	4040,8	67,0	5191,1	49,9	3862,2	0,51
2023	0,879	46,2	4087,0	60,9	5252,0	45,3	3907,5	0,51
2024	0,796	42,0	4129,0	55,3	5307,3	41,1	3948,6	0,52
2025	0,723	38,3	4167,2	50,4	5357,7	37,5	3986,1	0,52
2026	0,659	35,0	4202,2	46,1	5403,8	34,3	4020,4	0,53
2027	0,601	31,9	4234,1	42,0	5445,8	31,3	4051,7	0,53
2028	0,549	29,1	4263,2	38,4	5484,1	28,5	4080,2	0,54

Проведенная оценка всех вариантов показала, что освоение месторождения выгодно при любом технологическом варианте, но лучшими экономическими показателями характеризуется вариант №2.

#### 1.4. Характеристика сырья

В качестве сырья используется газоконденсатная смесь, поступающая из скважин Мыльджинского ГКМ, Северо-Васюганского ГКМ и Южной группы месторождений. Компонентные составы представлены в таблице 9

Таблица 9 – Компонентный состав газоконденсатной смеси, поступающей на вход УКПГ Мыльджинского ГКМ

	Состав газа по месторождениям, % мол.
--	---------------------------------------

Компоненты	Мыльджинское ГКМ	Южная группа месторождений	Северо-Васюганское ГКМ
C <sub>1</sub>	87,770	79,760	81,56
C <sub>2</sub>	3,220	5,330	5,02
C <sub>3</sub>	2,310	6,040	3,93
изо-C <sub>4</sub>	0,680	1,970	1,18
н-C <sub>4</sub>	0,820	2,040	1,29
изо-C <sub>5</sub>	0,340	0,650	0,54
н-C <sub>5</sub>	0,300	0,430	0,42
C <sub>6</sub>	0,370	0,410	0,49
C <sub>7</sub>	0,240	0,1860	0,586
C <sub>8</sub>	0,179	0,051	0,436
C <sub>9</sub>	0,079	0,021	0,192
C <sub>10</sub>	0,061	0,012	0,101
C <sub>11</sub>	0,041	0,006	0,050
C <sub>12+</sub>	0,078	0,004	0,025
Азот	3,167	2,14	3,49
CO <sub>2</sub>	0,345	0,95	0,69
Всего	100	100	100

Газ имеет 100%-е насыщение влагой.

Продукцией УКПГ являются:

- сухой газ отбензиненный, очищенный от механических примесей и осушенный от влаги и тяжёлых углеводородов;
- нестабильный газовый конденсат с незначительным содержанием метанольной воды.

## 1.5. Физико-химические свойства сухого природного газ

Бесцветный газ, легче воздуха, предельно-допустимая концентрация газа в воздухе –  $300 \text{ мг/м}^3$ , горюч, взрывоопасен, предел взрываемости по метану –  $5 \div 15 \%$  об., температура воспламенения –  $450^\circ\text{C}$ , токсичен, средний удельный вес –  $0,795 \text{ кг/м}^3$ , низшая теплотворная способность –  $11147 \text{ ккал/кг}$ . Молекулярная масса газа –  $17,83 \text{ г/моль}$ .

Природный газ, прошедший УКПГ согласно техническим условиям ОСТ 51.40-93, должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 10.

Таблица 10–Физико-химические показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам (СТО

Газпром 089-2010)

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
1. Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	
2. Температура точки росы по воде ( $T_{TR_{в}}$ ) при абсолютном давлении $3,92 \text{ МПа}$ ( $40,0 \text{ кгс/см}^2$ ), $^\circ\text{C}$ , не выше: – зимний период – летний период	минус 10,0 минус 10,0	минус 20,0 минус 14,0
3. Температура точки росы по углеводородам ( $T_{TR_{ув}}$ ) при абсолютном давлении от $2,5$ до $7,5 \text{ МПа}$ , $^\circ\text{C}$ , не выше: – зимний период – летний период	минус 2,0 минус 2,0	минус 10,0 минус 5,0
4. Массовая концентрация сероводорода, $\text{г/м}^3$ , не более	0,007 (0,020)	
5. Массовая концентрация меркаптановой серы, $\text{г/м}^3$ , не более	0,016 (0,036)	
6. Массовая концентрация общей серы, $\text{г/м}^3$ , 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

## 1.6. Характеристика установки

УКПГ предназначена для сбора и подготовки газа МГКМ, Казанского нефтетегазоконденсатного месторождения (далее КНГКМ), Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения (далее СВГКМ) до соответствия требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» с последующей подачей его в магистральный газопровод «Мыльджино-Вертикос» с давлением 3,2 – 5,5 МПа.

В состав УКПГ входят следующие объекты технологического назначения и инженерного обеспечения:

Подготовка газа на УКПГ осуществляется методом низкотемпературной сепарации в трех параллельно расположенных МПГ. Каждый из трех МПГ работает автономно и включает в свой состав: сепараторы первой С-1, второй С-2 и третьей С-3 ступеней сепарации; разделители жидкости РЖ-1 и РЖ-2, теплообменники «газ - газ» Т-1 и Т-2, теплообменники «конденсат-конденсат» ТР-1, ТР-2. Принятой технологической схемой УКПГ предусмотрено, что каждый из трех МПГ может находиться в рабочем или резервном режиме.

Отделение основной массы (75 %) капельной, жидкой фазы и механических примесей из газожидкостной смеси, поступающей от кустов



скважин, осуществляется на 1-й и 2-й ступенях сепарации. При этом более половины общего количества жидкости отделяется в сепараторах первой ступени С-1.

Осушка газа до требуемой точки росы по влаге и углеводородам производится за счет снижения температуры газа, получаемого в результате эффекта Джоуля-Томсона (изменение температуры газа при дросселировании) на дросселирующих клапанах КР-3, установленных перед сепараторами С-3, дросселиции на эжекторах ЭЖ-1, ЭЖ-2 и рекуперации холода в теплообменниках Т-1, Т-2.

Товарная продукция УКПГ – сухой газ подаётся в систему магистральных газопроводов ООО «Газпром Трансгаз Томск». Сухой газ УКПГ используется также в качестве топливного газа на газодизельной электростанции (ГДЭС) для производства электроэнергии, на котельной МГКМ, на печах огневого нагрева УДСК, в качестве продувочного, топливного газа на факела высокого и низкого давления (ФВД, ФНД), а также в качестве топливного газа и для сухих газодинамических уплотнений дожимной компрессорной станции (ДКС).

Жидкость из сепаратора С-1 направляется в 3-фазный разделитель РЖ-1, где разделяется на газ, конденсат и метанольную воду. Из РЖ-1 газ подается на осушку в С-3, конденсат поступает в разделитель жидкости РЖ-2.

Метанольная вода из разделителя жидкости РЖ-1 через выветриватель газа ВГ-1/1 сбрасывается в производственную канализацию и собирается в двух подземных емкостях ЕП-1,2 по 63 м<sup>3</sup> каждая. Из подземных емкостей промышленные стоки насосом НЛ-1 откачиваются на очистные сооружения, и далее поступают в узел закачки очищенных стоков (далее – промстоков), где закачиваются в две поглощающие скважины 1, 2<sup>бис</sup> куста скважин №4.

Жидкость из сепараторов С-2 и С-3, пройдя предварительный подогрев в теплообменнике ТР-2, поступает в трёхфазный разделитель РЖ-2,

откуда газ направляется в эжектор ЭЖ-1. Метанольная вода, из разделителя жидкости РЖ-2 через выветриватель газа ВГ-1/2 подается на колонну отдувки метанола К-1 насосами Н-1/1,2,3, либо направляется в промливневую канализацию и далее на очистные сооружения.

Нестабильный конденсат из РЖ-2 направляется на УДСК. В случае аварии на УДСК конденсат временно может собираться в аварийных емкостях Е-8/1,2 без остановки МПГ. Кроме того, в аварийные емкости предусмотрена подача метанольной воды из разделителей жидкости РЖ-2. Освобождение аварийных емкостей осуществляется газом передавливания, который подается из трубопровода сухого газа, выходящего от МПГ.

Нестабильный конденсат на УДСК методом ректификации разделяется на метан-этановую фракцию (МЭФ), ШФЛУ и стабильный конденсат. ШФЛУ закачивается в магистральный газопровод, либо одорируется и в качестве СПБТ отгружается на ГНП.

Для предотвращения гидратообразования при понижении температуры газожидкостной смеси перед теплообменниками Т-1, Т-2, ЭЖ-1,2, КР-3, КР-1, ТР-2 в поток газа и жидкости предусмотрен впрыск метанола. Для обратного снабжения УКПГ метанолом, предусмотрена колонна отдувки метанола К-1, она позволяет уменьшать потребление свежего метанола за счет его повторного использования.

Для создания запаса метанола, необходимого для вывода скважин на режим эксплуатации и постоянной подачи на установку комплексной подготовки газа, имеется Базисный склад метанола (БСМ).

При необходимости сброса жидкости во время технологического процесса предусмотрена подземная дренажная емкость Е-1. Дренажное во время промывки и пропарки аппаратов МПГ производится в промливневую канализацию.

Питание приборов КИПиА сжатым воздухом осуществляется от АВКС с блоком осушки воздуха до точки росы по влаге минус 60 °С или от воздушной компрессорной станции.

Централизованное управление технологическим процессом предусмотрено из центральной операторной, размещенной в здании СЭБ.

### **1.7. Технология подготовки газа**

Сбор продукции с кустов скважин осуществляется по коллекторно-лучевой схеме, включающей семь самостоятельных коллекторов диаметром 200-300 мм, по которым газожидкостная смесь от кустов скважин поступает на УКПГ.

Куст скважин – это горизонтальная площадка, на которой размещены: газовые скважины, оборудованные фонтанной арматурой (АФТ), эстакада технологических трубопроводов, узел для проведения замеров дебитов и газоконденсатных исследований скважин, средства контроля и автоматизации (в блок-боксе КА), связи, электрохимзащиты.

Применяемая фонтанная арматура герметизирует три колонны (324×245×168 мм) и имеет два боковых отвода. Тип фонтанной арматуры – АФ-12 3/4” × 9 5/8” × 6 5/8” × 4 5000 (3000) Psi фирмы DKG-EAST, которая оснащена ручными задвижками, регулируемым штуцером фонтанная арматура АФ-2 65х35 ХЛ производства ОАО «Корвет».

Продукция добывающих скважин по НКТ поступает в верхний боковой отвод фонтанной арматуры, проходит через регулируемый дроссель Др-1 и по теплоизолированным трубопроводам Ду100 (от вертикальных и наклонных скважин) и Ду150 (от горизонтальных скважин) подается на распределительную гребенку куста скважин, позволяющую:

- 1) объединить потоки всех скважин куста;
- 2) направить поток любой скважины куста на узел замера дебита и газоконденсатные исследования;
- 3) производить продувку любой скважины куста на факел;
- 4) подать газ на освоение скважины после ее капитального ремонта.

Технологическое рабочее давление газа после дросселя Др-1 для разных кустов скважин не превышает 8,3 МПа, температура +5÷+39 °С.

От кустов скважин природный газ по индивидуальным газопроводам-шлейфам Ду200, Ду300 (кусты № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14) поступает на УВШ №1, 2, где распределяется на три МПГ.

Для предупреждения гидратообразования в скважинах на регулирующем дросселе фонтанной арматуры и в газопроводах предусмотрен дозированный ввод метанола. Точки ввода:

- 1) затрубное пространство скважин - давлением до 16 МПа;
- 2) в рабочую линию скважины – до дросселя фонтанной арматуры – давлением до 16 МПа;
- 3) в газопровод-шлейф на выходе от куста – давлением до 14,9 МПа.

Подача метанола производится централизованно – по трубопроводной системе от блока дозирования ингибитора (БДИ-1/1).

Продувка скважин при освоении производится по технологическим трубопроводам высокого давления на факельный амбар, представляющий собой обвалованный участок земли. Конструкция и размеры амбара обеспечивают локализацию пламени. На технологическом трубопроводе устанавливается диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ) для распыления жидкой фазы.

Технологической схемой обустройства кустов скважин реализована система блокировок клапанами-отсекателями и предохранительными устройствами, срабатывающими при возникновении аварийных ситуаций, а также при повышении и снижении давления в газопроводе-шлейфе.

Исходя из требований к качеству подготавливаемого газа, на УКПГ осуществляется наиболее приемлемый способ подготовки товарной продукции – низкотемпературная сепарация (НТС). Планируемые на длительный период режимы работы газовых скважин (поддержание достаточно высоких устьевых давлений) обуславливают целесообразность применения НТС для подготовки газа.

Подключение скважин к УКПГ – коллекторно-лучевое и выполнено с учётом баланса расходов газа по МПГ.

### **1.8. Модуль подготовки газа**

Продукция скважин МГКМ, отсепарированный газ от С-1 (СВГС), С-1,2 (КГС) с узла входа шлейфов с давлением 5,0 МПа и температурой плюс 5÷25 °С поступает по трубопроводу диаметром Ду300 на первую ступень сепарации в вертикальный сепаратор С-1/1 через электроприводной кран ЭКП-6 и регулирующий клапан давления КР-1/1. Регулирующий клапан КР-1/1 прямого действия обеспечивает стабильное давление на входе в сепаратор первой ступени С-1/1 МПГ-1. Управление и сигнализация состояния ЭКП-6 выведена на щит в центральной операторной. Давление газожидкостной смеси до КР-1/1 и после замеряется электроконтактными манометрами ЭКМ поз. *PIA MI.9* и поз. *PIA MI.10* с выводом предупредительной сигнализации «min» и «max» давления в центральную операторную.

Для предотвращения гидратообразования перед КР-1/1 предусмотрена линия подачи метанола через запорный вентиль Зд-25 из БДИ-2/1. Давление в метанолопроводе замеряется техническим манометром.

Для предотвращения превышения давления на входе в С-1/1 установлены два предохранительных клапана ПК-1/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания 8,25 МПа. В сепараторе первой ступени С-1/1, под действием сил гравитации происходит предварительное отделение из газового потока капельной жидкости и мехпримесей.

Отделившаяся жидкая фаза (газовый конденсат, метанольная вода и мехпримеси) через фильтр сетчатый ФС-1/1, клапан регулятор уровня Клр-1 и клапан запорный Клз-1 отводится в разделитель жидкости РЖ-1/1 с давлением 4,0÷5,6 МПа и температурой плюс 5÷25 °С.

Частично отсепарированный газовый поток, по трубопроводу Ду300, с давлением 4,8-5,3 МПа и температурой плюс 5-25 °С из сепаратора С-1/1, при закрытом Кр-20.1, направляется через Кр-7.1 на вход в горизонтальные

сепараторы ФС-1,2 цеха сепарации ДКС, очищенный газ направляется на всас газоперекачивающих агрегатов ГПА-1,2, отсепарированная жидкость поступает на вход РЖ-1/1,2,3 по линии пластовой жидкости через краны К-1/1,2,3. После компремирования на ГПА газ с давлением 6,5-7,3 МПа, температурой плюс 30-40 °С направляется на аппараты воздушного охлаждения АВО-4,5,6, где охлаждается до температуры плюс 20-30°С.

Далее часть сырого газа поступает в колонну отдувки метанола К-1, где происходит насыщение газа метанолом, остальная часть сырого газа направляется по байпасу через регулирующий клапан КлР-2/К-1. Затем через Кр-8.1 подается в трубное пространство двухсекционного теплообменника «газ-газ» Т-1/1, где охлаждается обратным холодным потоком осушенного газа, проходящего по межтрубному пространству теплообменника Т-1/1, до температуры от минус 10°С до плюс 10°С.

Для предотвращения гидратообразования в трубном пространстве Т-1/1, предусмотрена подача метанола, по метанолопроводу Ду15, через узел ввода метанола УВМ-1/1. Подача метанола, в трубопровод Ду300, производится через форсунку К-38 или через прямой впрыск К-36. В узле ввода метанола осуществляется дозирование и учёт расхода метанола, подаваемого от БДИ-2/1. Продувка форсунок впрыска метанола ведется обратным потоком газа при закрытом вентиле ВР-7, через вентиль К-38 и вентиль В38 в факельный трубопровод.

Охлажденный в теплообменнике Т-1/1 прямой поток газа с давлением 6,5-7,3 МПа, по трубопроводу Ду300, поступает в сепаратор второй ступени С-2/1.

Для предотвращения превышения давления на входе в сепаратор С-2/1 установлены сдвоенные предохранительные клапаны ПК-2/1-1,2, настроенные на давление срабатывания 8,25 МПа.

В сепараторе С-2/1 происходит отделение капельной жидкости, которая сконденсировалась в результате снижения температуры в теплообменнике Т-1/1.

Отсепарированные в сепараторе С-2/1 газовый конденсат, вода и метанол, через клапан регулятор уровня Клр-3 и клапан запорный Клз-4 выводится в разделитель жидкости РЖ-2/1, с давлением 2,6÷2,8 МПа и температурой от минус 5°С до плюс 5°С через трубный пучок теплообменника ТР-2/1, где нагревается до температуры плюс 15÷25°С стабильным конденсатом от УДСК или паром от котельной.

Освобожденный от капельной жидкости газовый поток из С-2/1, по трубопроводу Ду 150, с давлением 6,5-7,3 МПа и температурой -10 ÷ +10 °С, подается в трубное пространство теплообменника Т-2/1, где охлаждается обратным потоком холодного осушенного газа, проходящим по межтрубному пространству теплообменника, до температуры -5 ÷ -25 °С.

Охлажденный газовый поток поступает на регулирующий клапан давления КР-3/1, на котором дросселируется до давления 3,7 – 5,5 МПа, охлаждается за счет дроссель эффекта до температуры -20 ÷ - 40 °С и поступает в сепаратор третьей ступени С-3/1.

Часть потока отбирается перед КР-3/1 и в качестве активного потока подается на два эжектора ЭЖ-1/1 и ЭЖ-2/1 для утилизации низконапорного газа с давлением 1,3-1,9 МПа от УДСК-1,2 и газа дегазации из разделителя жидкости РЖ-2/1 с давлением 1,2-2,6 МПа.

Газ выветривания из разделителя жидкости РЖ-2/1 направляется струйный эжектор ЭЖ-1/1 в поток пассивного газа, а газ дегазации от УДСК-1,2 в струйный эжектор ЭЖ-2/1. Эжектор – гидравлическое устройство, в котором происходит передача кинетической энергии от одной среды, движущейся с большей скоростью, к другой. Эжектор, работая по закону Бернулли, создаёт в сужающемся сечении пониженное давление одной среды, что вызывает подсос в поток другой среды, которая затем переносится и удаляется от места всасывания энергией первой среды.

Характеристика эжекторов ЭЖ-1/1 и ЭЖ-2/1 по производительности, давлению активного и пассивного газа приведена в таблице 11.

Таблица 11–Характеристика эжекторов

Наименование показателей	ЭЖ-1/1	ЭЖ-2/1
Давление активного газа, МПа	7,0-7,6	7,0-7,6
Расход активного газа, м <sup>3</sup> /ч	65500-87500	62300-82500
Температура активного газа, °С	-15...+3	-15...+3
Давление пассивного газа, МПа	3,0	2,0
Расход пассивного газа, м <sup>3</sup> /ч	5200-6150	2000-2350
Температура пассивного газа, °С	20-25	-15...+28
Давление смеси газов, МПа	4,0-5,5	4,0-5,5
Температура смеси газов, °С	-20...-25	-20...-25

Регулирование расхода активного газа, поступающего на ЭЖ-1/1 и ЭЖ-2/1, проектом не предусматривается, т.к. выбранная конструкция проточной части эжекторов обеспечивает их эксплуатацию на одном фиксированном, расчетном расходе активного газа. Замер расхода активного и пассивного газа предусматривается на каждом эжекторе.

Активный газ, по трубопроводу Ду150, с давлением 7,2-6,2 МПа подается на эжектор ЭЖ-1/1 (через задвижку Зд-14, расходомер *FI 1.79*, задвижку Зд-16), а на ЭЖ-2/1 (через задвижку Зд-17, расходомер задвижку Зд-19).

Расход активного потока газа на ЭЖ-1/1 замеряется замерным устройством ЗУ-9, а на ЭЖ-2/1 замерным устройством ЗУ-10/1 с регистрацией в операторной.

Расход пассивного потока газа на ЭЖ-1/1 замеряется замерным устройством ЗУ-8/1 непосредственно на выходе газа из РЖ-2/1 с регистрацией в операторной. Расход пассивного потока газа на ЭЖ-2/1 замеряется замерным устройством ЗУ-11 с регистрацией по месту.



Температура газового потока перед ЭЖ-1/1 и ЭЖ-2/1 замеряется по месту термометрами. Измерение и регистрация температуры перед ЭЖ-1/1, ЭЖ-2/1 осуществляется термометрами сопротивления.

Газ активного и пассивного потоков от эжекторов ЭЖ-1/1, ЭЖ-2/1 объединяется в один поток и по трубопроводу Ду200 с давлением  $3,7 \div 5,5$  МПа и температурой  $-20 \div -40^\circ\text{C}$  через кран ЗК-58 подается на вход низкотемпературного сепаратора С-3/1, объединяясь с основным газожидкостным потоком газа после КР-3/1.

Для предотвращения гидратообразования на ЭЖ-1,2/1, предусмотрена подача метанола, по метанолопроводу Ду50, через прямой впрыск В-107а от БДИ-2/1.

На входе и выходе прямого потока газа ведется дистанционное измерение разности давлений над и под перегородкой распределительной камеры каждой секции Т-2/1 и теплообменника (двух секций). Перепад давления на каждой секции не должен превышать 0,24 МПа.

Для предотвращения гидратообразования в трубном пространстве Т-2/1, предусмотрена подача метанола, по метанолопроводу Ду15, через узел ввода метанола 1УВМ2. Подача метанола, в трубопровод Ду300, производится через форсунку К89 или через прямой впрыск К59. В узле ввода метанола осуществляется дозирование и учёт расхода метанола, подаваемого от БДИ-2/1. Продувка форсунок впрыска метанола ведется обратным потоком газа при закрытом вентиле ВР-7, через вентиль К89 и вентиль В106 в факельный трубопровод.

Регулирующий клапан прямого действия КР-3/1 обеспечивает стабильное давление газа  $3,7 \div 5,5$  МПа на входе в низкотемпературный сепаратор С-3/1. Давление до и после КР-3/1 замеряется электроконтактными манометрами с выводом предупредительной сигнализации давления в центральную операторную.

Для предотвращения гидратообразования на КР-3/1, предусмотрена подача метанола, по метанолопроводу Ду15 от БДИ-2/1. Подача метанола, в

трубопровод Ду300, производится через форсунку В66 или через прямой впрыск В66. Продувка форсунок впрыска метанола ведется обратным потоком газа при закрытом вентиле В66 и открытом вентиле В108 в факельный трубопровод.

После клапана КР-3/1 газовый поток с температурой минус 25-40°С и давлением 3,7÷5,5 МПа по трубопроводу Ду300 направляется в сепаратор С-3/1.

На вход низкотемпературного сепаратора С-3/1 с давлением 3,7÷5,5 МПа поступают газы дегазации конденсата из РЖ-1/1 через задвижку Зд.28, а также газ с эжекторов ЭЖ-1,2/1 .

Для предотвращения превышения давления на входе сепаратора С-3/1, установлены сдвоенные предохранительные клапаны ПК-3/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания 5,8 МПа. В низкотемпературном сепараторе С-3/1 происходит отделение капельной жидкости сконденсированной в результате снижения температуры до минус 25÷40°С и давлении 3,7÷5,5 МПа.

Отсепарированная жидкость (газовый конденсат, метанольная вода) по уровню через регулирующий клапан уровня Клр-6 и запорный клапан Клз-6 с температурой минус 30÷35°С и давлением 3,7÷5,5 МПа выводится в трубное пространство теплообменника ТР-2/1 объединяясь с потоком жидкости с С-2/1, где нагреваются стабильным конденсатом от УДСК до плюс 15÷30 °С и подаются в разделитель РЖ-2/1.

Осушенный от углеводородного конденсата и влаги природный газ из низкотемпературного сепаратора С-3/1, после оперативного замера расхода газа на быстросъемной диафрагме, с температурой минус 20÷35 °С и с давлением 3,7÷5,5 МПа поступает в межтрубное пространство теплообменника Т-2/1, где нагревается прямым потоком сырого газа до минус 12÷18 °С.

Нагретый до минус 12÷18 °С газовый поток из теплообменника Т-2/1 поступает в межтрубное пространство теплообменника Т-1/1, где нагревается прямым потоком сырого газа до температуры плюс 5÷25 °С.

Для возможности регулирования температуры в С-2/1 предусмотрен байпас Т-2/1 по сухому газу с клапаном регулирующим КлР-5.

Осушенный природный газ с температурой плюс 5÷25°С и давлением 3,3÷5,4 МПа после регулирующего клапана Клр4 через электроприводные краны ЭКП-7, ЭКП-18, ЭКП-19, направляется на одну из замерных ниток УКУГ и далее, через электроприводные краны ЭКП-20, ЭКП-21, в магистральный газопровод «Мыльджино-Вертикос».

Жидкая фаза из сепаратора первой ступени С-1/1, по трубопроводу Ду150, с давлением 5,5÷5,6 МПа и температурой плюс 5÷25 °С направляется через регулирующий клапан Клр-1 в разделитель жидкости РЖ-1/1, где производится разделение на углеводородный конденсат, газ и метанольную воду. В этот же поток жидкости от установки дозирочной электронасосной (УДЭ-1) предусмотрена подача деэмульгатора (для более качественного расслоения эмульсии) при помощи электронасоса НД-1, с изменяемым ходом штока для регулировки подачи деэмульгатора для разрушения водонефтяных эмульсий. Так же существует возможность поступления отсепарированной жидкости из С-1/1 по линии пластовой жидкости с ДКС через К-1/1 в РЖ-1/2,3 (МПП-2,3).

В линию входа конденсата в РЖ-1/1 происходит подача жидкости от С-1, 2 Казанского пробкоуловителя (КГС) через клапан регулирующий КлР-2 и клапан отсекающий КлО-1. Жидкость из С-1 Северо-Васюганского пробкоуловителя (СВГС) подается в линию пластовой жидкости от ДКС.

Метанольная вода из РЖ-1/1 по уровню через регулирующий клапан Клр-7, под давлением 0,2 МПа по трубопроводу Ду50 подается в блок выветривания газа ВГ-1/1,2 УСТРМ.

Углеводородный конденсат из РЖ-1/1 по уровню через регулирующий клапан Клр-8, под давлением  $2,5 \div 2,7$  МПа, по трубопроводу Ду80, подается в РЖ-2/1.

Газ дегазации из РЖ-1/1 с давлением  $3,7 \div 5,5$  МПа и температурой плюс  $5 \div 30^\circ\text{C}$  через регулирующий клапан давления в аппарате Клр-11, по трубопроводу Ду50, подается на вход низкотемпературного сепаратора С-3/1 через задвижку Зд-28.

Для предотвращения превышения давления в разделителе жидкости РЖ-1/1 установлены два предохранительных клапана ПК-4/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания  $5,9$  МПа.

Углеводородный нестабильный конденсат и растворенная метанольная вода из РЖ-1/1, по трубопроводу Ду100 через задвижку ЗД-52 и клапан обратный ОК-23 с температурой плюс  $5 \div 25$  °С поступает на вход разделителя РЖ-2/1;

Углеводородный конденсат и метанольная вода из низкотемпературного сепаратора С-3/1 с давлением  $3,7 \div 5,5$  МПа и температурой минус  $20 \div 35^\circ\text{C}$  поступает на вход трубного пространства теплообменника ТР-2/1, через задвижку Зд-57 объединившись с газовым конденсатом из сепаратора С-2/1.

Для предотвращения превышения давления на входе углеводородного конденсата в теплообменник, установлены два предохранительных клапана ПК-6/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания  $6,3$  МПа (на трубопроводе жидкости с С-2/1).

Нагретый до температуры плюс  $15 \div 30^\circ\text{C}$ , углеводородный конденсат из трубного пространства теплообменника ТР-2/1 с давлением  $2,6 \div 2,8$  МПа поступает в разделитель жидкости РЖ-2/1.

В разделителе жидкости происходит разделение жидкой фазы на метанольную воду и углеводородный конденсат, за счет разности плотностей и дегазация жидкой фазы.

Метанольная вода из разделителя жидкости РЖ-2/1 через регулирующий клапан уровня Клр-12 выводится в вентризаторы газа ВГ-1/1,2.

Углеводородный конденсат из разделителя жидкости РЖ-2/1, через регулирующий клапан уровня Клр-13 направляется на площадку переключающей арматуры УДСК. В случае аварии на УДСК конденсат из РЖ-2/1 можно направить через ЭКП-24 Зд-104, 113 в аварийные емкости Е-8/1,2 закрыв при этом ЭКП-23.

Газ дегазации из разделителя жидкости РЖ-2/1, через замерное устройство *FI-80* и регулирующий клапан давления Клр-10 выводится на эжектор ЭЖ-1/1, с давлением  $2,6 \div 2,8$  МПа и температурой плюс  $15 \div 20^\circ\text{C}$ . Предусмотрена возможность перевода выхода газа дегазации РЖ-2/1 на ФВД через КлЗ-34/1.

Для предотвращения превышения давления в разделителе жидкости РЖ-2/1 установлены два предохранительных клапана ПК-5/1 настроенные на давление срабатывания 2,9 МПа.

Автоматическое аварийное отключение МПГ №1 осуществляется путем последовательного закрытия электроприводных шаровых кранов на входе ЭКП-6 и выходе газового потока ЭКП-7, открытия ЭКП-96 сброс на ФВД в следующих случаях:

- повышения давления выше разрешенного технической характеристикой аппаратов С-1/1, С-2/1, С-3/1, РЖ-1/1 и РЖ-2/1;
- срабатывание сигнализации превышения предельного уровня жидкости в сепараторе С-1/1;
- превышения перепада давления на каждой секции теплообменников Т-1/1, Т-2/1 выше 0,24 МПа;
- пожар;
- загазованность 20 % НКПР.

Метанол на МПГ №1 под давлением до 16,0 МПа по трубопроводу Ду50 от насосов Н-5/1÷3 УСТРМ поступает на блок фильтров БФ-2/2, далее на БДИ-2/1,2 и на требуемые точки впрыска метанола 1УВМ-1,2,3,4.

При достижении содержания горючих газов в воздухе помещения технологического модуля подготовки газа 15 % нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПР) автоматически включаются аварийные вытяжные вентиляторы.

Дренаж со всех аппаратов МПГ №1 осуществляется по трубопроводу Ду 50/100 в подземную дренажную емкость Е-1/1. Дренажная емкость, объемом 40 м<sup>3</sup>, снабжена погружным электронасосным агрегатом ГДМП-8 с подачей до 10 м<sup>3</sup>/ч, напором 320 м. Жидкость из Е-1/1 под давлением до 3,4 МПа перекачивается насосом Н-1/1 в один из РЖ-2/1, 2, 3. При необходимости также имеется возможность подачи жидкости из Е-1/1 в Е-8/1,2.

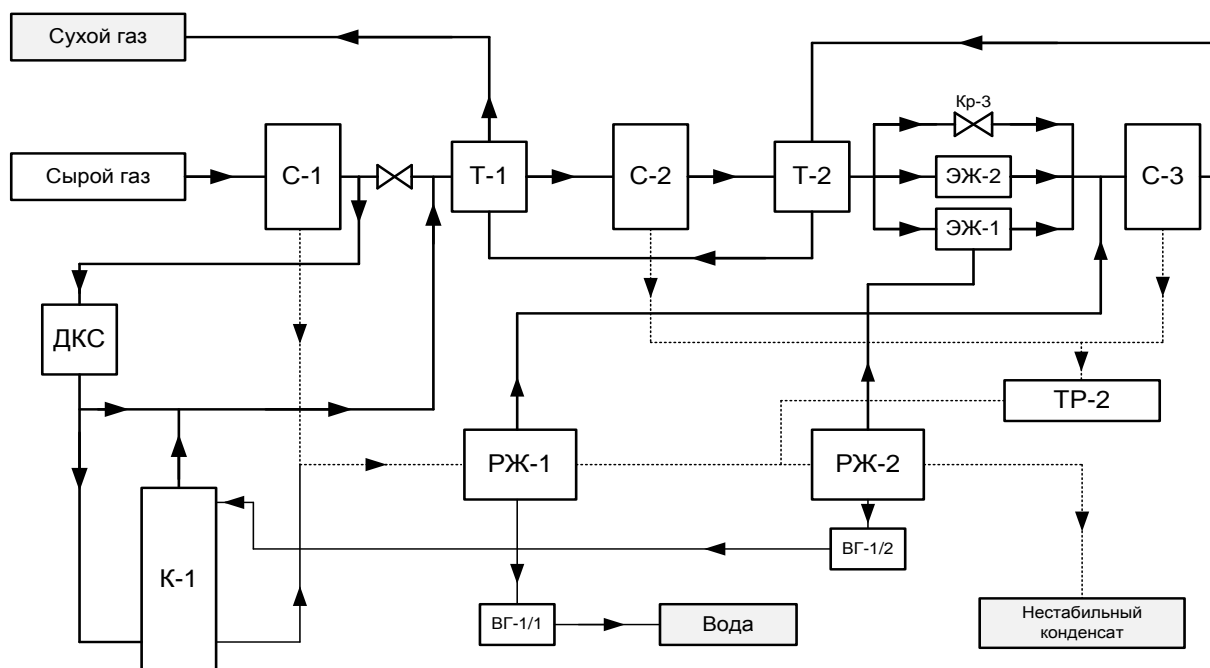


Рисунок 1–Технологическая схема УКПГ

### 1.9. Колонна отдувки метанола

Назначение установки обратного снабжения метанолом УКПГ Мыльджинского ГКМ: утилизация отработанного метанола из водного раствора – отхода производства.

Состав установки «Системы оборотного снабжения метанолом УКПГ Мыльджинского ГКМ».

Блок колонны отдувки К-1 на открытой площадке ( $\varnothing = 1,2$  м,  $h=13$  м) – это вертикальный цилиндрический аппарат, в котором расположены 14 массообменных колпачковых тарелок со съёмной сетчатой насадкой на каждой тарелке. Над ними расположена тарелка-отбойник с центробежными элементами, где сепарируется выходящий поток газа. Отсепарированная жидкость из сепарационной тарелки поступает через гидрозатвор на верхнюю массообменную тарелку и далее стекает в куб колонны.

Блок насосов подачи насыщенного метанола в колонну отдувки (в помещении существующей насосной перекачки метанола)

При проектировании установки по утилизации отработанного метанола были максимально использованы существующие аппараты и оборудование:

- в качестве накопителей насыщенного метанола предусмотрен существующий блок выветривания газа ВГ-1/2;
- в качестве сепараторов – блок первичного сепаратора 1,2 и 3 модулей – С-1/1,2,3;
- в качестве выветривателя очищенной воды – существующий блок выветривания газа ВГ-1/1.

К установке подключены также 1 й 2й и 3й модули подготовки НТС газа УКПГ (существующие), откуда отбирается газ, используемый для отдувки метанола.

Сырой газ, направляемый по коллектору  $\varnothing 530 \times 14$  после дожимной компрессорной станции (ДКС) на НТС с давлением  $P=7,0-7,35$  МПа и  $T=20-280$ С, поступает в колонну через штуцер в нижней части аппарата, а 13-40% раствор метанола поступает на верхнюю массообменную тарелку. В результате противотока происходит контакт газа с метанолом, концентрация его в газе повышается, а очищенная вода стекает вниз и выводится с куба колонного аппарата. Выходящий с верха колонны газ с давлением 7,0-7,35

МПа и  $T=250^{\circ}\text{C}$  через регулирующий клапан с пневмоприводом КлР1/К-1 Ду 250  $P_p=13,0$  МПа и кран с пневмоприводом ЭКр 2/К-1 Ду 300  $P_y 10,12$  МПа возвращается в трубопровод подачи газа от ДКС на низкотемпературную сепарацию 1, 2 и 3го модулей. Параметры установки: давление газа 7,0-7,35МПа,  $T_{\text{газа}} = 20 \div 300^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{метанола}} = 10 \div 300^{\circ}\text{C}$ .

В колонну поступает только часть газа, невостребованный для отдувки газ направляется по байпасу через регулирующий клапан КлР2/К-1 (служит для выравнивания давления) Ду 250  $P_p 10,0$  МПа и краны с пневмоприводом ЭКр-3/К-1, ЭКр-4/К-1, ЭКр-5/К-1 Ду 500  $P_p 10,12$  МПа на дальнейшую переработку во 2 и 3 модули.

Расход газа, подаваемого в колонну, автоматически поддерживается в зависимости от количества и концентрации насыщенного метанола, поступающего на верх колонны К-1.

Для подачи насыщенного метанола в колонну К-1 предусмотрены 3 насоса Н-1/1,2,3. В качестве насосов используются установки электронасосные дозирочные мембранные УНД 1М 500/100 КВ-31. Производительность установки 500 л/час, давление нагнетания – 100 кгс/см<sup>2</sup>.

Электродвигатель во взрывозащищенном исполнении,  $N_{\text{дв.}} = 4$  кВт.

На всас насосов Н-1/1,2,3 насыщенный метанол поступает из блока выветривателя ВГ-1/2, где осуществляется отделение газа. При снижении уровня насыщенного метанола ниже допустимого происходит отключение одного или двух насосов Н-1/1,2,3.

Отключение насосов предусмотрено с пульта, по месту, включение – по месту.

Очищенная от метанола вода с концентрацией 4,0–12,0 % собирается в кубе колонны К-1, откуда выводится по уровню в коллектор  $\varnothing 32 \times 4$ , на котором установлены расходомер и два последовательно расположенных клапана запорно-регулирующий КлЗ/К-1 и отсечной КлРЗ/К-1 Ду 25  $P_y 10,0$  МПа. Клапаны поддерживают уровень жидкости в колонне К-1 на заданном уровне и дросселируют давление жидкости до 5,35 МПа. При снижении



уровня воды ниже допустимого срабатывает также задвижка с электроприводом Эзд-1/К-1 Ду 50 Ру 10,0 МПа.

Очищенная вода по коллектору  $\varnothing 57 \times 6$  (99.2) отправляется в разделители РЖ-1/2, РЖ-1/3, где смешивается с пластовой водой, полученной на первичной ступени сепарации в С-1/2, С-1/3 второго и третьего модулей. Давление в разделителях  $P=5,35$  МПа.

Из разделителей РЖ-1/2,3 пластовая вода с примесями метанола направляется в выветриватель газа ВГ-1/1 на дегазацию и затем на очистные сооружения.

Также предусмотрен вариант, в случае, если поступающая из разделителей РЖ-1/2,3 пластовая вода содержит 13 и более % метанола. Она также проходит дегазацию в выветривателе ВГ-1/1, но потом поступает на всас насосов Н-1/1,2,3 и далее в колонну К-1 на отдувку.

На колонне К-1 предусмотрены три кольца водяного орошения, подключение которых к водопроводу осуществляется через задвижку с электроприводом ЭЗд-2/К-1 Ду 50 Ру 10,0 МПа.

Для обеспечения безаварийной работы колонны предусматривается:

- сигнализация на пульт оператора о предельных рабочих и аварийных уровнях в колонне, о предельном рабочем значении перепада давления в колонне;
- блокировка насосов при достижении верхнего предельного уровня жидкости в колонне;
- наличие блокировок при достижении нижнего аварийного уровня в колонне: автоматическое закрытие запорного клапана и задвижки с электроприводом;
- управление электрозадвижками дистанционно и по месту;
- контроль загазованности технологической площадки.

Управление и контроль за работой блока осуществляется из центральной операторной.

## Глава 2. Гидраты

### 2.1. Гидраты в природном газе

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды и низкомолекулярных газов. По наружному виду гидраты похожи на снег или лёд. Область их термодинамической стабильности включает как положительные, так и отрицательные температуры по Цельсию. При умеренных давлениях (до 10-30 МПа), характерным для промышленных систем, гидраты природных газов существует вплоть до температур до 20-25°C, однако наиболее типичные температуры их образования – ниже +15-20°C. Максимальная температура существования гидрата метана составляет 47,7°C при давлении ~500МПа [1].

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

В нефтегазовой промышленности «гидратами» называют вещества, которые при комнатной температуре, как правило находятся в газообразном состоянии. Например, двуокись углерода, сероводород, метан, этан и др. Многие ошибочно полагают, что неводные жидкости неспособны к гидрообразованию, однако на самом деле гидраты могут образовываться и с другими жидкостями. В качестве примера вещества, которое при комнатных условиях находится в жидком состоянии, но все же образует гидрат, можно назвать дихлордифторметан.

Вода часто сопровождает природный газ. В газоносных пластах всегда присутствует вода. Вследствие этого добываемый природный газ всегда насыщен водой. Кроме того, в отдельных случаях из скважин вместе с газом добывается пластовая вода. Вода часто используется также в технологических процессах подготовки природного газа [6]. В процессе



воды являются ковалентными. Ковалентные связи в молекулах образуются за счет общей электронной пары. Угол между двумя атомами водорода в молекуле воды составляет приблизительно  $105^\circ$  (рисунок 4б)

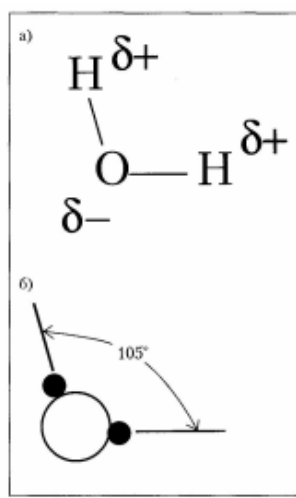


Рисунок 4 – Геометрическое строение молекулы воды: линейная схема с указанием наведенных зарядов (а), обуславливающих водородную связь; сферическая модель с указанием угла между атомами водорода (б)

На рисунке не видны две пары несвязных электронов, которые располагаются с «тыльной» стороны атома кислорода. Эти электроны сообщают отрицательный заряд атому кислорода и низкий положительный заряд атомам водорода. На рисунке 4а показаны наведенные электростатические заряды в молекуле.

Следовательно, молекулы воды будут стремиться выстроиться упорядоченно таким образом, чтобы атомы водорода соединились с атомами кислорода. Такая ориентация между атомами водорода и кислорода называется «водородной связью». Водородная связь, в сущности, обусловлена электростатическим притяжением между молекулами. Сила водородных связей составляет всего лишь от  $\frac{1}{10}$  до  $\frac{1}{20}$  силы ковалентных связей в молекуле, однако, она достаточна для объяснения описанных выше свойств воды.

Когда молекулы воды выстраиваются упорядоченно, то они образуют гексагональную решетку. Угол между сторонами в правильном

шестиугольнике составляет  $120^\circ$ , что превышает угол  $105^\circ$  между атомами в молекуле воды. Кажущийся парадокс можно объяснить тем, что гексагональные структуры молекул воды не лежат в одной плоскости. Гексагональная структура молекул воды в кристалле льда показана на рисунке 5. Кругами на рисунке обозначены молекулы воды, а линиями – водородные связи.

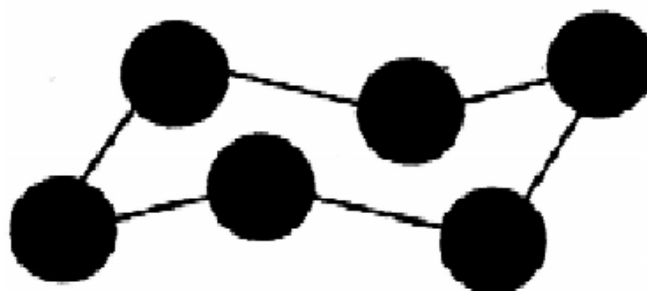


Рисунок 5 – Пространственная гексагональная структура расположения молекул воды в кристалле льда

Наличие водородной связи воды, объясняет тем, что образовывается гидраты, которая заставляет молекулы воды выстраиваться в геометрически правильные структуры. В наличии молекул некоторых веществ эта упорядоченная структура стабилизируется и образуется смесь, выделяемая в виде твердого осадка.

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

Считается, что стабилизация кристаллической решетки в присутствии молекул – гостей обусловлена ван-дер-ваальсовыми силами, которые возникают из-за межмолекулярного притяжения, не связанного с электростатическим притяжением (ван-дер-ваальсовы силы — силы межмолекулярного взаимодействия с энергией  $0,8 — 8,16$  кДж/моль).

Применяется к силам, возникающим при поляризации молекул и образовании диполей (индуцированными и постоянными). Как отмечалось выше, водородная связь отличается от вандерваальсовых сил тем, что она обусловлена сильным электростатическим притяжением, хотя некоторые исследователи относят водородную связь к ван-дер-ваальсовым силам.

Еще одна интересная особенность газовых гидратов заключается в отсутствии связей между молекулами – гостями и хозяевами. Молекулы – гости могут свободно вращаться внутри решеток, образованных молекулами – хозяевами. Это вращение подтверждено с помощью спектроскопических измерений. Таким образом, данные соединения можно наилучшим образом описать как твердые растворы [6].

## **2.2. Условия образования гидратов**

Для образования гидрата необходимы три условия:

**1.Благоприятные термобарические условия.** Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления. Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ изображены на рисунке 6.

Во всех случаях линии равновесия у трехфазных систем, включающих две жидкие фазы, имеют сильный наклон. При небольших изменениях температуры наблюдаются очень значительные изменения значений давления. У метана такого не наблюдается [3].

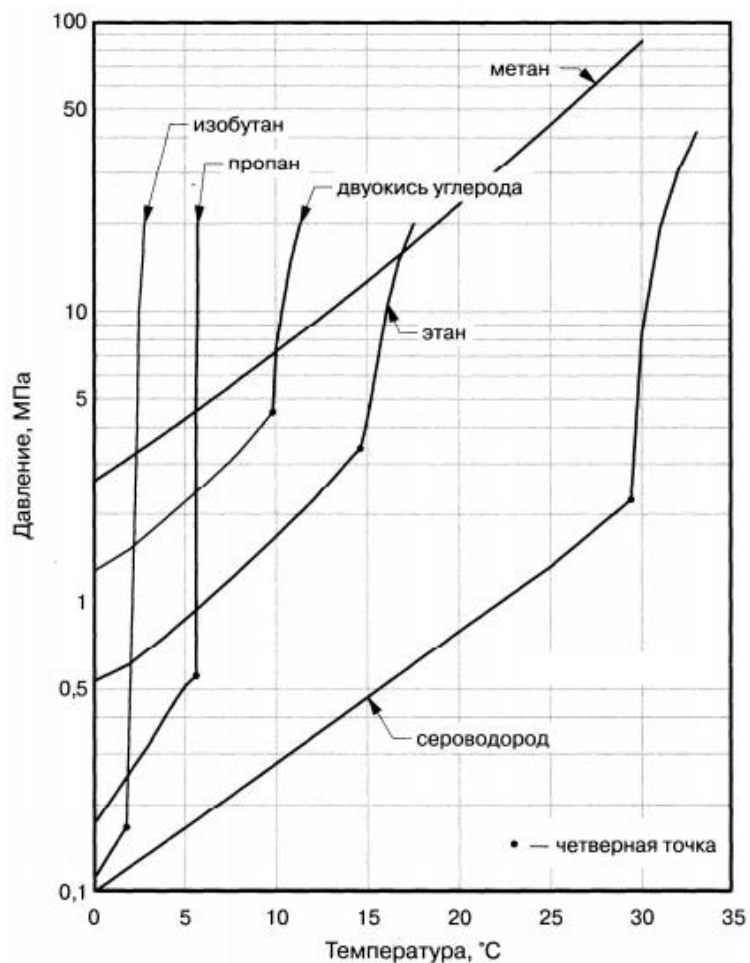


Рисунок 6 – Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа

**2. Наличие гидратообразующего вещества.** К гидратообразующим веществам относятся  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $CO_2$  и др.

**3. Достаточное количество воды.** Воды не должно быть ни слишком много, ни слишком мало.

Химический состав газа зависит от, точного значения температуры и давления гидратообразования, при этом гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Чтобы предотвратить образование гидратов достаточно исключить одно из трех условий. Зачастую, мы не можем удалить из смеси гидратообразующие вещества. В случае с природным газом именно гидратообразующие вещества и являются полезным продуктом. Поэтому для

борьбы с гидратообразованием мы обращаем внимание на два других фактора.

Ускоренному образованию гидратов также способствуют следующие явления:

- **Турбулентность.** Высокие скорости потока. Образование гидратов активно протекает на участке с высокими скоростями потока среды. Это делает дроссельную арматуру особенно чувствительной к образованию гидратов. Во-первых, температура природного газа при прохождении через дроссель, обычно, значительно понижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Во-вторых, в уменьшенном проходном сечении клапана возникает большая скорость потока.

**Перемешивание.** При перемешивании газа в технологическом резервуаре, теплообменнике, трубопроводе, и т. п. интенсивность гидратообразования возрастает.

- **Центры кристаллизации.** Центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в предоставленном случае – образование твердой фазы из жидкой. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут быть дефекты трубопроводов, фасонные детали, сварные швы, арматура трубопроводов и т. д. Включения окалина, шлама, песка и грязи также являются хорошими центрами кристаллизации [3].
- **Свободная вода.** Для гидратообразования, наличие свободной воды не является обязательным условием. Это продемонстрировано на фазовой диаграмме давление состав для системы метан + вода (рисунок 7). Например, в равномолярной смеси метана и воды при 10 °С и 10 МПа присутствуют только гидратная и газовая фазы – свободная вода отсутствует.



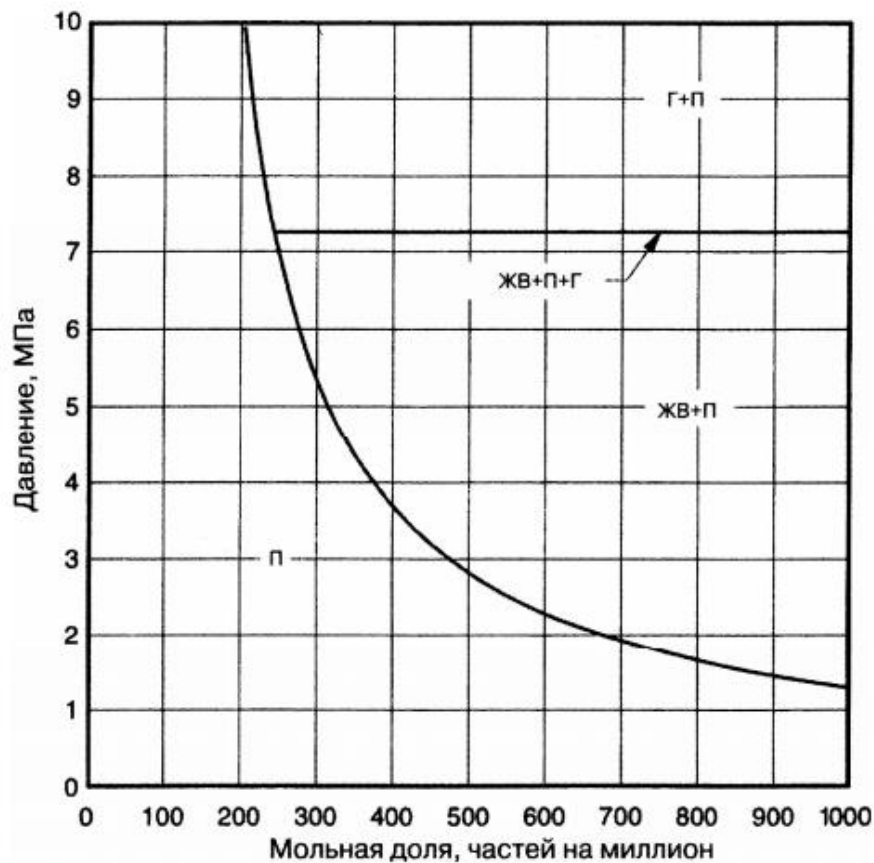


Рисунок 7 – Фазовая диаграмма давление — состав для смеси вода + метан при 10°С (условные обозначения: Г гидрат; ЖВ — жидкая вода; П — пар.)

Еще одно доказательство, так называемый «аргумент инея». Образование инея происходит без образования жидкой воды. Иней выкристаллизовывается из воздуха и покрывает предметы зимними ночами. При этом водяной пар, находящийся в воздухе, переходит непосредственно в твердую фазу, минуя жидкую. Воздушно – водяная смесь представляет собой газ, а в воздухе вода в жидком виде не содержится.

Процесс непосредственно перехода вещества из газообразного в твердое называется сублимацией. К примеру,  $CO_2$  сублимирует при обычном атмосферном давлении. Твердая  $CO_2$ , иными словами «сухой лёд», переходит из твердого состояния сразу в газообразное, минуя жидкую фазу, или нафталин. Запах нафталиновых шариков можно чувствовать в воздухе, потому что нафталин превращается из твердого вещества непосредственно в газ, который и воспринимается обонянием человека. Фактически все чистые

вещества, включая и чистую воду, способны к сублимации при значениях ниже давления в «тройной точке» (тройная точка – три фазы одновременно находятся в состоянии равновесия).

Тем не менее интенсивность гидратообразования в присутствии свободной воды, бесспорно, возрастает. Кроме того, поверхность раздела вода – газ является удобным центром кристаллизации для образования гидратов.

Перечисленные выше факторы способствуют росту гидратообразования, но не являются обязательными условиями. Только три названных ранее условия обязательны для гидратообразования.

Еще одним важным аспектом гидратообразования является процесс накопления твердого вещества. Гидраты могут перемещаться по трубопроводам вместе с потоком среды, особенно жидкой. Большой частью, скопление гидратов подвергает к возникновению технических проблем. В многофазных трубопроводах скопление гидратов создают пробки, которые могут забивать линии и вызывать повреждение оборудования.

### **2.3. Типы гидратов и гидратообразующие вещества**

Гидраты классифицируются в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решетке и, соответственно, строения решетки. В нефтегазовой промышленности широко встречаются два типа гидратов. Гидраты I и II типа, а иногда структурами I и II. Также существует третий тип гидратов, который называется тип H (структура H), однако он встречается очень редко.

Краткие сравнительные характеристики гидратов I и II типов приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнительные характеристики гидратов I и II типов [3]

	Тип I	Тип II
<b>Количество молекул воды в одной ячейки решетки</b>	46	136
Количество полостей в одной ячейке решетки:		
Малых	2	16
Больших	6	8
<b>Теоретическая формула ячейки*</b>		
при заполнении всех полостей	$X \times 5 \frac{3}{4} H_2O$	$X \times 5 \frac{2}{3} H_2O$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,1500
при заполнении только больших полостей	$X \times 7 \frac{2}{3} H_2O$	$X \times 17 H_2O$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
<b>Диаметр полости, Å</b>		
Малой	7,9	7,8
Большой	8,6	9,5
<b>Объем одной ячейки каркаса, м<sup>3</sup></b>	$1,728 \times 10^{-27}$	$5,178 \times 10^{-27}$
<b>Примеры гидратообразующих веществ</b>	$CH_4, C_2H_6,$ $H_2S, CO_2$	$C_3H_8,$ изо- $C_4H_{10}, N_2$

\*X – молекулы гидратообразующего вещества.

Типы полиэдрических ячеек, образующих структуру решетки в гидратах I и II типов, показаны на рисунке 8.

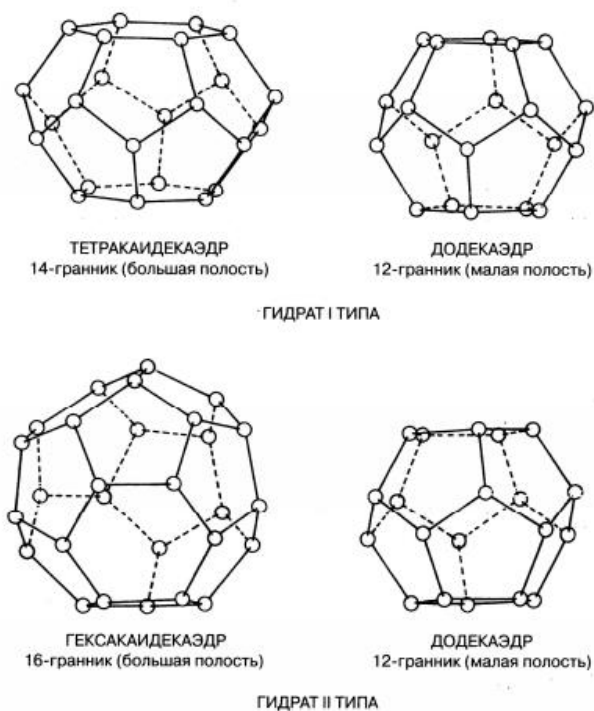


Рисунок 8 – Полиэдрические ячейки решетки гидратов I типа и II типа

• **Гидраты I типа.** Гидраты I типа обладают самой элементарной структурой. Он образован ячейками с полостями двух видов: 1) в форме додекаэдра, т.е. двенадцатигранника, каждая грань которого имеет форму правильного пятиугольника; 2) в форме тетракаидекаэдра, т.е. четырнадцатигранника, имеющего 12 пентагональных и две гексагональные грани. Додекаэдрические полости по размеру меньше тетракаидекаэдрических, вследствие этого первые часто называют малыми полостями, а вторые – большими полостями.

Каждая ячейка решетки гидрата I типа состоит из 46 молекул воды. Одна из причин, в силу которых долгое время не удавалось установить кристаллическую структуру гидратов, заключается в них

нестехиометричности (разное количество химических элементов вступает во взаимодействие). Это означает, что для образования стабильного гидрата необязательно, чтобы все полости решетки были заняты молекулами – гостями. Функцией температуры и давления является степень заполнения полостей.

К наиболее распространенным веществам, образующим гидраты I типа, относятся  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $CO_2$  и  $H_2S$ . В гидратах  $CH_4$ ,  $CO_2$  и  $H_2S$  молекулы – гости могут занимать как большие, так и малые полости. Большие полости занимают только молекулы этана

**Гидраты II типа.** Структура гидратов II типа сложнее, чем структура гидратов I типа. В гидратах II типа решетка также образована двумя видами ячеек. Структурные ячейки в гидратах II типа имеют форму:

1) додекаэдра; 2) гексакайдекаэдра – шестнадцатигранника, имеющего 12 пентагональных граней и четыре гексагональные грани. Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакайдекаэдрических. Ячейка решетки гидрата II типа сформирована 136 молекулами воды. Среди наиболее распространенных веществ, образующих гидраты II типа, в природном газе присутствуют пропан, изобутан и азот. Интересно, что молекулы азота в гидратах II типа могут занимать как большие, так и малые полости. Молекулы же пропана и изобутана, напротив, занимают только большие полости.

- **Размеры молекул – гостей.** Зависимость между размером молекулы и типом образующегося гидрата была впервые обнаружена Штакельбергом. Он построил графическую схему (рисунок 9) показывающую зависимость типа гидрата от величины молекулы – гостя.

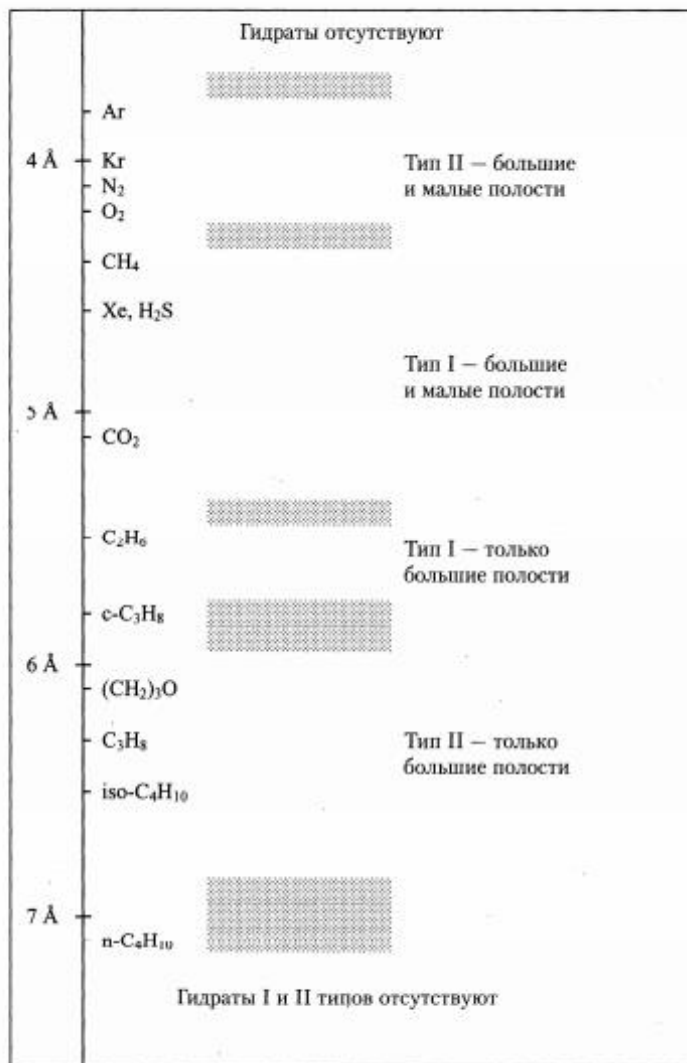


Рисунок 9 – Сравнительная диаграмма размеров молекул - гостей, типов гидратов и занимаемых полостей решетки для различных гидратообразователей

В верхней части диаграммы помещены молекулы малых размеров, а по мере движения вниз по графику размеры молекул увеличиваются. Самые маленькие размеры имеют молекулы водорода и гелия, диаметр которых составляет соответственно 2,7 и 2,3 Å ( $1 \text{ Å} = 1 \times 10^{-10} \text{ м}$ ). Считается, что стабилизация кристаллической решетки гидрата обусловлена действием ван-дер-ваальсовых сил между молекулами – гостями и молекулами – хозяевами. Кроме того, ван-дер-ваальсовы силы считаются результатом взаимодействия между электронами в соединении. В молекулах водорода и гелия содержится

всего по два электрона, благодаря этому ван-дер-ваальсовы силы в них слабы. Это одно из объяснений, почему маленькие молекулы этих газов не образуют гидратов. Как видно из схемы молекулы диаметром менее  $3,8 \text{ \AA}$  не образуют гидратов.

Первые из гидратообразующих веществ: криптон и азот. Они образуют гидраты II типа. Молекулы данных веществ достаточно малы ( $3,8 - 4,2 \text{ \AA}$ ) и могут занимать как большие, так и малые полости решетки.

Ниже по шкале в области  $4,4 - 5,4 \text{ \AA}$  входят  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ . Их молекулы достаточно малы и занимают как большие, так и малые полости решетки.

В следующей области  $5,6 - 5,8 \text{ \AA}$  располагается  $\text{C}_2\text{H}_6$ . Молекулы образуют гидраты I типа, но слишком велики и могут занимать только большие полости. Следующая группа веществ с еще более крупными молекулами ( $6,0 - 6,9 \text{ \AA}$ ) представлена  $\text{C}_3\text{H}_8$  (пропан) и  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  (изобутан). Молекулы этих веществ сформируют гидраты II типа, но могут занимать только большие полости.

Молекулы размером более  $7 \text{ \AA}$  неспособны образовывать гидраты ни I, ни II типа. Соответственно, молекулы таких веществ, как  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  (пентан),  $\text{C}_6\text{H}_{14}$  (гексан) и высшие углеводороды парафинового ряда, не являются гидратообразователями.

Н-бутан сам по себе не образует гидрата, но все же размеры его молекул таковы, что могут уместиться в больших полостях решетки гидратов II типа. Поэтому в наличии другого гидратообразователя молекулы н-бутана могут занимать полости решетки носителя. Н-бутан является переходным компонентом. Другие виды углеводородных соединений (такие как этилен, ацетилен, пропилен и пропин) также могут образовывать гидраты при условии, что их молекулы не слишком велики.

Гидраты I и II типа может образовывать циклопропан. Тип образующегося гидрата обуславливается условиями температуры и давления. Независимо от типа гидрата, молекулы циклопропана в силу своих размеров

могут занимать только большие полости решетки. Это тоже переходное соединение между гидратообразователями I и II типа. Иным ограничивающим фактором являются химические свойства потенциального гидратообразующего вещества. Молекулы могут быть достаточно малы и, тем не менее, не участвовать в гидратообразовании. Газы, которые растворяются в воде (такие как хлороводород, аммиак), как правило, не образуют гидратов. Если молекулы вещества препятствуют существованию водородных связей, то гидрат не будет образовываться. Метанол, молекулы которого малы, не образует гидратов, потому что его молекулы связаны между собой водородными связями и, таким образом, нарушают водородные связи воды. Кроме того, метанол хорошо растворим в воде.

- **Гидраты N типа.** Реже встречаются гидраты N типа. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы маленького размера, как, например, молекулы метана, и гидратообразователь типа N. В структуре гидратов типа N имеются полости трех видов: 1) додекаэдрические – двенадцатигранники; 2) неправильной додекаэдрической формы – с тремя квадратными гранями, шестью пентагональными гранями и тремя гексагональными гранями; 3) неправильной икосаэдрической формы – двадцатигранники с 12 пентагональными гранями и восемью гексагональными гранями. Каждая структурная ячейка решетки состоит из трех додекаэдрических полостей (малых), двух неправильных додекаэдрических полостей (средних) и одной икосаэдрической полости (большой). Элементарная ячейка включает 34 молекулы воды. Поскольку для образования гидрата N типа необходимы два гидратообразующих вещества, составить его теоретическую формулу достаточно сложно. Но если подразумевать, что маленькие молекулы X будут заполнять только две меньшие полости, а большие молекулы Y, как известно, занимают только большие полости, теоретическая формула ячейки будет иметь



вид  $Y \times 5X \times 34 H_2O$ . Гидрообразователи Н типа: 2-метилбутан, 2,2-диметилбутан, 2,3-диметилбутан, 2,2,3-триметилбутан, 2,2-диметилпентан, 3,3-диметилпентан, метилциклогексан, этилциклопентан, метилциклопентан, циклооктан и циклогептан. В составе природного газа эти компоненты встречаются нечасто.

**Азот.** На рисунке 10 показана кривая гидратообразования для азота. Для сравнения показана кривая гидратообразования для метана. Для образования гидрата из азота требуется значительно более высокое давление, чем для метана.

**Смеси.** Если газовая смесь состоит из гидратообразующих веществ одного типа, то образующийся гидрат будет такого же типа. Тип I + тип II. В этой смеси образуется гидрат того типа, который будет термодинамически стабильным. Однако никаких строгих правил здесь нет, и каждый конкретный случай требует отдельного рассмотрения. К примеру, смесь этана и пропана. Если этана более 80 %, то образуется гидрат I типа, в других случаях – гидрат II типа. В смесях метана и пропана почти всегда образуется гидрат II типа. Гидрат I типа образуется только в смесях с очень высоким содержанием метана (более 99 %) [3].

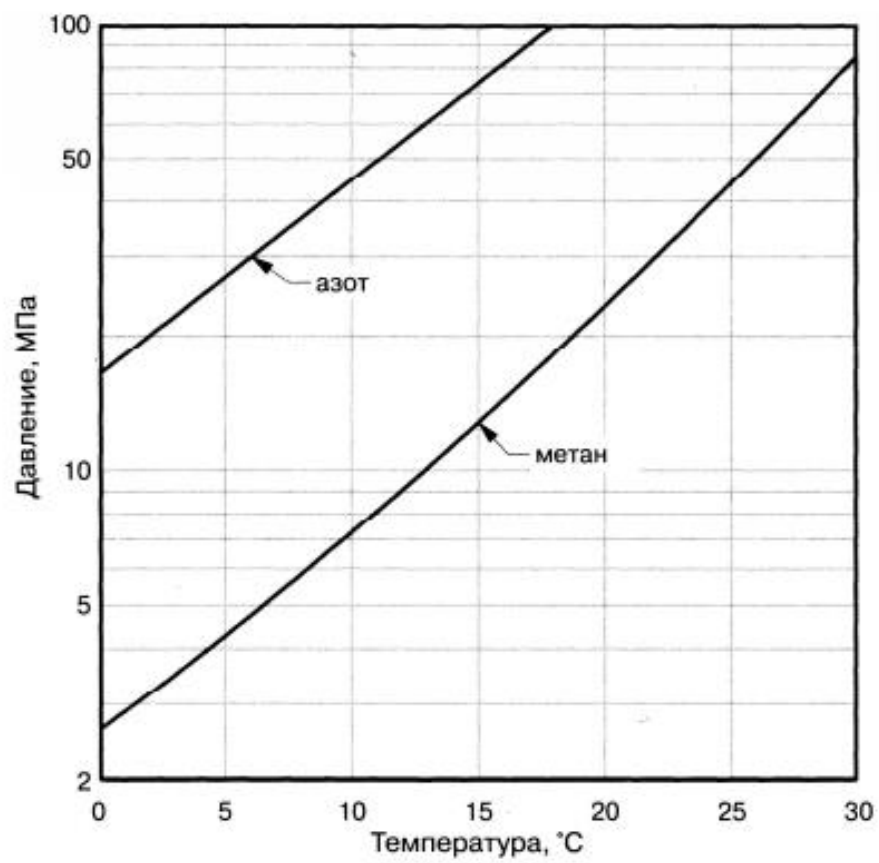


Рисунок 10 – Кривые гидратообразования метана и азота [3]

## **Вывод**

В настоящее время технология борьбы с гидратообразованием широко изучена и направлена на снижение потребления ингибиторов гидратообразования (метанола), который является основным способом борьбы с гидратами.

В данной магистерской диссертации были рассмотрены гидраты природного газа и условия их образования, а также проведены эксперименты по удалению гидратов аэромеханическим методом на экспериментальной установке.

Для эффективной борьбы с гидратообразованием необходимо знать значения следующих показателей:

- количество влаги, содержащейся в жидком состоянии в трубопроводе;
- фактическая температура в трубопроводе;
- влагосодержание газа в точках ввода и вывода ингибитора.

Исследования показали высокую эффективность предложенного метода. Были смоделированы различные реальные условия подготовки газа и разработана математическая модель процесса

## **Глава 5. Социальная ответственность**

Основной целью «Безопасности жизнедеятельности» является обеспечение безопасности и создание комфортных условий жизнедеятельности, что на данном этапе развития техносферы не всегда осуществимо. Вероятность осуществления трудовой деятельности в опасных и даже чрезвычайно опасных условиях техносферы достаточно высока. Отклонения от допустимых условий деятельности всегда сопровождаются воздействием негативных факторов на человека, что отрицательно влияет на производительность труда, ухудшает самочувствие, приводит к травмам и заболеваниям, а иногда и гибели людей; вызывают отказы и аварии производственного оборудования и приводят к деградации природной среды.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов, которые может создать, а также возникнуть на производстве при внедрении установки прямоточного циклона для разрушения гидратов. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда. Целью магистерской диссертации является: обоснование выбора способа воздействия на гидраты и способ очистки аэромеханическим методом, расчет оптимальных термобарических параметров и устройства прямоточного циклона для разрушения гидратов.

### **5.1 Производственная безопасность**

#### **5.1.1 Анализ вредных факторов и опасных факторов**

На человека в процессе его трудовой деятельности могут воздействовать опасные и вредные производственные факторы (ГОСТ 12.0.003-74), которые разделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические. Вредные производственные факторы (ВПФ) – факторы, приводящие к заболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания. Опасные производственные факторы (ОПФ) – факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной.

Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким можно отнести факторы, приведенные в таблице 27

Таблица 27

**Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при работе с установкой по удалению гидрата аэромеханическим методом**

Источник фактора, наименование видом работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Технологические операции: 1)замена манометра 2)ремонтные работы	1.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте 3.Отклонение показателей микроклимата в помещении 4.Повышенная температура поверхностей оборудования	1.Сосуды, работающие под давлением	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 СанПиН 2.2.4.548-96 ПБ 03-576-03 ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ НПБ 105-03

**5.1.2 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны**

Источником загазованности воздуха может быть разгерметизация установки, а также газоопасные работы.

Газ природный при больших концентрациях (более 15-16%) действует удушающе, так как возникает кислородная недостаточность. При тяжелом отравлении пострадавший должен быть госпитализирован. В качестве индивидуальных средств защиты могут применяться шланговые противогазы ПШ-1,2 и изолирующие дыхательные аппараты АСВ-2.

### 5.1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Звуковое давление - переменная составляющая давления воздуха или газа, возникающая в результате звуковых колебаний, Па.

Предельно допустимый уровень (ПДУ) шума - это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа, не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений. Соблюдение ПДУ шума не исключает нарушение здоровья у сверхчувствительных лиц.

Допустимый уровень шума – это уровень, который не вызывает у человека значительного беспокойства и существенных изменений показателей функционального состояния систем и анализаторов, чувствительных к шуму.

Максимальный уровень звука,  $L_{A\text{макс}}$ , дБА, - уровень звука, соответствующий максимальному показателю измерительного, прямопоказывающего прибора (шумомера) при визуальном отсчете, или значение уровня звука, превышаемое в течение 1% времени измерения при регистрации автоматическим устройством

По временным характеристикам шума выделяют:

- постоянный шум, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день или за время измерения в помещениях жилых и общественных зданий, на территории жилой застройки изменяется во времени не более чем на 5 дБА при измерениях на временной характеристике шумомера "медленно";
- непостоянный шум, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день, за рабочую смену или во время измерения в помещениях жилых и общественных зданий, на территории жилой застройки изменяется во времени более чем на 5 дБА при измерениях на временной характеристике шумомера "медленно".

**Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБа**

Категория напряженности трудоового процесса	Категория тяжести трудоового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Источником возникновения повышенного уровня шума является установка прямоочного циклона для разрушения гидрата,

К средствам защиты от повышенного уровня шума относятся устройства:

- оградительные;
- звукоизолирующие, звукопоглощающие;
- глушители шума;
- автоматического контроля и сигнализации;
- дистанционного управления.

#### **5.1.4 Повышенная температура поверхностей оборудования**

Источником повышенной температуры поверхностей оборудования является нагреватель и теплоноситель для разрушения гидратов.

К средствам защиты от пониженных или повышенных температур поверхностей оборудования, материалов и заготовок относятся устройства:

- оградительные;

- автоматического контроля и сигнализации;
- термоизолирующие;
- дистанционного управления.

### **5.1.5 Отклонение показателей микроклимата в помещении**

Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энерготрат работающих, времени выполнения работы, периодов года и содержат требования к методам измерения и контроля микроклиматических условий.

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные величины показателей микроклимата необходимо соблюдать на рабочих местах производственных помещений, на которых выполняются работы операторского типа, связанные с нервно-эмоциональным напряжением (в кабинах, на пультах и постах управления



технологическими процессами, в залах вычислительной техники и др.). Перечень других рабочих мест и видов работ, при которых должны обеспечиваться оптимальные величины микроклимата определяются Санитарными правилами по отдельным отраслям промышленности и другими документами, согласованными с органами Государственного санитарно-эпидемиологического надзора в установленном порядке.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 1.2, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.или ограждающих его устройств.

Таблица 29

**Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих  
мест производственных помещений**

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

		18-20	17-21	60-40	0,3
--	--	-------	-------	-------	-----

### **5.2.1 Анализ опасных факторов**

#### **5.2.2 Сосуды, работающие под давлением**

Источником повышенного давления установки прямооточного циклона для борьбы с гидратами являются технологические трубопроводы. Сепараторы, находящиеся в модуле подготовки газа работают при повышенном давлении – 7 МПа. Сосуды под давлением допускаются к работе в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Книга учёта и освидетельствования сосудов, работающих под давлением. Конструкция сосудов должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы и предусматривать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, промывки, полного опорожнения, продувки, ремонта, эксплуатационного контроля металла и соединений.

Для каждого сосуда должен быть установлен и указан в паспорте расчетный срок службы с учетом условий эксплуатации. Устройства, препятствующие наружному и внутреннему осмотрам сосудов (мешалки, змеевики, рубашки, тарелки, перегородки и другие приспособления), должны быть, как правило, съемными. При применении приварных устройств должна быть предусмотрена возможность их удаления для проведения наружного и внутреннего осмотров и последующей установки на место. Порядок съема и установки этих устройств должен быть указан в руководстве по эксплуатации сосуда.

Если конструкция сосуда не позволяет проведение наружного и внутреннего осмотров или гидравлического испытания, предусмотренных требованиями Правил, разработчиком проекта сосуда в руководстве по эксплуатации должны быть указаны методика, периодичность и объем контроля, выполнение которых обеспечит своевременное выявление и устранение дефектов. В случае отсутствия в руководстве таких указаний

методика, периодичность и объем контроля определяются специализированной организацией.

Конструкции внутренних устройств должны обеспечивать удаление из сосуда воздуха при гидравлическом испытании и воды после гидравлического испытания.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу**

Работа установок на объектах добычи и промысловой обработки газа сопровождается выделением в атмосферу загрязняющих веществ. Загрязнение атмосферы происходит как за счет технологически неизбежных выбросов, так и газовыделений, возникающих вследствие неплотности разъемных соединений оборудования и арматуры. Возможны так же выбросы, связанные с отклонением от технологического режима (сброс с предохранительных клапанов, аварийный сброс).

Газовыделения от неплотностей разъемных соединений оборудования, а так же вследствие газопроницаемости материалов, относятся к неорганическим выбросам постоянного действия. Источниками таких газовыделений являются:

- Уплотнения неподвижные фланцевого типа, т.е. фланцы, люки, лазы;
- Уплотнения подвижные, т.е. уплотнения вращающихся валов насосов и компрессоров;
- Уплотнения запорно- регулирующей арматуры, т.е. уплотнения штоков и валов регулирующих клапанов, заслонок и задвижек.

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

Главная задача при возникновении пожара – его оперативная локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются

следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрыво- пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем

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

Глава составлена с учетом «Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья», утвержденных Приказом МПР России от 08.07.2010 г. № 254.

Согласно Закону РФ «О недрах», под недрами понимается часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.[25]

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

- Конституция Российской Федерации;
- Закон Российской Федерации «О недрах»;
- «Правила охраны недр»;

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Кроме указанных выше нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен в своей хозяйственной деятельности руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр.

### **Вывод**

В настоящее время технология борьбы с гидратообразованием широко изучена и направлена на снижение потребления ингибиторов гидратообразования (метанола), который является основным способом борьбы с гидратами.

В данной магистерской диссертации были рассмотрены гидраты природного газа и условия их образования, а также проведены эксперименты по удалению гидратов аэромеханическим методом на экспериментальной установке.

Для эффективной борьбы с гидратообразованием необходимо знать значения следующих показателей:

- количество влаги, содержащейся в жидком состоянии в трубопроводе;
- фактическая температура в трубопроводе;
- влагосодержание газа в точках ввода и вывода ингибитора.

Исследования показали высокую эффективность предложенного метода. Были смоделированы различные реальные условия подготовки газа и разработана математическая модель процесса

Список публикаций студента

## Список используемых источников

1. Бык С.Ш. Газовые гидраты /С.Ш. Бык, Ю.Ф. Макогон, В.И. Фомина. – Москва: Недра, 1980. – 296 с.
2. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту/ Л.М. Гухман – Ленинград: Недра, 1980. – 161 с.
3. Кэрол Джон. Гидраты природного газа/ Джон Кэрол – Москва: ЗАО «Премииум инжирининг», 2007с. – 316 с.
4. Коротаев Ю.П. Борьба с гидратами при транспорте природных газов/ Ю.П. Коротаев, А.М. Кулиев, Р.М. Мусаев. – Москва: Недра, 1973. – 136 с.
5. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие /Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко , А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.
6. Чухарева Н.В. Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ /Н.В. Чухарева – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 30 с.
7. СН 2.24/2.18.562-96
8. СанПиН 2.2.4.548-96
9. ПБ 03-576-03
- 10.ГОСТ 12.0.003-74
- 11.ССБТ НПБ 105-03
- 12.Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016г. № 444-ФЗ СТО Газпром РД 1.12-096-2004

**Приложение  
I**

**Prediction of hydrate formation control by aeromechanical method  
in the field gas pipeline at the Myljinskoe gas condensate field**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Федоров Н.Е.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		

## **Introduction**

Hydrate formation is one of the main problems in the operation of gas condensate fields. Saturating natural gas with water vapor is the determining factor for the formation of hydrates. In this case, the volume rate of hydrate accumulation depends on the rate of change in the moisture content of the gas with a change in pressure and temperature.

The formation of hydrates can disrupt not only the operation of a separate well, but also the field as a whole. To combat hydrate formation, many different methods are used in the fisheries. Technogenic gas hydrates can be formed in gas production systems: in well boreholes, bottomhole zone, in-field reservoirs and trains, in gas production and production gas processing systems, and in gas transmission trunk systems. In the technological processes of gas production, preparation and transport, solid gas hydrates because serious problems associated with the violation of these processes. Gas-field systems in which technogenic gas hydrates are possible include: - trunk and bottomhole zone of wells; - collectors and trains; - gas treatment plants; - head sections of main gas pipelines; - Gas distribution stations; - main and infield product pipelines; - plants for gas treatment and processing.

Purpose of the work: substantiation of the choice of the method of influencing hydrates and the method of cleaning by aeromechanical method, calculation of optimal thermobaric parameters and the device of a direct-flow cyclone for destruction of hydrates.

The subject of the study are gas condensate mixtures of hydrocarbons of the Myldzhinskoye field; the subject - the technology to combat hydrate formation in the gas condensate field.

## **Hydrates in natural gas**

Gas hydrates are solid crystalline compounds formed under certain thermobaric conditions from water and low molecular weight gases. In appearance, hydrates are similar to snow or ice. The area of their thermodynamic stability



includes both positive and negative temperatures in Celsius. At moderate pressures (up to 10-30 MPa) typical for commercial systems, hydrates of natural gases exist flesh up to temperatures of up to 20-25 ° C, but the most typical temperatures of their formation are below + 15-20 ° C. The maximum temperature for the existence of methane hydrate is 47.7 ° C at a pressure of ~ 500 MPa.

Most of the components that make up natural gas form hydrates in conjunction with water. Hydrate formation is one of the problems associated with the processes of extraction, transportation, processing of natural gas and its derivatives.

A water molecule consists of one oxygen atom bound to two hydrogen atoms. The bonds between the oxygen and hydrogen atoms in the water molecule are covalent. Covalent bonds in molecules are formed due to a common electron pair. The angle between two hydrogen atoms in the water molecule is approximately 105 ° (Figure 1)

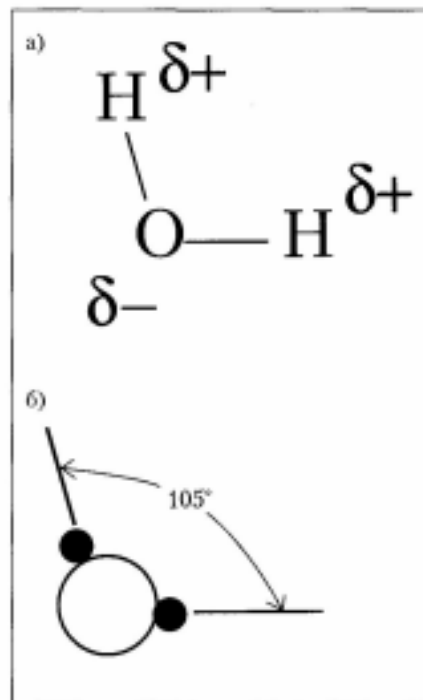


Figure 1 - Geometric structure of the water molecule: a linear scheme with the indication of induced charges (a), which determine the hydrogen bond; The spherical model with the angle between the hydrogen atoms

The figure does not show two pairs of disconnected electrons, which are located on the "back" side of the oxygen atom. These electrons report a negative charge to the oxygen atom and a low positive charge to the hydrogen atoms. Figure 1 shows the induced electrostatic charges in the molecule.

Consequently, the water molecules will tend to line up in an orderly manner so that the hydrogen atoms are connected to the oxygen atoms. Such an orientation between the atoms of hydrogen and oxygen is called a "hydrogen bond". The hydrogen bond, in essence, is due to the electrostatic attraction between the molecules. The strength of the hydrogen bonds is only 1/10 to 1/20 of the strength of the covalent bonds in the molecule; however, it is sufficient to explain the properties of water described above.

When water molecules are aligned in order, they form a hexagonal lattice. The angle between the sides in the regular hexagon is  $120^\circ$ , which exceeds the angle of  $105^\circ$  between the atoms in the water molecule. The apparent paradox can be explained by the fact that the hexagonal structures of water molecules do not lie in the same plane. The hexagonal structure of water molecules in an ice crystal is shown in Figure 2. Circles in the figure denote water molecules, and lines - hydrogen bonds.

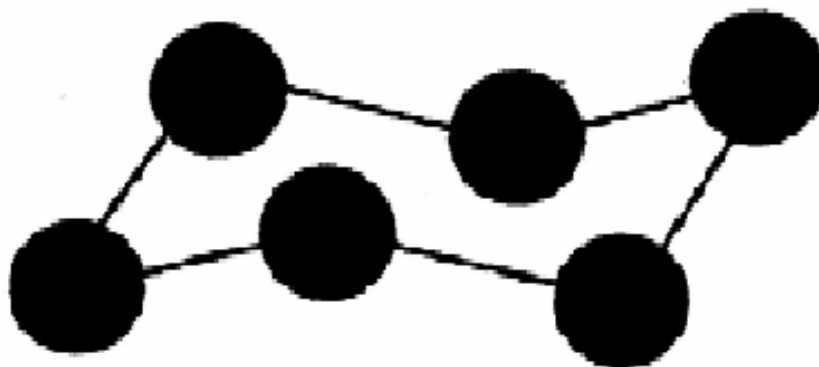


Figure 2 - Spatial hexagonal structure of the arrangement of water molecules in an ice crystal

### **Hydrate formation conditions**

Three conditions are necessary for hydrate formation:

1. Favorable thermobaric conditions. The formation of hydrates is favored by a combination of low temperature and high pressure. The thermobaric curves for the hydrate-forming substances under consideration are shown in Figure 3.

In all cases, the equilibrium lines in three-phase systems, including two liquid phases, have a strong slope. With small changes in temperature, very significant changes in pressure values are observed. Methane does not.

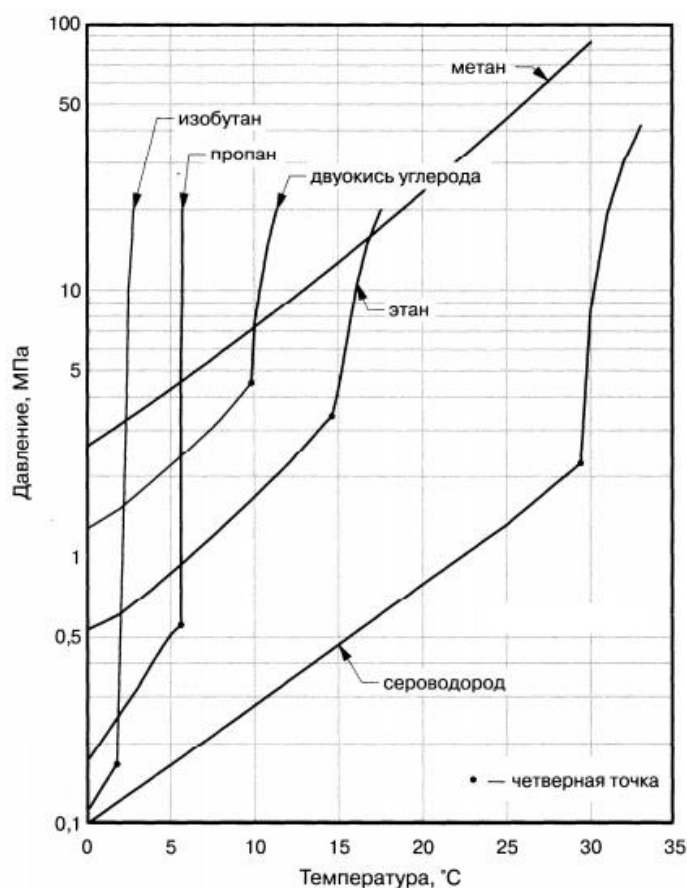


Figure 3 - Hydrate formation curves for some components of natural gas

2. Presence of hydrate-forming substance. Hydrate-forming substances include  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $CO_2$  etc.

3. Sufficient amount of water. There should be neither too much nor too little water.

The chemical composition of the gas depends on the exact value of the temperature and pressure of hydrate formation, while hydrates can be formed at temperatures above the freezing point of water 0 ° C.

Accelerated hydrate formation is also facilitated by the following phenomena:

- Turbulence. High flow rates. The formation of hydrates actively proceeds in a region with high flow rates of the medium. Mixing. When the gas is mixed in a process tank, heat exchanger, pipeline, etc., the intensity of hydrate formation increases.

- The centers of crystallization. The center of crystallization is the point at which favorable conditions exist for the phase transformation, in the present case, the formation of a solid phase from a liquid phase. The centers of crystallization for the formation of hydrates can be defects in pipelines, fittings, welded joints, pipeline fittings, etc. Inclusions of scale, sludge, sand and dirt are also good crystallization centers.

- Free water. For hydrate formation, the presence of free water is not a prerequisite. This is demonstrated in the phase diagram of the pressure composition for the methane + water system (Figure 4). For example, in an equimolar mixture of methane and water at 10 ° C and 10 MPa, only the hydrate and gas phases are present - free water is absent.

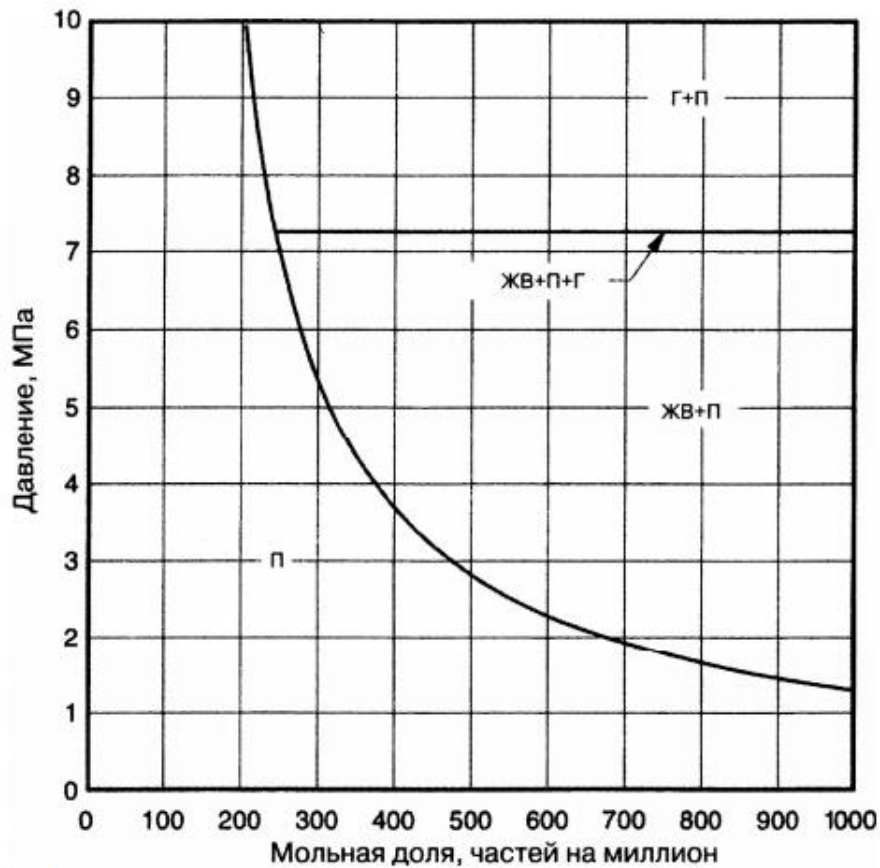


Figure 4 - Pressure-composition phase diagram for water + methane mixture at 10 ° C.

The above factors contribute to the growth of hydrate formation, but are not mandatory conditions. Only the three conditions mentioned above are mandatory for hydrate formation.

Another important aspect of hydrate formation is the process of solid accumulation. Hydrates can move along pipelines along with a flow of medium, especially liquid. For the most part, the accumulation of hydrates causes technical problems. In multiphase pipelines, the accumulation of hydrates creates plugs that can clog lines and cause equipment damage.

### **Types of hydrates and hydrate-forming substances.**

Hydrates are classified according to the location of the water molecules in the crystal lattice and, accordingly, the structure of the lattice. In the oil and gas industry, there are two types of hydrates. Hydrates of type I and II, and sometimes

structures I and II. There is also a third type of hydrate, called type H (structure H), but it is very rare.

The types of polyhedral cells that form the lattice structure in hydrates of types I and II are shown in Figure 5.

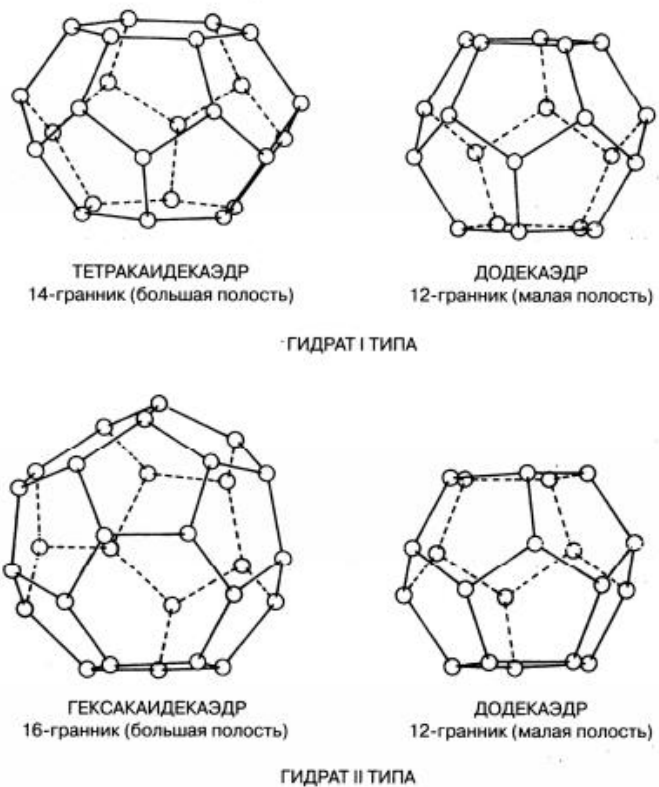


Figure 5 - Polyhedral cells of hydrate lattice of type 1 and type II

Figure 6 shows the hydrate formation curve for nitrogen. For comparison, the hydrate formation curve for methane is shown. To form a hydrate from nitrogen, a much higher pressure is required than for methane.

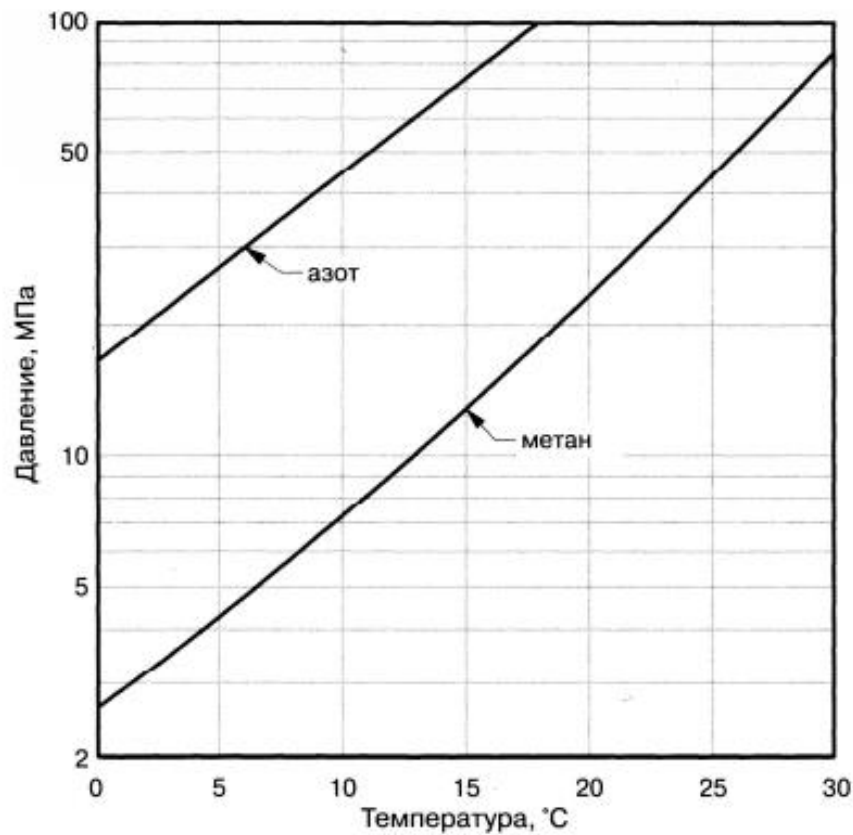


Figure 6 - Curves of hydrate formation of methane and nitrogen

### Methods to combat hydrate formation

The term "control of hydrate formation" is understood as the prevention of the process of hydrate formation, as well as technological operations for the elimination of gas hydrates, formed as deposits, solid and incomplete plugs in fishing systems. To combat the formation of man-made hydrates, different methods are used.

However, the application of most methods is possible only for downhole operations, besides, they are labor-intensive, technologically complex, time-consuming and expensive, and the expected effect is manifested during a limited period of well operation. In connection with this, the most widely used chemical methods today are the use of inhibitors of hydrate formation.

## **Research part.**

One of the most important problems in the operation of gas pipelines is the formation of gas hydrates. By depositing on the inner walls of the pipes, the hydrates dramatically reduce their throughput and can lead to an emergency shutdown of the gas pipeline. The costs of oil and gas companies for preventing and fighting gas hydrate plugs constitute a significant part of the cost of operating deposits and transporting gas. Therefore, the reduction of operating costs for the prevention and control of hydrate formation in commercial gas production systems and its further transportation is of considerable interest from many oil and gas producing and operating companies.

The main method of controlling hydrate formation on an industrial scale is the supply of methanol in the volume to the identical section of the pipeline, its length and the degree of subsidence and adhesion of the hydrates in the site. Heating of gas or the hull of pipelines is also used.

Purpose of the work: substantiation of the choice of the method of influence on hydrates and the method of cleaning by aeromechanical method and the subsequent development of a new unit for gas treatment at the GPP (complex gas preparation unit), calculation of optimal thermobaric parameters and a direct-flow cyclone device for hydrate destruction.

## **Installation for thermophysical effects to prevent hydrate formation.**

The purpose of this development is the creation of an experimental plant for controlling hydrate formation by aeromechanical methods. The capacity of the installation should be up to 5000 m<sup>3</sup> / h of gas in real conditions. As a modeling of the hydrate formation control process, a scheme is proposed (figure 1), which includes a compressed gas cylinder (nitrogen, air, 40 l), an ejector with an annular nozzle and a receiving funnel, a cyclone with a for bunker and it's heating. The main tasks that were solved within the framework of the physical simulation of the experimental setup:



- Calculation of the supply of hydrates to the plant, ensuring their mixing and maximum degree of capture as a result of passing through the cyclone;
- Determination of thermal and gas dynamic flows inside the apparatus and optimal design parameters of the installation;
- determination of the optimal operating parameters of the installation - temperature, pressure, hydrate dispersion, coolant, initial hydrates, volume of molten hydrates, temperature and pressure at the plant, and other characteristics that affect the hydrate removal process.

### **Mechanism of destruction and removal of hydrates in the experimental setup.**

In the funnel 1, ice is placed (which in its properties is closest to the hydrate crystals) with a particle size of up to 3 mm. From the cylinder through the pressure regulator 2 air is supplied with the necessary pressure to the ejector 3. As a result of the ejection effect, the gas flow with ice crystals is formed along the transport pipe (DN = 20 mm), then the two-phase flow enters the cyclone 4, which separates the solid admixture of the stream, and sends it down to the forbencher 5 with coolant 7, where ice (in the real system - hydrate) is destroyed. The gas continues to move further, where it leaves the system. The experimental setup is shown in Figure 8.

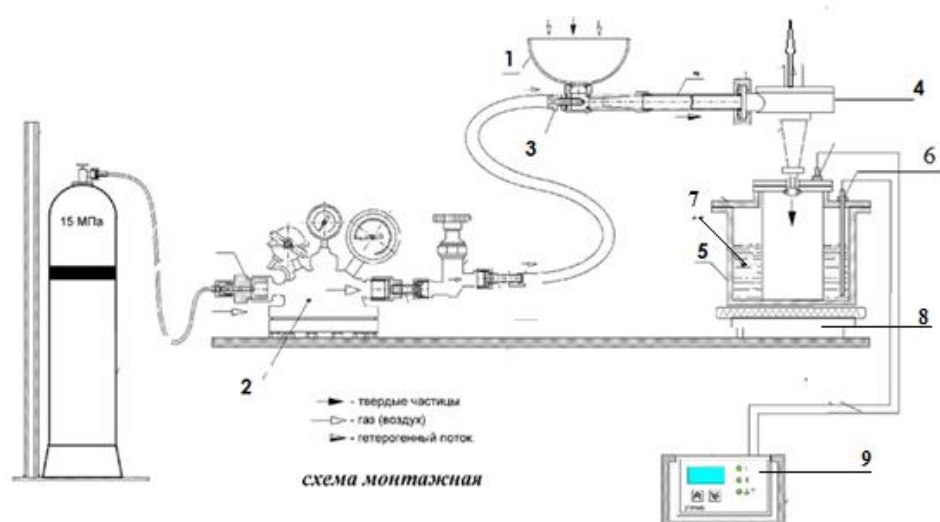


Figure 8 - Experimental stand for hydrate trapping: 1- receiving funnel; 2 - pressure regulator; 3 - ejector; 4 - cyclone; 5 - forbunker; 6 - temperature sensor; 7 - heat carrier; 8 - heat source; 9 - device CIPA

The main requirements for the physical model of the hydrate trap:

1. The gas-simulator, which will be used in the experimental stand - air, nitrogen.
2. Working pressure from 1 to 10 atm
3. The length and internal diameter of the pipeline of the experimental installation -  $L = 800$  mm,  $d = 20$  mm.
4. Material of the pipeline is steel.
5. Mass concentration of particles in the pipeline - 0.08 - 1.
6. Supply of ice with an ejector. Mass consumption of ice is from 3 to 20 kg / h.
7. It is necessary to measure the temperature in the forbunker.
8. Measure the airflow.
9. Weigh the ice mass before and after the experiment.
10. The electric heater's power is 2 kW.

### **The research part of the work**

1. Switch on the temperature meter (if an ice experiment is being conducted)
2. Switch on the hot plate to preheat the cyclone forehead.
3. After reaching the required temperature of the heating liquid, open the valve and manually supply the hydrate solids to the receiving funnel, observing the necessary concentration of particles in the air stream.
4. At the end of the experiment, close the valve, close the cylinder valve, turn off the power supply of the temperature gauge and heater.

Note. The total air flow used in the flowing part of the installation is approximately measured by the Pitot-Prandtl tube in the center of the cutoff of the

measuring tube. The measurement principle consists in measuring the maximum flow rate in the center of the measuring tube by the Pitot tube. Further, along the Nikuradze curve, there is an average velocity along the entire section of the pipe. Based on the value of the average velocity and the cross-sectional area of the measuring tube, the air flow is calculated.

## **Conclusion**

Currently, the technology to combat hydrate formation is widely studied and is aimed at reducing the intake of hydrate inhibitors (methanol), which is the main way to combat hydrates.

In this master's thesis, hydrates of natural gas and the conditions for their formation were examined, and experiments were carried out to remove hydrates by an aeromechanical method in an experimental setup.

To effectively combat hydrate formation, you need to know the values of the following indicators:

- The amount of moisture contained in the liquid state in the pipeline;
- Actual temperature in the pipeline;
- The moisture content of the gas at the input and output points of the inhibitor.

Studies have shown the high efficiency of the proposed method. Various real conditions for gas preparation were simulated and a mathematical model of the process.