

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

Инженерная школа природных ресурсов
Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| Тема работы |
|---|
| Предотвращение образования гидратов на установке комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения (Томская область) |

УДК 622.279.72:622.279.8(571.16)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------|
| 2БМ6Г | Акопов Александр Дмитриевич | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Шишмина Л.В. | к.х.н., с.н.с. | | |

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 |
|-------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| Нефтегазовое дело | Зятиков П.Н. | д.т.н. | | |

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

| Код результата | Результат обучения |
|----------------|--|
| 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»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|--------------------------|
| магистерской диссертации |
|--------------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|--------------------------------|
| 2БМ6Г | Акопову Александру Дмитриевичу |

Тема работы:

| | |
|-------------------------------|--------------------|
| Утверждена приказом директора | 26.04.2018 №3073/с |
|-------------------------------|--------------------|

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 28.05.2018 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | <ol style="list-style-type: none"> 1. Результаты анализа компонентного состава газа от дожимной компрессорной станции, поступающего на колонны отдувки метанола 2. Результаты анализа концентрации метанола в жидкости, поступающей на колонны отдувки метанола 3. Результаты анализа концентрации метанола в промышленных стоках 4. Технологические параметры колонн отдувки метанола |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | <ol style="list-style-type: none"> 1. Состав, структура и свойства гидратов природных газов, применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования 2. Технологии регенерации метанола 3. Постановка задачи исследования 4. Объект и методы исследования 5. Разработка ресурсосберегающей технологической схемы регенерации метанола методом ректификации 6. Результаты исследования и их обсуждения |
| Перечень графического материала | <ol style="list-style-type: none"> 1. Действующая технологическая схема регенерации метанола 2. Моделирующая схема действующей технологии регенерации 3. Технологическая схема узла закачки очищенных стоков |

| | |
|---|---|
| | 4. Моделирующая схема предлагаемой установки регенерации метанола по методу ректификации 5. Характеристика продуктов регенерации ВМР |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
| Раздел | Консультант |
| Финансовый менеджмент | Шарф И.В. |
| Социальная ответственность | Абраменко Н.С. |
| Иностранный язык | Швагрукова Е.В. |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 10.02.2018 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент | Шишмина Л.В. | к.х.н., с.н.с. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|-------------|----------------|-------------|
| 2БМ6Г | Акопов А.Д. | | |

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

Студенту:

| | |
|---------------|--------------|
| Группа | ФИО |
| 2БМ6Г | Акопову А.Д. |

| | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------------|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Магистратура | Направление | 21.04.01. Нефтегазовое дело |

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

| | |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на внедрение установки регенерации метанола на установке подготовке газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | РД 153-39-007-96 |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | 1. Налоговый кодекс РФ 2. ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 444-ФЗ |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Обоснование перспективности внедрения установки регенерации метанола на узле закачки очищенных стоков на установке подготовке газа Мыльджинского месторождения |
| 2. Планирование и формирование бюджета технологического мероприятия | Составление плана проекта с учетом необходимых эксплуатационных затрат |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологического мероприятия | Экономическое обоснование целесообразности внедрения установки регенерации метанола |

Перечень графического материала:

Таблицы:

- Оборудование для монтажа установки регенерации метанола;
- Страховые тарифы на обязательное страхование в ПФР, ФСС и ФОМС;
- Оборудование для монтажа установки регенерации;
- Экономические затраты на монтаж установки регенерации;
- Структура капитальных затрат;
- Надбавки и доплаты к заработной плате работника;
- Расчет заработной платы работников;
- Расчет страховых взносов;
- Стоимость эксплуатации оборудования в год;

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 15.03.2018 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|-------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2БМ6Г | Акопов А.Д. | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|---------------|--------------|
| Группа | ФИО |
| 2БМ6Г | Акопову А.Д. |

| | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------------|
| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Магистратура | Направление | 21.04.01. Нефтегазовое дело |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

| | |
|--|---|
| – 1. Характеристика объекта исследования | Объектом исследования является рабочая зона оператора технологических установок на установке комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК) Мыльджинского газоконденсатного месторождения. |
|--|---|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| – 1. Производственная безопасность | – Повышенный уровень шума на рабочем месте |
| – 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения | – Повышенный уровень вибрации |
| | – Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны |
| | – Недостаточная освещенность рабочей зоны |
| | – Отклонение показателей микроклимата в помещении |
| – 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения | – Сосуды, работающие под давлением |
| | – Электрический ток |
| – 2. Экологическая безопасность | – Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); |
| | – Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); |
| | – Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну. |
| – 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях | В данном разделе рассматривается наиболее вероятная чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть на месторождении – пожары и взрывы, влекущие за собой травмы и гибель людей, а также значительный материальный ущерб. |
| – 4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | В данном разделе рассматриваются правовые основы экологической политики, документация при регулировании отношений природопользователя с местной администрацией. |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 05.02.2018 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|-------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2БМ6Г | Акопов А.Д. | | |

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Нефтегазовое дело
 Уровень образования Магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

| |
|--------------------------|
| магистерская диссертация |
|--------------------------|

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 26.05.2018 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела /вид работы | Максимальный балл раздела |
|---------------|---|---------------------------|
| 15.02.2018 | Состав, структура и свойства гидратов природных газов, применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования | 10 |
| 26.02.2018 | Технологии регенерации метанола | 10 |
| 15.03.2018 | Постановка задачи исследования | 10 |
| 28.03.2018 | Объект и методы исследования | 10 |
| 18.04.2018 | Разработка ресурсосберегающей технологической схемы регенерации метанола методом ректификации | 15 |
| 23.04.2018 | Результаты исследования и их обсуждение | 15 |
| 18.05.2018 | Финансовый менеджмент | 10 |
| 18.05.2018 | Социальная ответственность | 10 |
| 17.05.2018 | Приложение на иностранном языке | 10 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Шишмина Л.В. | к.х.н., с.н.с. | | |

СОГЛАСОВАНО:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Нефтегазовое дело | Зятиков П.Н. | д.т.н. | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 с., 21 рис., 31 табл., 41 источник.

Ключевые слова: ГАЗ, ГИДРАТЫ, ПОДГОТОВКА, МЕТАНОЛ, ОТДУВКА, РЕГЕНЕРАЦИЯ, УТИЛИЗАЦИЯ, ВОДА, РЕКТИФИКАЦИЯ, ПРОМЫШЛЕННЫЕ СТОКИ

Объект исследования: установка регенерации метанола Мыльджинской установки подготовки газа.

Цель работы: повышение степени регенерации метанола на установке комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения для снижения концентрации метанола в промышленных стоках ниже 40 г/дм^3 и его повторного использования.

В ходе исследования рассмотрена и смоделирована в среде программы UniSim существующая установка регенерации метанола, обоснована недостаточная степень регенерации по текущей схеме. Предложена и смоделирована установка регенерации метанола, основанная на методе ректификации, подобраны оптимальные параметры ректификационной колонны: число контактных тарелок 12; температура в ребойлере $130 \text{ }^\circ\text{C}$; температура верха колонны $97 \text{ }^\circ\text{C}$; давление в колонне $0,3 \text{ МПа}$; флегмовое число 4. Предлагаемая установка обеспечивает выход насыщенного раствора метанола с концентрацией 95% масс, чистой воды с содержанием метанола 23 г/дм^3 , что удовлетворяет требованиям СТО Газпром 2-1.19-049-2006.

Область применения: установка подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения.

Рассчитанная экономическая эффективность установки с учётом дисконтирования составила 2,6 млн. руб.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

НТС – низкотемпературная сепарация;

МГКМ – Мыльджинское газоконденсатное месторождение;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УДСК – установка деэтанализации стабилизации конденсата;

УЗОС – узел закачки очищенных стоков;

БСМ – базисный склад метанола.

ВМР – водометанольный раствор.

РВС – резервуар вертикальный стальной.

МПП – модуль подготовки газа;

Оглавление

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 13 |
| 1 СОСТАВ, СТРУКТУРА И СВОЙСТВА ГИДРАТОВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ, ПРИМЕНЕНИЕ МЕТАНОЛА В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ | 15 |
| 1.1 Гидраты природных газов..... | 15 |
| 1.2 Применение метанола для борьбы с гидратообразованием..... | 21 |
| 2 ТЕХНОЛОГИИ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА | 23 |
| 2.1 Регенерация метанола методом ректификации | 23 |
| 2.2 Регенерация метанола методом отдувки | 27 |
| 2.3 Технологическая схема регенерации метанола Мессояхского нефтегазового месторождения | 28 |
| 2.4 Технологическая схема ректификации водометанольного раствора установки комплексной подготовки газа Карпенского нефтегазоконденсатного месторождения..... | 29 |
| 3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ..... | 32 |
| 4 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ..... | 35 |
| 4.1 Геологическая характеристика месторождения | 35 |
| 4.1.1 Стратиграфия | 35 |
| 4.1.2 Нефтегазоносность | 36 |
| 4.1.3 Газоконденсатная характеристика | 37 |
| 4.1.4 Запасы газа, стабильного конденсата и нефти..... | 39 |
| 4.2 Технологические показатели разработки Мыльджинского ГКМ..... | 41 |
| 4.3 Технологическая схема подготовки газа установки комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения... | 45 |
| 4.4 Технологическая схема регенерации водометанольного раствора ... | 46 |
| 4.5 Технологическая схема узла закачки очищенных стоков. | 49 |
| 5 РАЗРАБОТКА РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА МЕТОДОМ РЕКТИФИКАЦИИ..... | 52 |
| 5.1 Анализ эффективности регенерации метанола по существующей технологической схеме..... | 52 |

| | |
|--|----|
| 5.2 Моделирование установки регенерации метанола на узле заправки очищенных стоков | 54 |
| 6 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ | 61 |
| 7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 62 |
| 7.1 Расчет капитальных вложений | 62 |
| 7.1.1 Расчет стоимости оборудования | 62 |
| 7.1.2 Расчет количества необходимой техники | 62 |
| 7.1.3 Расчет времени на проведение мероприятия по монтажу установки регенерации | 63 |
| 7.1.4 Расчет амортизационных отчислений | 63 |
| 7.1.5 Расчет затрат на оплату труда..... | 64 |
| 7.1.6 Отчисления во внебюджетные фонды..... | 64 |
| 7.1.7 Расчет контрагентных услуг для проведения монтажа установки регенерации метанола | 65 |
| 7.1.8 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта | 66 |
| 7.2 Расчет эксплуатационных затрат | 67 |
| 7.2.1 Общие данные оборудования установки регенерации метанола ... | 67 |
| 7.2.2 Амортизационные отчисления для оборудования установки регенерации метанола в расчете для каждой единицы в руб./маш. -час. | 67 |
| 7.2.3 Нормативный показатель затрат на все виды ремонта для каждой единицы оборудования установки регенерации метанола..... | 70 |
| 7.2.4 Нормативный показатель затрат на замену быстроизнашивающихся частей | 71 |
| 7.2.5 Расчет затрат на зарплаты работникам..... | 73 |
| 7.2.6 Нормативные затраты на энергоносители | 75 |
| 7.2.7 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы | 76 |
| 7.2.8 Стоимость эксплуатации машины в год..... | 76 |
| 7.3 Расчет оптимизации расходов при использовании установки регенерации метанола..... | 77 |
| 7.4 Оценка экономической эффективности | 78 |
| 8 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ..... | 79 |

| | |
|---|----|
| 8.1 Анализ вредных факторов..... | 79 |
| 8.1.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте | 79 |
| 8.1.2 Повышенный уровень вибрации | 80 |
| 8.1.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны | 81 |
| 8.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны..... | 82 |
| 8.1.5 Отклонение показателей микроклимата в помещении..... | 83 |
| 8.2 Анализ опасных факторов..... | 84 |
| 8.2.1 Сосуды, работающие под давлением..... | 84 |
| 8.2.3 Электрический ток..... | 84 |
| 8.3 Экологическая безопасность | 85 |
| 8.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу | 85 |
| 8.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу..... | 86 |
| 8.3.3 Анализ воздействия объекта на литосферу | 86 |
| 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 86 |
| 8.4.1 Анализ возможных ЧС | 87 |
| 8.4.2 Меры по предупреждению взрыво и пожароопасной обстановки | 88 |
| 8.4.3 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий | 89 |
| 8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности . | 90 |
| 8.5.1 Правовые основы экологической политики..... | 90 |
| 8.5.2 Документы, регулирующие отношения природопользователя с местной администрацией | 92 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 94 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 96 |

ВВЕДЕНИЕ

Газ – лучший вид топлива. Немалую роль играет низкая стоимость добычи газа по сравнению со стоимостью добычи других видов топлива – угля, торфа, нефти. Благодаря высоким потребительским свойствам, низким издержкам добычи и транспортировки, широкой гамме применения во многих сферах человеческой деятельности, природный газ занимает особое место в топливно-энергетической и сырьевой базе всего мира. В настоящее время многие прогнозы предполагают значительное увеличение емкости европейского рынка газа и соответственно возможностей поставки российского газа. Газовая промышленность России является источником получения значительного дохода, поэтому на ее развитие и модернизацию уходит большое количество средств.

В настоящее время важным направлением газовой промышленности является повышение развитие ресурсосберегающих технологий. При разработке газовых месторождений в условиях холодного климата необходимо учитывать возможность гидратообразования. В качестве наиболее распространенного ингибитора образования гидратов применяется метанол. Низкая температура замерзания водометанольного раствора и способность разрушать гидраты позволяют обеспечивать стабильный рабочий процесс в широком диапазоне температур и давлений. Уникальные условия России: удаленность основных газовых месторождений от транспортных артерий и центров промышленной инфраструктуры, суровый климат, требующий большого количества метанола для предотвращения гидратообразования, и высокая стоимость доставки метанола в районы промыслов, диктуют необходимость в его регенерации.

Мыльджинское месторождение – это газоконденсатное месторождение в Томской области, в Каргасокском районе. Подготовка газа производится методом низкотемпературной сепарации. С целью экономии ингибитора и улучшения экологических показателей на поздней стадии эксплуатации Мыльджинского газоконденсатного месторождения, при падении пластового давления и включения в технологическую схему дожимной компрессорной

станции, в 2011 году была введена установка регенерации метанола, основанная на методе десорбции.

Вследствие изменения состава входного сырья на установку комплексной подготовки газа, а именно: введение системы утилизации попутного нефтяного газа Казанского, Северо-Останинского месторождений, перевод Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения на новый режим работы (консервация установки комплексной подготовки газа) для стабильной работы межпромысловых трубопроводах в безгидратном режиме ОАО Томскгазпром была изменена схема подачи метанола. Для стабильной работы межпромысловых трубопроводов на выходе с компрессоров на Казанском, Северо-Останинском и Северо-Васюганском месторождениях начали подавать метанол. На Мыльджинской установке подготовки газа подачу метанола, в результате смещения точек гидратообразования, перевели до первой ступени сепарации. Последствием стал значительный рост концентрации метанола в газе от дожимной компрессорной станции (после первой ступени) и снижение эффективности существующей системы регенерации метанола. При текущей схеме работы снизить концентрацию метанола в утилизируемых стоках, закачиваемых в пласт ниже 40 г/дм^3 (СТО Газпром 2-1.19-049-2006), не представляется возможным.

Целью работы является повышение степени регенерации метанола на установке комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения.

1 СОСТАВ, СТРУКТУРА И СВОЙСТВА ГИДРАТОВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ, ПРИМЕНЕНИЕ МЕТАНОЛА В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

1.1 Гидраты природных газов

По данным Министерства энергетики РФ за 2016 г. было добыто 640,2 млрд м³ газа, из которых доля природного газа составляет 556,9 млрд м³. При этом следует отметить, что данный уровень добычи сохраняет своё значение с отклонением в 4,84 % об. за последние 5 лет. Наиболее широко распространённым явлением на всех этапах: от добычи из пласта до промышленной подготовки и трубопроводного транспорта до потребителя – является процесс образования клатратных соединений – гидратов [1].

Газовые гидраты (также гидраты природных газов или клатраты) – кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа.

Природные газовые гидраты представляют собой метастабильный минерал, образование и разложение которого зависит от температуры, давления, химического состава газа и воды, свойств пористой среды и др.

Морфология газогидратов весьма разнообразна. В настоящее время выделяют три основных типа кристаллов.

- Массивные кристаллы. Формируются за счёт сорбции газа и воды на всей поверхности непрерывно растущего кристалла.
- Вискерные кристаллы. Возникают при туннельной сорбции молекул к основанию растущего кристалла.
- Гель-кристаллы. Образуются в объёме воды из растворённого в ней газа при достижении условий гидратообразования [2].

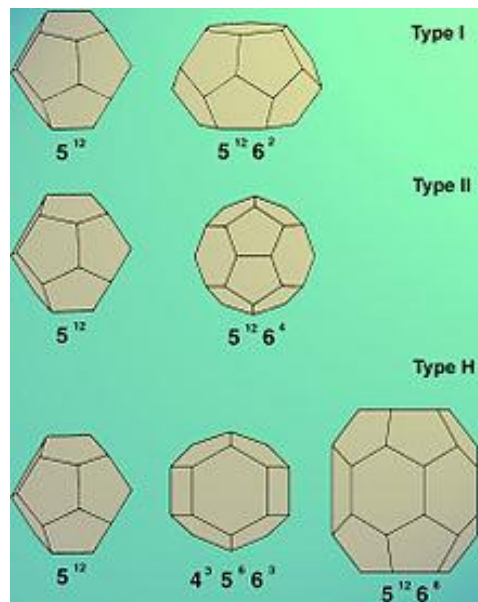


Рисунок 1 – Различные структуры газовых гидратов

В структуре газогидратов молекулы воды образуют специальный каркас, в котором имеются полости. Установлено, что полости каркаса обычно являются 12-, 14-, 16- и 20-гранниками, немного деформированными относительно идеальной формы. Эти полости могут занимать молекулы газа. Молекулы газа связаны с каркасом воды ван-дер-ваальсовскими связями. В общем виде состав газовых гидратов описывается формулой $M \cdot n \cdot H_2O$, где M – молекула газогидратообразователя, n – число молекул воды, приходящихся на одну включённую молекулу газа, причём n – переменное число, зависящее от типа гидратообразователя, давления и температуры. Полости, комбинируясь между собой, образуют сплошную структуру различных типов. По принятой классификации они называются КС, ТС, ГС – соответственно кубическая, тетрагональная и гексагональная структура. В природе наиболее часто встречаются гидраты типов КС-I, КС-II, в то время как остальные являются метастабильными. Нормальная эксплуатация магистральных газопроводов может быть обеспечена при качественной осушке природного газа на промышленных пунктах подготовки. Наличие влаги в газе при некачественном ее удалении часто является причиной образования газовых гидратов.

На практике условия образования гидратов определяют с помощью равновесных графиков или расчетным путем посредством константы равновесия и графоаналитическим методом по уравнению Баррера-Стюарта.

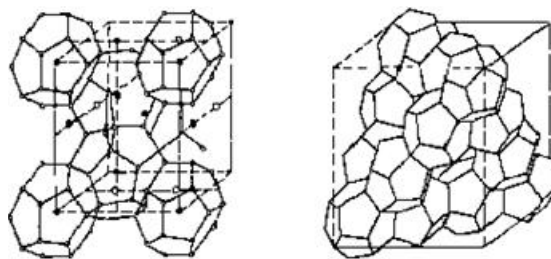


Рисунок 2 – Структура гидратов природных газов а) тип I б) тип II

Чем выше плотность газа, тем ниже давление гидратообразования. «Тяжелые» компоненты природного газа, такие как пропан, бутан, вступают в реакцию гидратообразования при температурах от 0 до + 4 ° С и избыточном давлении 0,3 МПа. Наличие «зародышевых» кристаллов способствует образованию гидратов метана. Образование газовых гидратов – это процесс одновременной фиксации свободных молекул газа и воды. На рисунке 3 схематично показано образование упорядоченной газогидратной структуры из свободных молекул газа и воды, полученное инновационным методом моделирования молекулярной динамики, что позволяет выполнять исследования структуры и свойств молекул вычислительными методами с последующей визуализацией результатов и обеспечивать их трехмерное представление при заданных в расчете условиях.

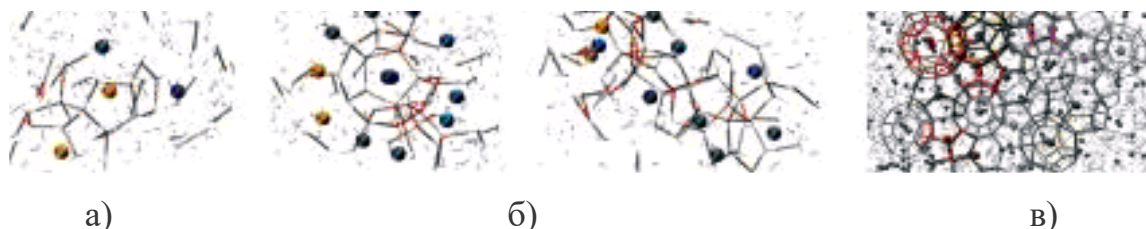


Рисунок 3 – Схема многоэтапного процесса образования газового гидрата: а) свободный газ и вода; б) переходное состояние; в) гидрат

Образование гидратной структуры сопровождается колебанием внутренней энергии системы, при этом между состояниями, в которых газ и вода

находятся в свободной и связанной формах, образуется энергетический барьер, соответствующий переходному состоянию; однако в целом процесс образования газовых гидратов является экзотермическим. Газовые гидраты образуются при низкой температуре и высоком давлении при условии достаточного количества гидратообразующего газа и воды, рисунок. 4.

При образовании гидратной структуры удельный объем газа резко снижается, происходит его сжатия от внешнего давления к давлению газа в гидратном состоянии.

Для построения термодинамической модели процесс гидратообразования может быть представлен в два этапа. На первом этапе формируется незаполненная гидратная решетка; второй этап заключается в ее заполнении. Условия образования гидратов природных газов с помощью константы равновесия определяют по формуле:

$$r = \frac{y}{K} \quad (1)$$

где r , y – молярная доля компонента, соответственно, в составе гидрата и газовой фазы; K – константа равновесия.

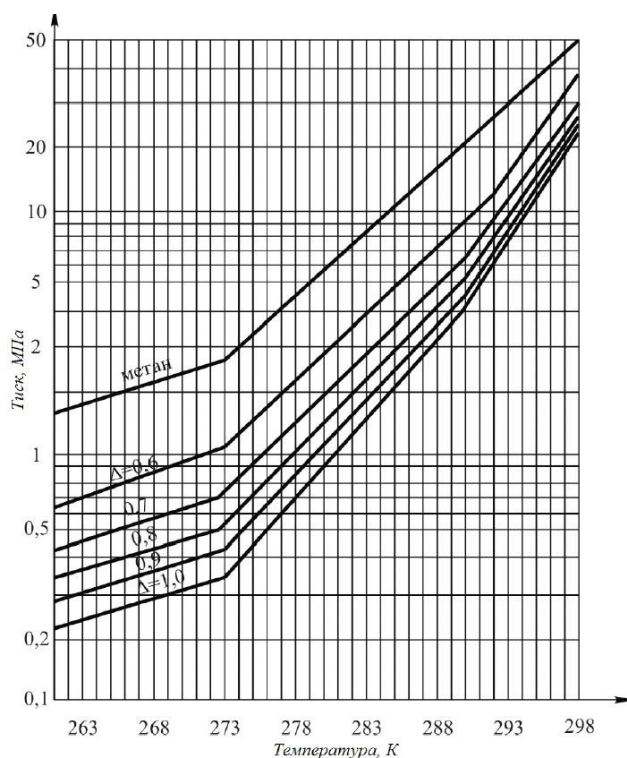


Рисунок 4 – Образование гидратов природных газов в зависимости от давления и температуры [3]

Величина влагосодержания природных газов – важнейший параметр, который в значительной степени определяет технологический режим процессов сбора и подготовки газа к дальнему транспорту на газовом промысле. Газ в условиях пластовых давлений и температур насыщен парами воды, поскольку газоносные породы всегда содержат связанную, подошвенную или краевую воду.

По мере движения газа по скважине давление и температура изменяются: значения обоих параметров уменьшаются. При этом понижение температуры вызывает и уменьшение количества воды в газовой фазе, а снижение давления, наоборот, приводит к увеличению массы воды в газовом потоке. Увеличение влагосодержания природного газа в продуктивном пласте происходит также при падении пластового давления по мере разработки месторождения.

Наличие свободной влаги в потоке газа – один из основных факторов, обуславливающих возможность образования гидратов в стволах скважин, промысловых шлейфах и магистральных газопроводах.

Влагосодержание природного и любого газа характеризует содержание воды в паровой фазе системы газ–вода. Обычно влагосодержание газа выражают в массовом количестве паров воды, приходящихся на единицу массы сухого газа (массовое влагосодержание), или в количестве молей паров воды на моль сухого газа (молярное влагосодержание). В практике газового дела чаще пользуются абсолютной влажностью, т. е. выражают массу паров воды в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям (0°C и $0,101$ МПа). Абсолютную влажность обозначают W (кг на 1000 м^3). Факторы, определяющие влажность природных газов, это давление, температура, состав газов, а также количество солей, растворенных в воде, контактирующей с данным газом. Влагосодержание природных газов определяют экспериментально, по аналитическим уравнениям или по номограммам, составленным при обработке экспериментальных или расчетных данных [4].

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:

- призабойная зона скважин, ствол скважины;
- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;
- головные участки магистральных газопроводов;
- газораспределительные станции;
- внутрипромысловые и магистральные продуктопроводы;
- установки заводской обработки и переработки газа.

Вследствие охлаждения газожидкостного потока гидратообразование как технологическое осложнение оказывается значительно более распространенным в системах сбора, чем в стволах скважин, и наблюдается не только на северных, но и на южных месторождениях, особенно в холодное время года. Внутрипромысловый транспорт газа от скважин до установок осушки осуществляется как по индивидуальному, так и по общему для нескольких скважин шлейфу (коллектору). Шлейфы обычно эксплуатируются в режиме, когда падение давления в них составляет 3-8 % от исходного, поэтому при термодинамическом анализе работы шлейфа с точки зрения возможности гидратообразования основное внимание следует уделять температуре. Температура в конце шлейфа зависит от начальной температуры газа, от длины шлейфа, способа его прокладки и степени теплоизоляции, времени года и имеет во многих случаях ярко выраженный сезонный характер. Наиболее распространенным методом предупреждения гидратообразования в системах сбора является ввод ингибитора гидратообразования (метанол). Расход метанола увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры. Для характерных термобарических условий эксплуатации шлейфов на северных месторождениях теоретический расход метанола может изменяться в довольно широких пределах

(от 0 до 300 г/1000 м³ газа). На практике же необходим дополнительный запас в 20-25 % по расходу метанола при ингибировании шлейфов с целью устранения опасности появления гидратов в коллекторе.

Основным методом предупреждения гидратообразования на установках подготовки природного газа к транспорту, также, как и в случае борьбы с гидратообразованием в системах промышленного сбора углеводородного сырья, является ввод ингибитора гидратообразования (метанол) [5].

1.2 Применение метанола для борьбы с гидратообразованием

Применение метанола является довольно распространенным способом удаления газогидратных пробок. Метанол вместе с парами воды, насыщая газ, образует спиртоводный растворы, температура замерзания которого значительно ниже нуля. Поскольку количество водяного пара, который содержится в газе, при этом уменьшается, точка росы снижается, а опасность выпадения гидратов становится значительно меньше. Однако следует учитывать, что метанол растворяется в воде.

Преимущества использования метанола:

- относительно низкая стоимость;
- производство метанола может быть развернуто непосредственно в местах потребления;
- отпадает необходимость в блоке приготовления реагента;
- самая высокая среди известных ингибиторов антигидратная активность, сохраняющаяся даже при низких температурах
- очень низкая температура замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малая их вязкость даже при температурах ниже -50 °С;
- сравнительно малая растворимость метанола в нестабильном конденсате (особенно при контакте нестабильного газового конденсата с отработанным (насыщенным) водным раствором метанола, концентрацией меньше, чем 50 % масс.);

- высокая эффективность реагента не только для предупреждения гидратообразования, но и при ликвидации возникающих при нарушениях технологического режима несплошных гидратных пробок в пропромышленных коммуникациях (скважинах, шлейфах, коллекторах, теплообменном оборудовании);
- лучшее соотношение цена – технологическая эффективность среди всех ингибиторов.

Недостатки применения метанола:

- очень высокая токсичность;
- высокая пожароопасность;
- возможность выпадения солей при смешивании с сильно минерализованной пластовой водой и, как следствие, выпадение солей в промышленных коммуникациях;
- эффект ускоренного роста кристаллогидратов при наличии разведенных водных растворов метанола с недостаточной концентрацией для предупреждения гидратов;
- высокая упругость паров метанола (нормальная температура кипения ~ 65 °С), очень высокая растворимость в сжатом природном газе и соответственно повышенный расход [3].

2 ТЕХНОЛОГИИ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА

2.1 Регенерация метанола методом ректификации

Применение метанола не всегда оправдано с точки зрения экономической и технологической, безопасности обслуживающего персонала и охраны окружающей среды.

Основное направление совершенствования технологии обработки газа, позволяющее значительно сократить общие объемы потребления реагента и транспортные расходы, повысить экономическую эффективность процессов обработки газа, улучшить экологическую сторону работы газовых промыслов – внедрение установок регенерации насыщенных метанольных растворов, в том числе на газоконденсатных месторождениях.

Традиционно водометанольный раствор можно утилизировать на низконапорных факелах ВМР, либо повышать концентрацию раствора путём ректификации, адсорбции или химической очистки либо повторное использование ВМР высокой концентрации с последних ступеней НТС и его отдувка на предыдущих ступенях НТС [4].

Основное уравнение массопередачи, описывающее протекание массообменных процессов:

$$M = K_{\Delta} \Delta_{cp} F, \quad (2)$$

где K – коэффициент массопередачи, характеризующий массу вещества, переданную из фазы в фазу через единицу поверхности dF в единицу времени при движущей силе, равной единице.

$$\Delta = c - c_p, \quad (3)$$

где c – рабочая (фактическая) концентрация компонента в ядре потока соответствующей фазы, c_p – концентрация компонент для данной фазы, равновесная с фактической концентрация в другой фазе.

Для тарельчатого массообменного аппарата коэффициент массопередачи может быть отнесен к контактной площади тарелки

$$M = K_{\Delta} \Delta_{cp} F = (K_{\Delta} f_p) \Delta_{cp} S N_A = K_F \Delta_{cp} S N_A, \quad (4)$$

где f_p – поверхность контакта фаз, на единицу площади тарелки $\text{м}^2/\text{м}^2$,

K_F – коэффициент массопередачи, отнесенный к единиц площади тарелки; S – контактная площадь тарелки, м^2 ; N_A – число тарелок в колонне [6].

Регенерация метанола методом ректификации в аппаратах колонного типа осуществляется на Мессояхском, Вуктылском и Оренбургском месторождении, а также внедряется на других объектах газовой промышленности [4]. Так, например, после перехода установки комплексной подготовки газа 1В (УКПГ-1В) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения на однореагентную схему извлечения конденсата из газа проектное оборудование установки регенерации диэтиленгликоля было использовано для регенерации метанола. Концентрация регенерированного метанола за счёт ректификации составила 80-85%. А концентрация метанола в кубовом остатке (воде) около 1% [7]. Ректификация – вид перегонки, основанный на противоточном взаимодействии пара и жидкости в колонне, позволяет достичь наиболее полного разделения компонентов, ее применяют и для очистки метанола-сырца на установках синтеза метанола и в промышленных условиях. Указанный процесс всесторонне исследован теоретически, и его реализация принципиально не представляет особых трудностей [4]. В процессах ректификации применяются два типа колонн: тарельчатые и насадочные. Тарельчатыми называют колонные аппараты, у которых внутренними устройствами в рабочей зоне являются тарелки. Тарелки – это барботажное устройство, в котором при работе происходит массообменный процесс, т.е. переход компонента из одной фазы в другую в результате непосредственного контакта между рабочими средами. В химической и нефтеперерабатывающей промышленности применяют тарельчатые колонны различных размеров: от небольшого диаметра 300–400 мм до крупнотоннажных высокопроизводительных установок с колоннами диаметром 5–12 м. Высота колонны зависит от числа тарелок и расстояния между ними. Обычно расстояния между тарелками принимают 250–300 мм. По соображениям конструктивного порядка и возможности ремонта и очистки тарелок в колоннах большого

диаметра расстояние между ними увеличивают до 500–600 мм [8]. К достоинствам тарельчатых колонн относят:

- широкий рабочий диапазон нагрузок по жидкой и паровой фазам;
- значительная поверхность контакта фаз;
- эффективная гидродинамическая обстановка на ступенях контакта;
- сравнительно невысокий перепад давления на одной тарелке;
- низкая удельная стоимость единицы объема аппарата.

Принципиальная схема тарельчатой колонны представлена на рисунке 5.

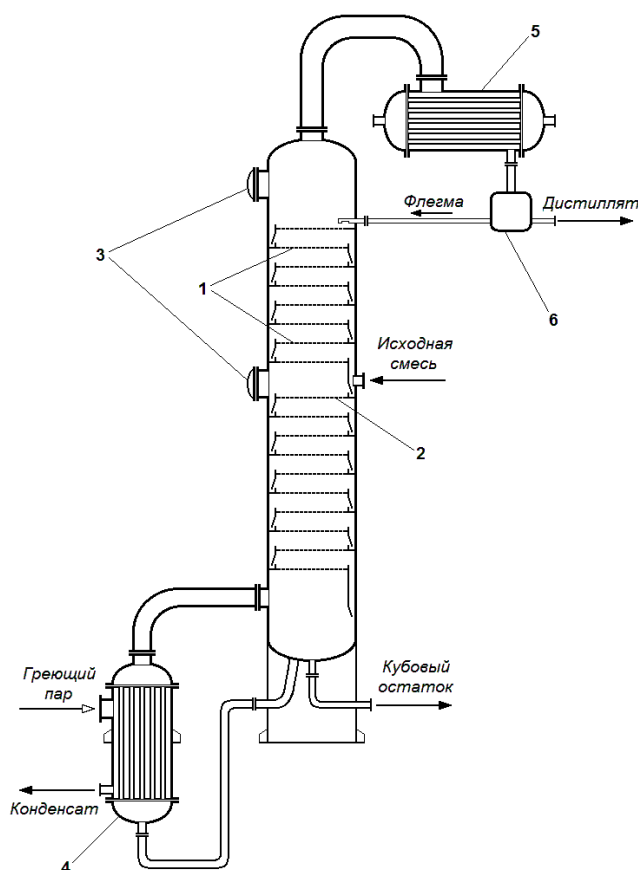


Рисунок 5 – Принципиальная схема тарельчатой ректификационной колонны.
1 – массообменные тарелки, 2 – тарелка питания, 3 – люки, 4 – ребойлер,
5 – конденсатор, 6 – рефлюксная ёмкость

Насадочные колонны широко применяют для процессов абсорбции, очистки, охлаждения и увлажнения газов, иногда ректификации. Контакт газа и жидкости в насадочной колонне, во время которого происходит обмен веществом и теплом между фазами, происходит, в основном, на смоченной поверхности насадки. Поверхность контакта фаз в насадочной колонне, через

которую осуществляется массопередача, называют «активной поверхностью насадки». Она может быть, как меньше, так и больше геометрической поверхности насадки, и величина ее зависит от расходов газа и жидкости. При малом расходе жидкости ее может не хватить для смачивания всей поверхности насадки, поэтому расход жидкости («величина орошения») должен обеспечивать полную смачиваемость всей поверхности насадки. Эффективность насадочной колонны зависит от различных факторов: от расходных параметров, физических свойств пара и жидкости и от типа насадки. Кроме того, на эффективность колонны сильное влияние оказывает неравномерность распределения потоков по сечению колонны, которая приводит к избирательному движению пара и жидкости [8]. К достоинствам насадочных колонн относят:

- невысокий перепад давления по высоте аппарата;
- широкий диапазон устойчивой работы;
- высокий КПД.

Принципиальная схема насадочной ректификационной колонны представлена на рисунке 6.

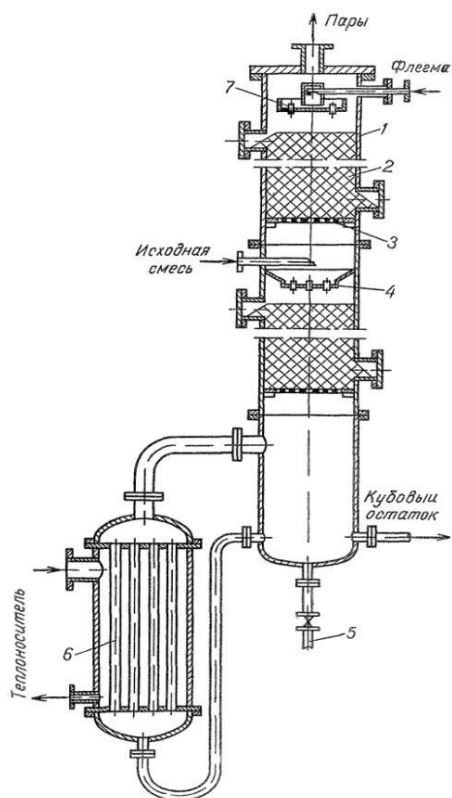


Рисунок 6 – Принципиальная схема насадочной ректификационной колонны.

1,2 – сегменты насадки, 3 – перераспределительная тарелка, 4 – тарелка питания, 5 – дренаж с аппарата, 6 – нагреватель, 7 – тарелка орошения

Общий вес тарельчатой колонны обычно меньше, чем вес насадочной при одинаковой производительности: из-за ограниченной прочности насадки иногда невозможно обойтись только одной колосниковой решеткой, выдерживающей вес всей насадки в высокой колонне. Тарельчатые колонны более пригодны для процессов, сопровождающихся колебаниями температуры относительно окружающей среды, так как периодическое расширение и сжатие корпуса колонны при таких условиях может разрушить насадку.

2.2 Регенерация метанола методом отдувки

Процесс поглощения метанола из раствора на установке регенерации метанола происходит путём отдувки летучего ингибитора газом на специальной секции газопровода. Данный метод радикально отличается от классической механики тем, что метанол «добывается» уже в процессе самой транспортировки газа без применения дополнительных участков регенерации и фильтров, что значительно упраздняет технологическую схему.

Удельное количество метанола в газе, при котором обеспечивается предупреждение образования гидратов, на участке при применении технологии отдувки изначально принимается в 1,2 раза больше по сравнению с его теоретическим значением. Это обеспечивает безгидратные условия в газе, однако считается, что эти условия близки к граничным, при которых начинается гидратообразование. Такой расчёт производится по причине недостаточного уровня показателей добычи на ранних этапах освоения месторождений. Более того до недавнего времени отдувка считалась неэффективной, так как для предупреждения гидратообразования в низкотемпературной технологии рекомендуется ингибирование, при этом в начальный период эксплуатации месторождений в условиях Крайнего Севера возникает необходимость подачи метанола в газосборные коллекторы в зимний период. По этой причине пластовый газ, поступающий на первую ступень сепарации, содержит некоторое количество метанола, недостаточное для рециркуляции ингибитора. В связи с

Этим система поглощения водометанольного раствора для его отдувки становится неэффективной. Повышенные потери метанола обусловлены также необходимостью поддержания стабильных уровней жидкости в емкостях, задействованных в работу для реализации циркуляционной технологии. Отмеченная "несбалансированность" заключается в том, что количество воды, выводимой из цикла с кубовым остатком на установке регенерации метанола, превышает количество влаги, которое "самовосполняется" на установке (конденсируется из газа, поступает в технологический цикл вместе со "свежим" метанолом и вследствие его уноса из сепараторов) [9].

2.3 Технологическая схема регенерации метанола Мессояхского нефтегазового месторождения

В качестве типовой установки регенерации метанола методом ректификации рассмотрим схему регенерации водных растворов метанола Мессояхского нефтегазового месторождения, которая приведена на рисунке 7.

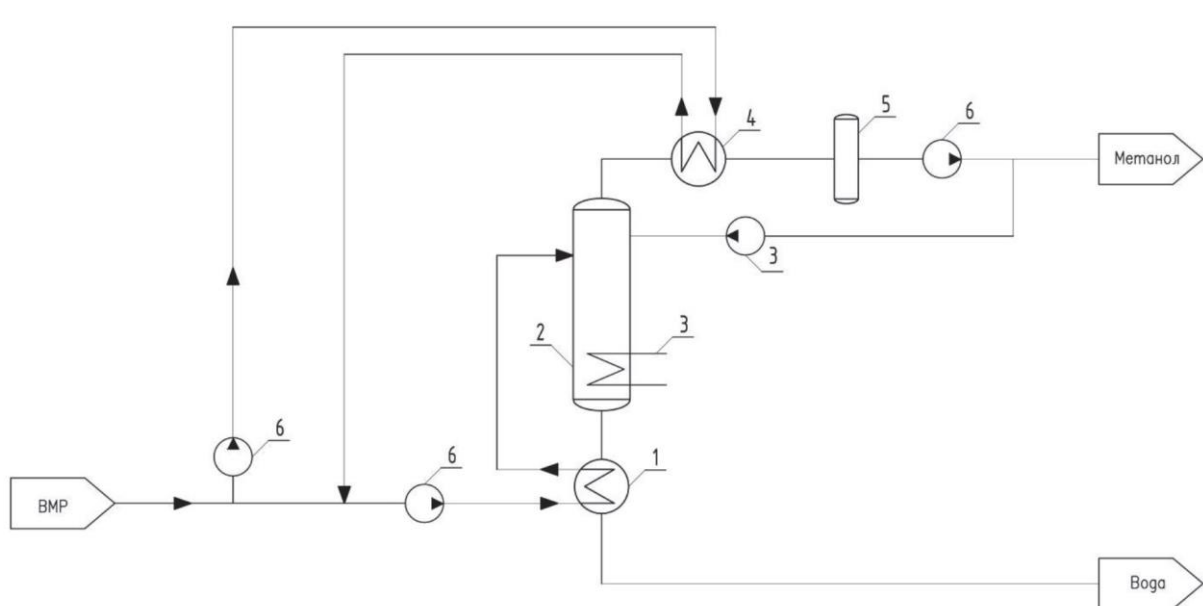


Рисунок 7 – Технологическая схема установки регенерации метанола Мессояхского месторождения.

1 – теплообменник; 2 – ректификационная колонна; 3 – паровой подогреватель; 4 – конденсатор-холодильник; 5 – промежуточная ёмкость; 6 – насосы

Установка работает по следующей технологической схеме. Насыщенный водой метанол забирается насосом из резервуара и через трубчатый теплообменник 1 подается в ректификационную колонну. В трубчатых теплообменниках насыщенный метанол подогревается теплом отходящей горячей воды с низа колонны. Жидкая, фаза с низа колонны подогревается _ трубчатом подогревателе 3 водяным паром (0,5–0,6 МПа). Горячая вода из установки с температурой 100–105 °С, проходя через теплообменник, уходит в канализацию. Постоянную температуру верха колонны поддерживают подачей на орошение метанола из резервуара. Пары метанола с верха ректификационной колонны при температуре 65–68°С поступают в конденсатор-холодильник 4, где охлаждаются до температуры ниже 30 °С насыщенным метанолом. Затем жидкий метанол поступает в промежуточную емкость 5, из которой насосом откачивается в резервуар 6 [4].

Колонна диаметром 1,2 м оборудована 26 сетчатыми тарелками, давление в колонне равно 0,112–0,127 МПа (в зависимости от режима эксплуатации), температуры верха и низа колонны составляют соответственно 65 и 95 °С [1].

2.4 Технологическая схема ректификации водометанольного раствора установки комплексной подготовки газа Карпенского нефтегазоконденсатного месторождения

В качестве эффективной установки регенерации метанола так же стоит рассмотреть установку смонтированную на площадке УКПГ «Карпенское» (Саратовская область).

Установка предназначена для регенерации метанола – выделения из насыщенного водного раствора метанола компонентов смеси путем ректификации.

Сырьем установки является насыщенный водный раствор метанола переменного состава, с содержанием метанола от 21 до 46 % массовых.

Целевой продукт производственного процесса – регенерированный метанол с содержанием воды не более 10 % массовых

Побочный продукт – вода с содержанием метанола не более 4% массовых подается на установку подготовки воды для закачки в пласт.

Регенерация метанола из насыщенного водного раствора осуществляется ректификацией двухкомпонентной смеси метанол – вода. Разделение сырьевой смеси предусматривается в насадочной части колонны. Высота насадки в укрепляющей и исчерпывающей части колонны обеспечивает заданную производительность установки и качество продукции.

Для создания парового потока, необходимого для процесса массообмена, используется испаритель с паровым пространством, обогреваемый паром.

В технологический блок входит: колонна ректификации и буферная емкость с внутренним змеевиком, предназначенная для охлаждения и вывода из ректификационной колонны высококипящего компонента (кубового осадка) – воды.

Таблица 1 – Технические характеристики установки

| | |
|---|----------------|
| Производительность по насыщенному метанолу, кг/час | от 300 до 1400 |
| Рабочее давление смеси на входе в установку, МПа | до 0,6 |
| Минимальный напор на выходе насоса регенерированного метанола, МПа | 0,4 |
| Рабочая температура подаваемой смеси, °С | 5 ,18 |
| Концентрация насыщенного метанола, % масс | от 21 до 46 |
| Концентрация регенерированного метанола, % масс | не менее 90 |
| Давление на линии подачи пара, МПа | 0,6 |
| Температура подаваемого пара, °С | 164 |
| Расход пара, кг/час | не более 150 |
| Средняя температура наиболее холодной пятидневки района установки, °С | -35 |

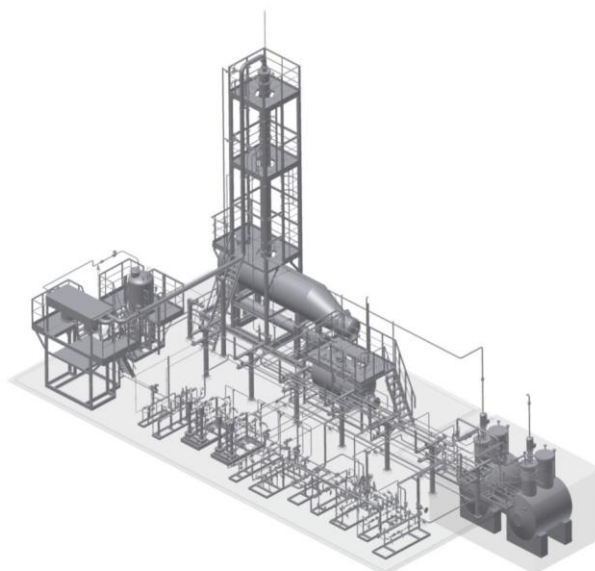


Рисунок 8 – 3D модель установки регенерации метанола Карпенского УКПГ

Производительность по насыщенному водному раствору метанола:

- минимальное – 300 кг/ч;
- максимальное – 1400 кг/ч;

В результате ректификации получают продукцию:

- регенерированный метанол, с содержанием метанола не менее 90%
- вода с содержанием метанола не более 40 г/дм³.

Режим работы установки – непрерывный.

Число часов работы в год – 8000.

Для создания парового потока, необходимого для процесса массообмена, используется испаритель с паровым пространством, обогреваемый паром $P=0,6$ МПа, $t=164$ °С.

Конденсация паров низкокипящего компонента – метанола, обеспечивается малопоточным аппаратом воздушного охлаждения типа АВМ-Г [10].

3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Вследствие изменения состава входного сырья на установку комплексной подготовки газа Мыльджинского месторождения, а именно: введение системы утилизации попутного нефтяного газа Казанского, Северо-Останинского месторождений, перевод Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения на новый режим работы (консервация установки комплексной подготовки газа) для поддержания стабильного режима эксплуатации межпромысловых трубопроводов в ОАО Томскгазпром была изменена схема подачи метанола: постоянная закачка ингибитора по выходу с компрессоров на Казанском (6–7 т/сут.), Северо-Останинском (3–4 т/сут.) и Северо-Васюганском месторождениях (3–6 т/сут.). В то же время на Мыльджинской установке комплексной подготовки газа в результате изменения состава входящего сырья произошло смещение точек гидратообразования до первой ступени сепарации, ввиду чего основная закачка метанола была переведена по входу на установку.

Последствием данного технологического режима стал значительный рост концентрации метанола в газе от дожимной компрессорной станции (после первой ступени) и снижение эффективности существующей системы регенерации метанола. Результаты анализа водометанольного раствора с колонн отдувки за февраль 2018 года представлены в таблице 2,3.

Таблица 2 – Результаты анализа ВМР с колонны К-1 за февраль 2018 г

| п/п | День месяца | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1 | Время отбора пробы | 6:30 | 6:30 | 6:30 | 6:30 | 6:30 |
| 3 | Плотность при 20 °С, г/см ³ | 0,952 | 0,950 | 0,957 | 0,950 | 0,950 |
| 4 | Содержание СН ₃ ОН, % масс. | 31,5 | 32,6 | 27,7 | 32,6 | 32,6 |

Таблица 3 – Результаты анализа ВМР с колонны К-2 за февраль 2018 г

| п/п | День месяца | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1 | Время отбора пробы | 6:30 | 6:30 | 6:30 | 6:30 | 6:30 |
| 3 | Плотность при 20 °С, г/см ³ | 0,949 | 0,955 | 0,939 | 0,949 | 0,953 |
| 4 | Содержание СНЗОН, % масс. | 33,3 | 29,3 | 39,9 | 33,3 | 30,4 |

Данные анализа показывают недостаточную степень массообменного процесса, в результате чего значительная доля метанола попадает в промышленные стоки. В таблице 4 представлены результаты анализа технологической воды на узле закачки очищенных стоков за февраль 2018 года.

Таблица 4 – Результаты анализа технологической воды узла закачки очищенных стоков за февраль 2018 г

| п/п | День месяца | 5 | 11 |
|-----|--|--------------|-------------|
| 1 | Время отбора пробы | 11:00 | 11:00 |
| 2 | Плотность при 20 °С, г/см ³ | 0,954 | 0,948 |
| 3 | Содержание СНЗОН, % масс. | 22,79 | 23,2 |

При текущей схеме работы снизить концентрацию метанола в промышленных стоках, закачиваемых в пласт ниже 40 г/дм³ (4% масс.) (СТО Газпром 2-1.19-049-2006), не представляется возможным.

Целью диссертации является повышение степени регенерации метанола на установке комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения для снижения концентрации метанола в промышленных стоках ниже 40 г/дм³ и его повторного использования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) изучить технологию работы установок регенерации метанола;
- 2) создать моделирующую схему существующей установки регенерации метанола в программном пакете UniSim и оценить степень регенерации ВМР по технологии отдувки.

- 3) предложить и создать модель технологической схемы регенерации метанола из отработанного ВМР методом ректификации с применением программного пакета UniSim.
- 4) подобрать оптимальный технологический режим работы установки регенерации метанола;
- 5) провести оценку экономической эффективности установки регенерации метанола.

4 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

4.1 Геологическая характеристика месторождения

4.1.1 Стратиграфия

В геологическом строении Мыльджинского месторождения принимают участие отложения палеозойского фундамента и мезозойского осадочного чехла.

В центральной части поднятия они представлены органогенными известняками брекчированными кремнисто-глинистыми породами, а на восточном борту – эффузивами. Вскрытая толщина палеозойских отложений – до 63 метров.

Отложения платформенного чехла в объемах юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем со значительным стратиграфическим и угловым несогласием залегают на образованиях палеозоя.

Юрская система в соответствии с региональной стратиграфической шкалой представлена отложениями тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит. Васюганская свита келловей-оксфордского возраста подразделяется на горизонт Ю₂, нижневасюганскую подсвиту и горизонт Ю₁.

По составу пласт неоднороден. Он может быть представлен двумя обособленными песчаными пропластками (Ю₂¹ и Ю₂²) или одним из них. В ряде случаев отмечается его замещение на алевроглинистые разности.

Нижневасюганская подсвита, характеризующая кульминационный этап келловейской трансгрессии, является межрезервуарной покрывкой, разделяющей пласты Ю₂¹⁻² и горизонт Ю₁.

В литологическом отношении резервуар представляет собой чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, в основном мелкозернистые, косослоистые и тонкогоризонтальнослоистые. Алевролиты серые, темно-серые, глинистые. Песчаники сцементированы хлоритовым, гидрослюдистым, реже каолинитовым цементом.

Пласт Б₁₀ приурочен к верхней части куломзинской свиты. Литологически представлен светло-серыми с зеленоватым оттенком

песчаниками и алевролитами мелкозернистыми и среднезернистыми, преимущественно полевошпатовыми. Аргиллиты зеленовато-серые, алевролитистые, плитчатые.

Пласт B_8 , залегающий стратиграфически выше резервуара B_{10} , представлен двумя проницаемыми прослоями, разделенными глинистой пачкой небольшой толщины.

4.1.2 Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с поровыми коллекторами пластов $Ю_1^1 - Ю_1^4$, $Ю_2^1$, $Ю_2^2$ васюганской и B_8 , B_{10} , B_{16-20} куломзинской свит.

Залежь пласта $Ю_2^2$ вскрыта 5 скважинами на глубинах 2386 – 2416м. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее – 17,5X2 км, высота 79м. Газоводяная зона занимает 4,6 км² или 13,4% от всей площади.

Залежь пласта $Ю_2^1$ вскрыта 11 скважинами на глубинах 2392 – 2401м. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее 21X4 км, высота 31м. Газоводяная зона незначительная и равна 12,8 км² или 16,7%.

Залежь пласта $Ю_1^4$ вскрыта 19 скважинами на глубине 2365 – 2436м. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,8 – 11,2м.

Залежь пласта B_{16-20} вскрыта 11 скважинами на глубинах 2227 – 2281м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 20,0м. Залежь является пластовой сводовой, литологически ограниченной. Размеры ее 19 x 4,5км, высота 40м.

Залежь пласта B_{10} вскрыта 13 скважинами на глубинах 2143 – 2245м. Эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 2,0 до 13,2 м. Положение Размеры залежи 19,0 x 4,0км, высота 111м. Газоводяная зона занимает 9,1 км² или 11,4 %.

Залежи пласта B_8 вскрыты 4 скважинами на глубинах 2204 – 2227 м. Выявленные две залежи приурочены к центральному и южному куполам. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 2,0 до 6,4м.

Залежи газоконденсатные, пластово-сводовые, по всей площади подстилаются водой. Размеры залежей 6,0 х 2,7км, 5,2 х 4,0км, высота соответственно составляет 11 и 13м.

В отложениях палеозоя и тюменской свиты (пласты $Ю_3$ - $Ю_7$) опробованные объекты были «сухими», с непромышленными притоками УВ или с незначительными притоками воды.

4.1.3 Газоконденсатная характеристика

Газоконденсатная характеристика Мыльджинского ГКМ изучалась на разных стадиях разработки месторождения: разведочных и поисково-разведочных работ, опытно-промышленной и промышленной эксплуатации месторождения. На всех этапах выполнялся большой объем работы по ее изучению.

На стадии опытно-промышленной эксплуатации начальная газоконденсатная характеристика месторождения изучалась специалистами ООО «ВНИИГАЗ». Тогда же представлены прогнозные показатели по изменению содержания конденсата в пластовом газе при снижении давления в залежи.

В 2008 году были проведены контрольные газоконденсатные исследования девяти скважин Мыльджинского месторождения.

По залежи A_3 в пересчете запасов 2003 г. величина коэффициента извлечения конденсата по пласту A_3 принята равной 0.6 при потенциальном содержании конденсата в пластовом газе 67 г/м^3 . На сегодняшний день никаких новых исследований не выполнено и величина коэффициента извлечения конденсата осталась без изменения.

По залежи B_8 в подсчете запасов 2003 г. коэффициент извлечения конденсата был принят равным 0.71 при потенциале C_{5+} - 102 г/м^3 . В настоящее

время величина потенциального содержания подтверждена, коэффициент извлечения конденсата оставлен без изменения – 0.71.

По залежи пластов Б₁₆₋₂₀ PVT исследований не проводилось. Потенциальное содержание конденсата в газе утверждено равным 100 г/м³, величина коэффициента извлечения конденсата осталась прежней - 0.71.

Залежь пласта Б₁₀

Информация о начальной газоконденсатной характеристике пласта Б₁₀ в процессе разведки и ОПЭ была получена не в полном объеме. В 2001 для обоснования потенциального содержания конденсата в пластовом газе пласта Б₁₀ выполнены работы с использованием метода «масштабных» исследований.

«Масштабные» исследования выполнены путем сепарации на УКПГ всего потока газа продукции из скважин, эксплуатирующих залежь пласта Б₁₀. На основе рекомбинированных образцов, составленных по сепараторным пробам исходя из определенного КГФ (192 см³/м³), были проведены экспериментальные исследования.

Для определения растворимости конденсата при начальных пластовых условиях (22.1 МПа) в пластовую систему сделана догрузка углеводородов C₅₊. До полного насыщения потребовалось конденсата 120 г/м³, что соответствует содержанию сырого конденсата 270 см³/м³.

Используя полученное значение выхода сырого конденсата и результаты лабораторных исследований, рассчитывался состав пластового газа и потенциальное содержание в нем компонентов фракции C₅₊.

Значение C₅₊ (120 г/м³) совпало с утвержденным ГКЗ в 1967 г. значением. В результате величину потенциала C₅₊ по данной залежи рекомендовалось оставить без изменений – 120 г/м³ пластового газа или 124 г/м³ «сухого» газа.

По результатам опыта дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси коэффициент извлечения конденсата составил 0.61. С учетом введения поправки влияния конденсационной воды потенциальная величина конденсатоотдачи по пласту Б₁₀ была утверждена равной 0.57.

Результаты опыта по дифференциальной конденсации пластового газа приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты опыта по дифференциальной конденсации пластового газа залежи Б10

| | | | | | | | | | |
|--|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Давление, МПа | 22.1 | 21.8 | 20.0 | 17.6 | 14.7 | 11.8 | 10.0 | 8.2 | 5.9 |
| Количество выпавшего конденсата, см ³ /м ³ | P _{нк} | 3.2 | 15.3 | 31.4 | 52.8 | 67.6 | 73.3 | 76.7 | 78.6 |

По юрской залежи в 2000 – 2001 гг. ООО «ВНИИГАЗ» выполнен полный комплекс промысловых и лабораторных исследований на газоконденсатность, вскрывших отложения пласта Ю₁³⁻⁴, основные результаты которых приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Газоконденсатная характеристика вскрывших отложения пласта Ю₁³⁻⁴

| Интервал перфорации, м, залежь | Дата исследования | Условия сепарации | | Выход конденсата, см ³ /м ³ | | Дебит газа сепарации, тыс.м ³ /сут | Пластовые | | Депрессия на пласт, МПа (%) | Скорость на выходе в НКТ, м/с |
|---|--------------------|-------------------|--------|---|-------|---|-----------|-------|-----------------------------|-------------------------------|
| | | t, °С | p, МПа | сыр. | стаб. | | p, МПа | t, °С | | |
| 2689-2697 Ю ₁ ³⁻⁴ | 8 – 14.09.2000 г. | 7 | 4.0 | 147.8 | 112 | 95.6 | 25.1 | 82 | 8.0 (31.8) | 1.65 |
| 2702-2729 Ю ₁ ³⁻⁴ | 15 – 16.09.2000 г. | 9 | 3.8 | 155.0 | 121 | 168.2 | 24.6 | 82 | 6.6 (26.8) | 2.57 |

По данным исследования проб на конечной стадии разработки в жидкую фазу переходит 60 см³/м³, что при плотности «выпавшего» конденсата 0.7576 г/см³ составляет 45.4 г/м³. При потенциальном содержании конденсата 125 г/м³ газа сепарации, коэффициент извлечения конденсата равен (125-45.4)/125 = 0.64.

4.1.4 Запасы газа, стабильного конденсата и нефти

Впервые запасы Мыльджинского ГКМ утверждены ГКЗ в 1966 г. по материалам 14 скважин по категориям С₁ и С₂ в количестве 66480 млн. м³ газа и

5047 тыс. т конденсата по категории C_1 ; 73513 млн. m^3 газа и 5544 тыс. т конденсата по категории C_2 .

Второй подсчет был выполнен Новосибирским территориальным геологическим управлением в 1967 г. по материалам 32 разведочных скважин. Запасы были утверждены ГКЗ СССР в 1968 г. по четырем объектам - продуктивным пластам меловых (B_{VIII} , B_X , B_{XVI-XX}) и юрских ($Ю_{I-II}$) отложений - в количестве: 43508 млн. m^3 «сухого» газа по категории В, 48059 млн. m^3 «сухого» газа и 9543 тыс. т конденсата категории C_1 , 7596 млн. m^3 газа и 891 тыс. т конденсата категории C_2 . Представленные запасы нефти нефтяной оторочки утверждены не были.

В 2003 г. на основании большого количества накопленной геолого-геофизической информации выполнен оперативный пересчет запасов Мыльджинского месторождения. Утверждены запасы газа и конденсата по восьми объектам меловых (A_3 , B_8 , B_{10} , B_{16-20}) и юрских ($Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^{3-4}$, $Ю_2^1$) отложений в количестве: 89295 млн. m^3 «сухого» газа и 11035 тыс. т конденсата категории C_1 , 6943 млн. m^3 «сухого» газа и 810 тыс. т конденсата категории C_2 .

По состоянию геологической изученности на 01.01.2011 г. запасы свободного газа, конденсата, нефти и растворенного газа Мыльджинского месторождения представлены на утверждение в ГКЗ МПР РФ. Запасы подсчитаны по девяти продуктивным пластам, содержащим в общей сложности 22 залежи углеводородов (сверху вниз): A_3 (одна залежь), B_8 (одна залежь), B_{10} (одна залежь), B_{16-20}^1 (две залежи), B_{16-20}^2 (одна залежь), $Ю_1^1$ (три залежи), $Ю_1^2$ (три залежи), $Ю_1^{3-4}$ (семь залежей), $Ю_2^1$ (три залежи). Часть запасов объектов B_{10} , B_{16-20}^1 и $Ю_1^{3-4}$ расположена за пределами Мыльджинского лицензионного участка.

Суммарные запасы свободного газа Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 99825 млн. m^3 , категории C_2 – 5330 млн. m^3 .

Суммарные запасы конденсата Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 11974 тыс. т, категории C_2 - 588 тыс. т.

Суммарные запасы нефти Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 3577 тыс. т, категории C_2 – 2924 тыс. т.

Суммарные запасы растворенного в нефти газа Мыльджинского месторождения категории C_1 составили 286 млн. m^3 , категории C_2 – 233 млн. m^3 .

4.2 Технологические показатели разработки Мыльджинского ГКМ

По состоянию на 01.01.2011 г. общий фонд Мыльджинского месторождения составляет 99 газовых скважин и две скважины – в действующем водопоглощающем фонде. В действующем фонде 55 единиц

Коэффициент использования фонда скважин на месторождении составляет 0.98, коэффициент эксплуатации – 0.95. Месторождение эксплуатируется на режиме истощения. В ранних проектных документах выделялись два объекта: объект 1 – группа пластов Ю1 и объект 2 – группа пластов Б.

За 2010 год в целом по месторождению добыто 2356 млн. m^3 – пластового газа, 2313.8 млн. m^3 – «сухого газа» и 162.1 тыс. т стабильного конденсата, средний дебит «сухого газа» составил 118.6 тыс. m^3 /сут, стабильного конденсата – 8.3 т/сут. По сравнению с 2015 г. отмечается снижение добычи «сухого газа» на 54.9 млн. m^3 (2.3 %) средний дебит скважин уменьшился на 2.8 тыс. m^3 /сут. Фонд скважин по сравнению с прошлым годом не изменился. Снижение добычи пластового газа связано с естественным снижением пластового давления в зонах отбора.

На 01.01.2011 г. накопленная добыча пластового газа – 32666.0 млн. m^3 , «сухого газа» составила 31936.8.0 млн. m^3 , стабильного конденсата – 2693.6 тыс. т, текущий КИГ на уровне 0.327, текущий КИК на уровне 0.225.

Основная доля накопленной добычи пластового газа, в общем объеме, приходится на объект группы пластов Ю – 66.7 % или 21773 млн. м³ от общей добычи, из них 86.0 % добыто из пласта Ю₁³⁺⁴, который является основным пластом объекта, остальная добыча – 3051.7 млн. м³ добыто из пластов Ю₁¹, Ю₁² и Ю₂¹. По объекту Б₁₀ добыто 10797.1 млн. м³ или 33.1 %. По пласту А₃ добыто – 93 млн. м³ «сухого газа». Пласты Б₈, Б₁₆₋₂₀¹ и Б₁₆₋₂₀² ранее не разрабатывались (рисунок 9).

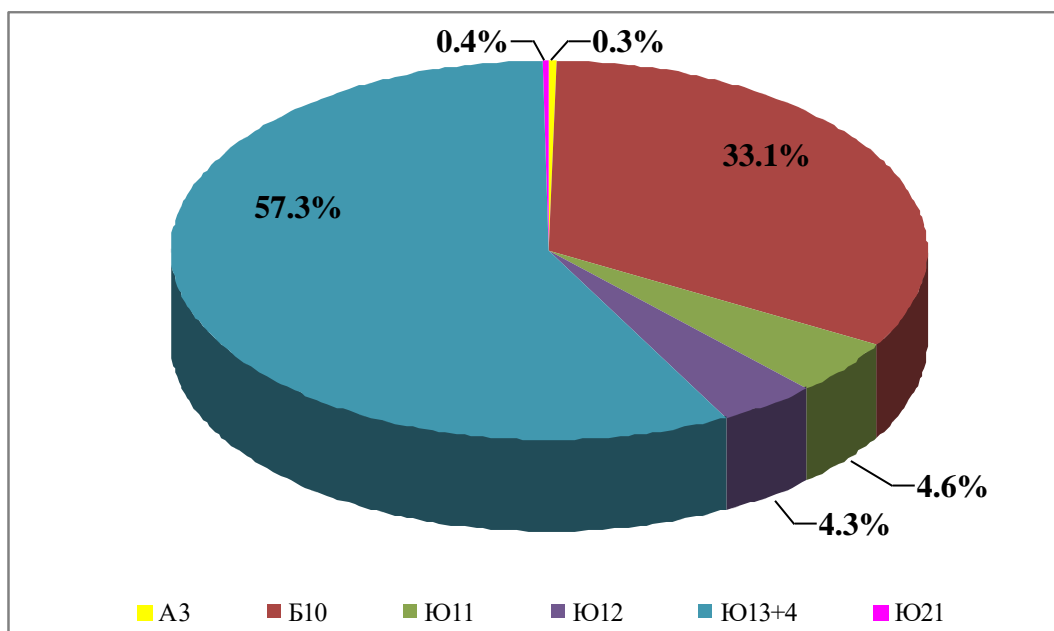


Рисунок 9 – Распределение накопленной добычи пластового газа Мыльджинского месторождения

Эксплуатация месторождения начата в 1999 году вводом 16 скважин в северной и центральной части месторождения, все скважины вскрыли пласт Ю₁³⁺⁴, в 5 из них вскрыты пласты Ю₁¹ и Ю₁². В последующие два года происходило активное разбуривание месторождения. Фонд на конец 2001 года достиг 42 единиц. В этот же год достигнута максимальная добыча «сухого газа» – 3593 млн. м³ и стабильного конденсата – 360 тыс. т. В 2003 году месторождение вступило в период падающих отборов, т.к. началось снижение пластового давления в зонах отбора. Среднесуточный дебит пластового газа за 2011 год составил 120.8 тыс. м³/сут. Среднесуточный дебит стабильного конденсата – 8.3 т/сут. Максимальный среднесуточный дебит пластового газа составил 595.4 тыс.

м³/сут., минимальный – 10.4 тыс. м³/сут. Максимальный дебит пластового газа достигнут в 2000 году: - 321.4 тыс. м³/сут.

Из распределения фонда скважин по среднесуточным дебитам пластового газа (рисунок 9) видно, что почти 82 % скважин (45 единиц) являются низкодебитными (дебит газа до 150 тыс. м³/сут), 8 скважин среднедебитные (интервал от 150 до 200 тыс. м³/сут). И всего две скважины высокодебитные – 212 тыс. м³/сут. И 595.4 тыс. м³/сут. Этот факт объясняется высокими фильтрационно-емкостными свойствами зон расположения этих скважин.

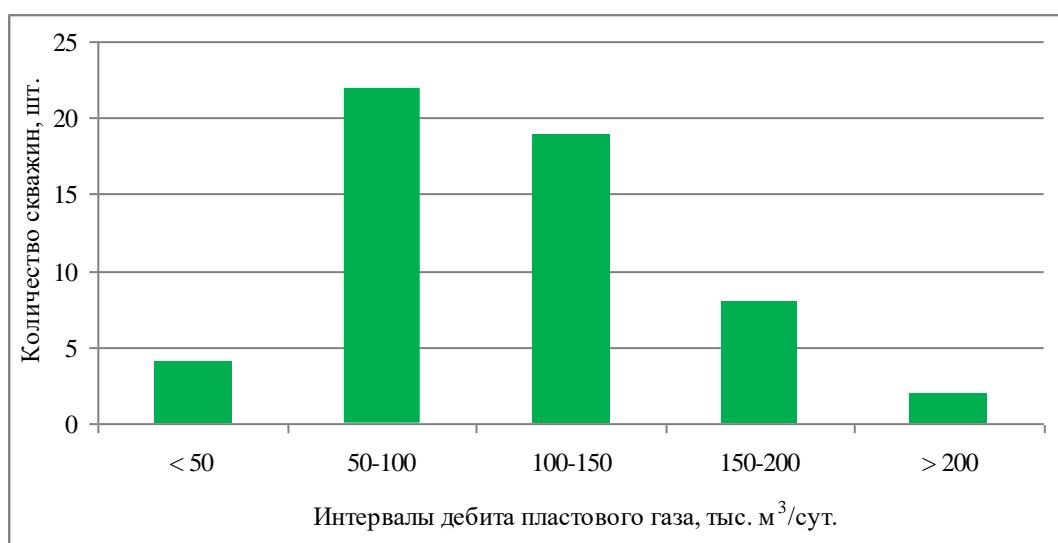


Рисунок 10 – Распределение действующего фонда скважин по дебиту пластового газа

Начиная с 2006 года, месторождение разрабатывалось без проектного документа, поэтому сопоставление проектных и фактических показателей будет произведено только за 2010 год согласно технологическим показателям «Технологической схемы разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения».

Добыча пластового газа должна была составить 2525 млн. м³ фактически добыто меньше на 169 млн. м³ (6.7 %), добыча «сухого газа» по проекту – 2456.8 млн. м³ фактически отобрано 2313.8 млн. м³, отставание обусловлено как меньшим действующим фондом на две единицы, так и меньшим дебитом пластового газа, за счет снижения продуктивности скважин. Накопленная

добыча «сухого газа» отстает от проекта на 0.9 % и составляет 31.9 млрд. м³ (таблица 7).

Добыча стабильного конденсата ниже проектного значения (на 23.6 %) и составила 162.1 тыс. т, по причине меньшего дебита на 21.3 % (проект – 10.5 т /сут, факт – 8.3 т/сут) фонд скважин отстает на три единицы. Накопленная добыча стабильного конденсата незначительно ниже проектного значения на 1.5 % (41 тыс. т) [11].

Таблица 7 – Мыльджинского газоконденсатного месторождения за 2010 год

| Показатель | Протокол № 99-Г/2009 от 15.01.2009, утвержден ЦКР Роснедра | | | |
|--|---|---------|-------------|-------|
| | 2010 | | Расхождения | |
| | проект | факт | абс. | % |
| Накопленная добыча пластового газа, млн. м ³ | 32982.7 | 32666.0 | -316.7 | -1.0 |
| Годовая добыча пластового газа, млн. м ³ , в год | 2525.0 | 2356.0 | -169.0 | -6.7 |
| Отбор пластового газа от НГЗ, % | 33.2 | 32.7 | -0.5 | -1.5 |
| Темп отбора пластового газа от НГЗ, % | 2.5 | 2.4 | -0.1 | -0.4 |
| Накопленная добыча "сухого газа", млн. м ³ | 32221.1 | 31936.8 | -284.3 | -0.9 |
| Годовая добыча "сухого газа", млн. м ³ , в год | 2456.8 | 2313.8 | -143.0 | -5.8 |
| Отбор "сухого газа" от НГЗ, % | 32.8 | 32.9 | 0.1 | 0.3 |
| Темп отбора "сухого газа" от НГЗ, % | 2.3 | 2.4 | 0.1 | 4.3 |
| Накопленная добыча конденсата, тыс. т | 2734.6 | 2693.6 | -41.0 | -1.5 |
| Годовая добыча конденсата, тыс. т, в год | 212.1 | 162.1 | -50.0 | -23.6 |
| Отбор конденсата от НГЗ, % | 23.0 | 22.5 | -0.5 | -2.2 |
| Темп отбора конденсата от НГЗ, % | 1.8 | 1.4 | -0.4 | -23.6 |
| Фонд действующих скважин на конец года, шт. | 58 | 55 | -3.0 | -5.2 |
| Среднегодовой дебит пластового газа, тыс. м ³ /сут | 125.6 | 120.8 | -4.8 | -3.8 |
| Среднегодовой дебит "сухого газа", тыс. м ³ /сут | 141.5 | 118.6 | -22.9 | -16.2 |
| Среднегодовой дебит конденсата, т/сут | 10.5 | 8.3 | -2.2 | -21.3 |
| Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед. | 0.95 | 0.95 | 0.0 | 0.0 |
| Среднее пластовое давление (пласт Ю ₁ ³⁺⁴), МПа | 17.5 | 17.7 | 0.2 | 1.1 |
| Среднее пластовое давление (пласт Б ₁₀), МПа | 12.6 | 14.5 | 1.9 | 15.1 |

4.3 Технологическая схема подготовки газа установки комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения

УКПГ предназначена для получения сухого отбензиненного газа, отвечающим требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия», с последующей подачей его в магистральный газопровод Мыльджинское месторождение – Вертикос» с давлением 4,5–5,5 МПа. Сухой газ УКПГ используется также в качестве топливного газа на газодизельной электростанции для производства электроэнергии, на котельной МНГКМ, на печах огневого нагрева УДСК, в качестве продувочного, топливного газа на факелах высокого и низкого давления. В процессе осушки газа на УКПГ выделяется нестабильный конденсат, который направляется на УДСК для стабилизации.

В качестве сырья используется газоконденсатная смесь, поступающая из скважин Мыльджинского ГКМ, Северо-Васюганского ГКМ и Южной группы месторождений. Состав поступающего на УКПГ сырья представлен в приложениях А – Д.

УКПГ состоит из трех технологических модулей подготовки газа с законченным технологическим процессом.

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, детандер-компрессорный агрегат (ДКА), теплообменники «газ - газ» Т-1 и Т-2, теплообменники «конденсат-конденсат» ТР-2 и теплообменник «конденсат-конденсат» ТР-1 – на МПГ №1. Для охлаждения компримированного низконапорного газа в МПГ №2 и МПГ №3 установлены теплообменники «газ-конденсат» ТК-1.

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 сепараторе С-1.

Осушка газа до требуемой точки росы по влаге и углеводородам производится за счет снижения температуры газа, в результате изотропного расширения газа в детандер-компрессорном агрегате в летний период, в результате изотропного процесса на дросселирующем клапане в зимний период, установленных перед сепаратором С-3 и рекуперации холода в теплообменниках Т-1, Т-2.

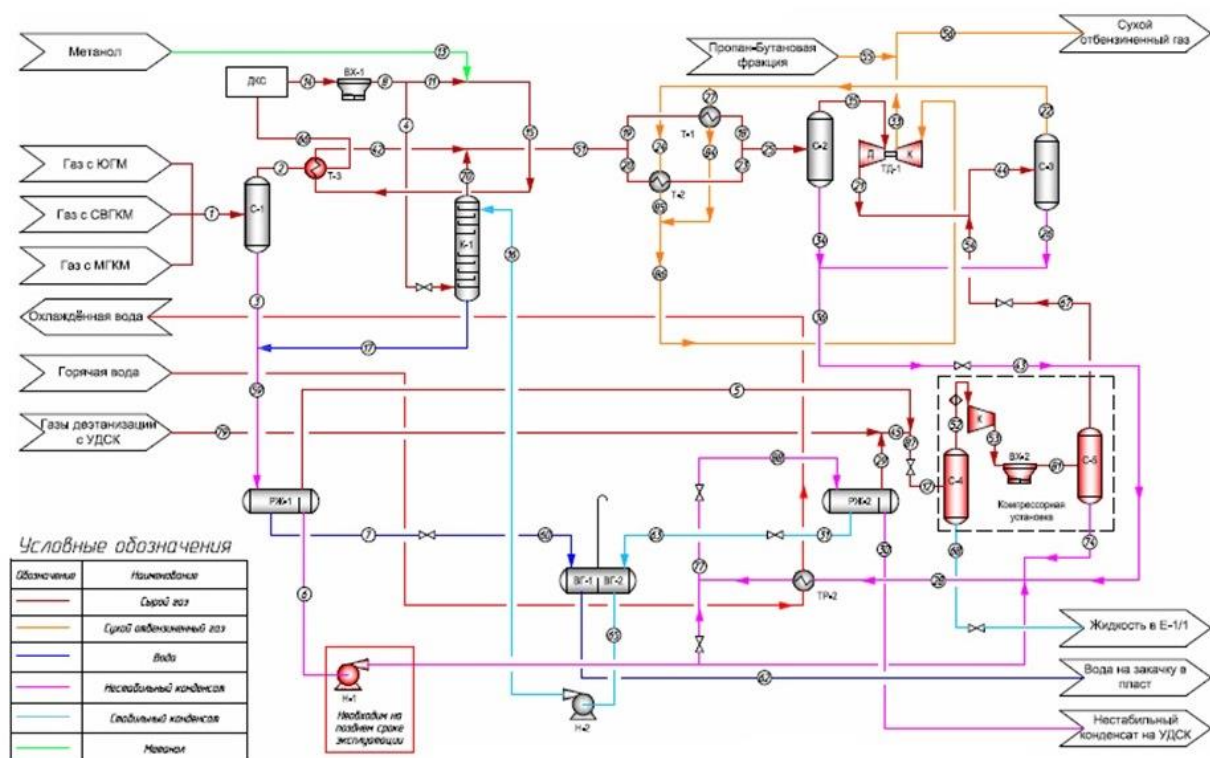


Рисунок 11 – Технологическая схема установки НТС на МГКМ

4.4 Технологическая схема регенерации водометанольного раствора

Назначение установки: утилизация отработанного метанола из водного раствора – отхода производства.

В состав установки «Системы оборотного снабжения метанолом УКПГ Мыльджинского ГКМ» входят:

- Блок колонны отдувки К-1,2 на открытой площадке– это вертикальные цилиндрические аппараты (технологическая схема К-1 представлена в приложении Е), в которых расположены массообменные колпачковые тарелки со съёмной сетчатой

насадкой на каждой тарелке. В К-1 расположено 14 тарелок, в К-2 – 10 тарелок. 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 колонны отдувки.
- блок выветривания газа ВГ-1/2 в качестве выветривателя насыщенного раствора метанола;
- блок первичной сепарации 1,2 и 3 модулей – С-1/1,2,3;
- блок выветривания газа ВГ-1/1 в качестве выветривателя очищенной воды.

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

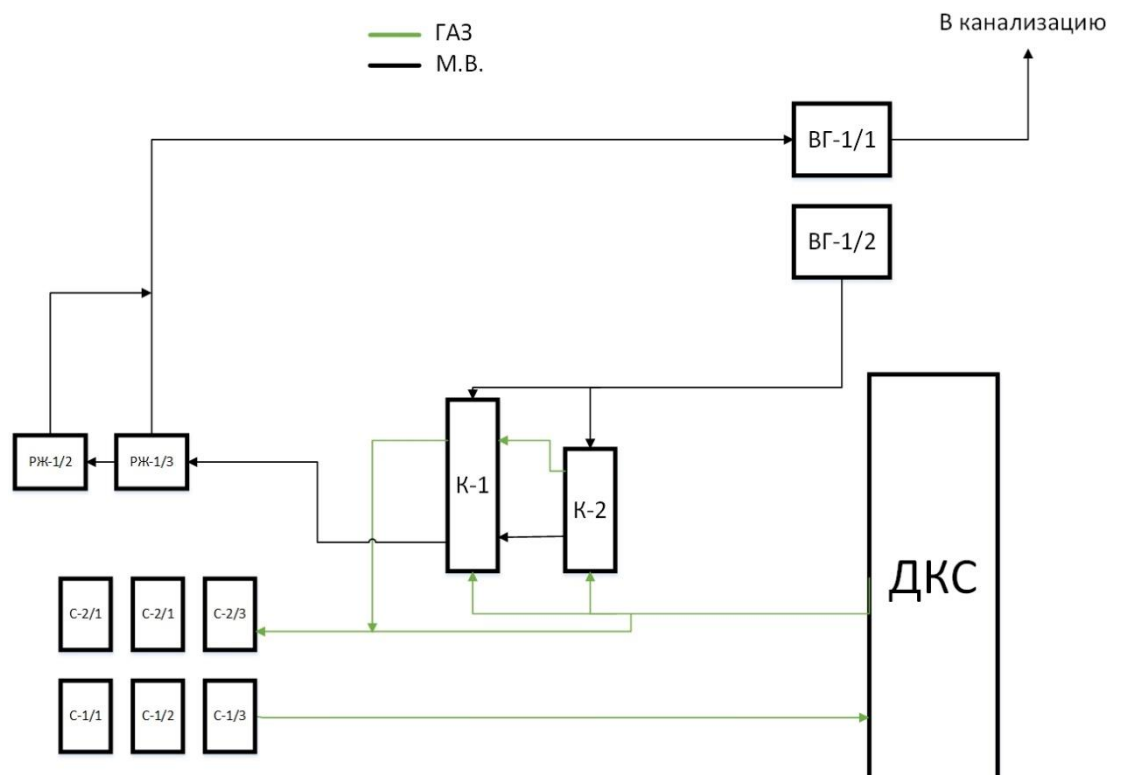


Рисунок 12 – Принципиальная технологическая схема колонн регенерации метанола

Рассмотрим схему работы К-1: сырой газ, направляемый по коллектору диаметром 530×14 после дожимной компрессорной станции (ДКС) на НТС с давлением $P=6,0-6,35$ МПа и $T=20-28$ °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 $6,0-6,35$ МПа и $T=25$ °С через регулирующий клапан с пневмоприводом возвращается в трубопровод подачи газа от ДКС на низкотемпературную сепарацию всех трёх модулей.

В колонну поступает только часть газа, неостребованный для отдувки газ направляется по байпасу через регулирующий клапан во 2 и 3 модули

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

Для подачи насыщенного метанола в колонну К-1 предусмотрены три насоса Н-1/1,2,3. В качестве насосов используются установки электронасосные дозировочные мембранные УНД 1М 500/100 КВ-31. Производительность установки 500 л/час, давление нагнетания – 100 кгс/см².

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.

Очищенная от метанола вода с концентрацией 4,0–12,0 % собирается в кубе колонны К-1, откуда выводится по уровню в коллектор диаметром 32×4.

Очищенная вода 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 $P=3,07$ 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 на узел закачки очищенных стоков.

4.5 Технологическая схема узла закачки очищенных стоков

Узел закачки очищенных стоков входит в состав участка комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского газоконденсатного месторождения.

Назначение объекта: утилизация производственно-дождевых стоков.

Год ввода в действие – 2006 год.

На площадке УЗОС осуществляются технологические операции, связанные с приёмом, хранением, очисткой, учётом и закачкой промстоков с производственных объектов Мыльджинского ГКМ в поглощающие скважины: №1^{бис} и №2^{бис} (одна из них резервная), построенных на кустовой площадке №4.

Производительность очистных сооружений составляет 120 м³/сут.

Площадка УЗОС расположена на территории промысла Мыльджинского ГКМ, в непосредственной близости от котельной и базисного склада метанола.

Рассмотрим принцип работы узла закачки очищенных стоков. Технологическая схема представлена в приложении Ж. Стоки по существующему напорному трубопроводу КЗН с УКПГ поступают в буферную емкость V=25 м³ Е1. Буферная емкость предназначена для усреднения стоков и сглаживания пиковых часовых нагрузок. Из Е1 стоки откачиваются насосом Н1, Н2 (1 рабочий, 1 резервный) марки НЦСВЕ-50-50-ПЗ,0-А-УХЛ1 в самотечную производственную канализацию КЗ.

По самотечному трубопроводу стоки поступают в отстойник ОТ. Отстоявшиеся стоки насосом марки НЦСВЕ-50-50-ПЗ,0-А-УХЛ1 (1 рабочий, 1 резервный) Н4, Н5 по трубопроводу КЗНо подаются на доочистку на фильтры Ф1...Ф4.

Далее очищенные стоки под остаточным напором по трубопроводу К17Н поступают в резервуар-накопитель Р1 (V=1000 м³).

Отстойник ОТ состоит из горизонтального отстойника, перепадной камеры, фильтра с загрузкой из керамзита с размером частиц 10...15 мм, высотой слоя загрузки 400 мм, камеры насосов. В горизонтальном отстойнике происходит разделение фракций – всплытие нефтепродуктов и осаждение взвесей. После отстаивания стоки проходят через фильтр, затем попадают в камеру насосов, откуда погружным насосом марки НЦСВЕ-50-50-П 3,0-А-УХЛ1 (1 рабочий, 1 резервный) Н4, Н5 откачиваются в блок фильтров. Загрузка фильтров принята из керамзита высотой слоя 1000мм крупностью 10...15 мм. Направление фильтрования снизу-вверх.

Удаление выпавшего осадка в отстойнике производится погружным насосом НЗ.

Объем выпавшего осадка составляет 0,005 м³/сут. Осадок по трубопроводу К6Н подается на мешковой обезвоживатель осадка КШОО-4М, установленный в блок-боксе мешковых фильтров, в приемную камеру фильтра, откуда через сливную горловину поступает в мешок из нетканого материала. По мере заполнения шламом мешок снимается оператором (вес мешка с осадком составляет до 45кг) и заменяется на новый мешок и далее вывозится автосамосвалом на полигон бытовых отходов Мыльджинского ГКМ. Осадок содержит до 15% нефтепродуктов и относится к 4 классу опасности. Отвод дренажной воды от мешкового обезвоживателя осадка КШОО-4М производится по трубопроводу К14 в наружные сети производственной канализации КЗ.

Сбор нефтепродуктов осуществляется через воронки и по трубопроводу Н отводятся в емкость уловленных нефтепродуктов Е2. На трубопроводе Н (в колодце) установлена задвижка с электроприводом Эз-5. Открытие и закрытие задвижки с электроприводом осуществляется автоматически от радарного уровнемера, с определением раздела фаз. При накоплении слоя нефтепродуктов до определенного уровня, поступает сигнал с уровнемера на открытие электродвижки и нефтепродукты поступают в емкость уловленной нефти. Количество уловленных нефтепродуктов составляет 0.0009 м³/сут. По мере накопления, уловленные нефтепродукты вывозятся на УДСК (установка

деэтанализации стабильного конденсата) и используются в технологическом процессе подготовки газового конденсата.

Очищенные стоки из резервуара - отстойника Р-1 поступают на насосные зачатки очищенных стоков в пласт, где насосными агрегатами Н-1/1, Н-1/2 (1рабочий, 1 резервный) марки АНЦСз-30-1422-2ИТ периодически закачиваются в пласт в нагнетательные скважины 1БИС или 2БИС куста №4 [12].

5 РАЗРАБОТКА РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА МЕТОДОМ РЕКТИФИКАЦИИ

5.1 Анализ эффективности регенерации метанола по существующей технологической схеме

С целью выявления недостаточности степени регенерации ВМР по действующей технологии отдувки метанола на колоннах К-1 и К-2 УКПГ МГКМ было произведено моделирование существующей схемы в программном пакете UniSim. В качестве входных параметров для моделирования были использованы результаты анализа компонентного состава сырого газа, поступающего на колонны отдувки от дожимной компрессорной станции (таблица 8), результаты анализа состава метанольной воды, поступающей от выветривателя газа на колонны отдувки (таблица 9), а также параметры работы колонн действующего технологического режима (таблица 10).

Таблица 8 – Результаты анализа компонентного состава сырого газа от дожимной компрессорной станции за февраль 2018 года

| Компонентный состав Наименование компонента | Содержание | |
|---|------------|---------|
| | % мол. | % масс. |
| Метан (СН ₄) | 86,48 | 72,67 |
| Этан (С ₂ Н ₆) | 4,32 | 6,80 |
| Пропан (С ₃ Н ₈) | 3,17 | 7,33 |
| Изо-Бутан (i-С ₄ Н ₁₀) | 0,79 | 2,40 |
| Бутан (С ₄ Н ₁₀) | 0,82 | 2,49 |
| Изо-Пентан (i-С ₅ Н ₁₂) | 0,21 | 0,79 |
| Пентан (С ₅ Н ₁₂) | 0,16 | 0,60 |
| Гексаны (С ₆ Н ₁₄) | 0,10 | 0,45 |
| Гептаны (С ₇ Н ₁₆) | 0,03 | 0,16 |
| Октаны(С ₈ Н ₁₈) | 0,00 | 0,00 |
| Углерода диоксид (СО ₂) | 0,72 | 1,66 |
| Кислород (О ₂) | 0,01 | 0,02 |
| Азот (N ₂) | 2,97 | 4,36 |
| Метанол (СН ₃ ОН) | 0,079 | 0,13 |
| Вода (Н ₂ О) | 0,14 | 0,14 |
| Давление газа, МПа | 6,30 | |
| Температура газа, °С | 20 | |

Таблица 9 – Результаты анализа концентрации метанола в ВМР поступающего с выветривателя газа за февраль 2018 года

| Номер пробы | Концентрация CH_3OH в ВМР от ВГ-2 % масс. |
|-------------|---|
| 1 | 40,5 |
| 2 | 40,1 |
| 3 | 40,2 |
| 4 | 40,0 |

Таблица 10 – Технологические параметры колонн К-1, К-2

| Технологический параметр | Обозначение | Единицы измерения | Колонна К-1 | Колонна К-2 |
|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------|-------------|
| Расход газа на колонну | $Q_{\text{газа}}$ | $\text{м}^3/\text{ч}$ | 50000 | 25000 |
| Расход жидкости на колонну | $Q_{\text{ВМР}}$ | $\text{кг}/\text{ч}$ | 100 | 100 |
| Температура газа | $T_{\text{газа}}$ | $^{\circ}\text{C}$ | 20 | 20 |
| Температура ВМР | $T_{\text{ВМР}}$ | $^{\circ}\text{C}$ | 20 | 20 |
| Давление газа | $P_{\text{газа}}$ | МПа | 6,3 | 6,3 |
| Давление ВМР | $P_{\text{ВМР}}$ | МПа | 6,35 | 6,35 |
| Перепад давления на колонне | $PD_{\text{колонны}}$ | кПа | 7 | 7 |
| Число тарелок | $n_{\text{тарелок}}$ | Шт. | 14 | 10 |

Применив возможности программного пакета UniSim, были получены модели колонн отдувки метанола с соответствующими параметрами (табл.11), представленные на рисунке 13.

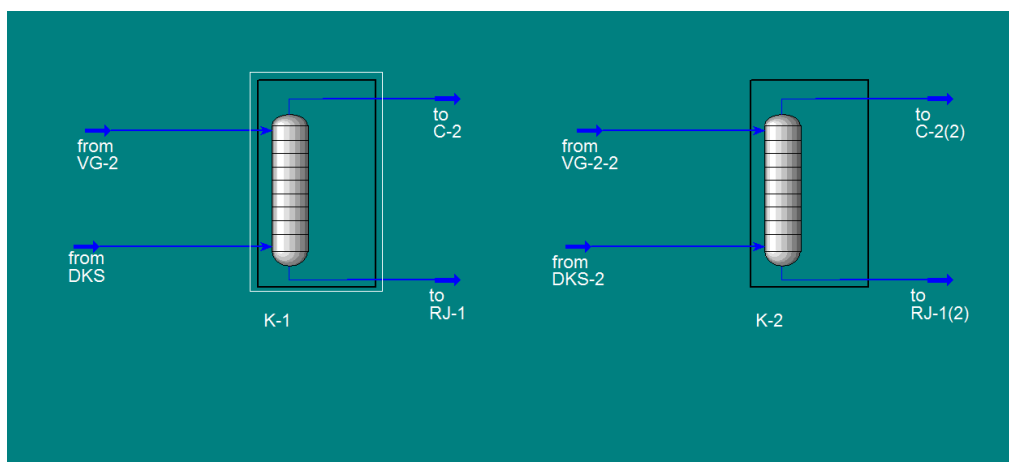


Рисунок 13 – Колонны отдувки метанола, построенные в программном пакете UniSim

В результате контакта газа, движущегося снизу колонны и жидкости, которая подается сверху, капельная влага, присутствующая в газе насыщается метанолом. Параметры и компонентный состав для каждого входящего и выходящего продукта колонн отдувки представлен на рисунке 14.

The image shows four Aspen Plus worksheets arranged in a 2x2 grid. The top row shows general process parameters for Column K-1 (left) and Column K-2 (right). The bottom row shows detailed component compositions for the same columns. Each worksheet has a 'Worksheet' tab and a table with columns for 'Name', 'from VG-2', 'from DKS', 'to RJ-1', and 'to C-2'.

| Worksheet | Name | from VG-2 | from DKS | to RJ-1 | to C-2 |
|-------------|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Conditions | Vapour | 0,0000 | 0,9987 | 0,0000 | 1,0000 |
| | Temperature [C] | 20,00 | 20,00 | 20,00 | 19,67 |
| Properties | Pressure [kPa] | 6350 | 6300 | 6300 | 6293 |
| | Molar Flow [kgmole/h] | 4,233 | 2115 | 5,952 | 2113 |
| Composition | Mass Flow [kg/h] | 100,0 | 4,037e+004 | 121,9 | 4,035e+004 |
| | Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h] | 0,1140 | 119,4 | 0,1306 | 119,4 |
| PF Specs | Molar Enthalpy [kJ/kgmole] | -2,703e+005 | -7,973e+004 | -2,799e+005 | -7,955e+004 |
| | Molar Entropy [kJ/kgmole-C] | 39,31 | 147,7 | 47,02 | 147,8 |
| | Heat Flow [kJ/h] | -1,144e+006 | -1,686e+008 | -1,666e+006 | -1,681e+008 |
| | | | | | |

| Worksheet | Name | from VG-2-2 | from DKS-2 | to RJ-1(2) | to C-2(2) |
|-------------|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Conditions | Vapour | 0,0000 | 0,9987 | 0,0000 | 1,0000 |
| | Temperature [C] | 20,00 | 20,00 | 19,99 | 19,38 |
| Properties | Pressure [kPa] | 6350 | 6300 | 6300 | 6293 |
| | Molar Flow [kgmole/h] | 4,233 | 1057 | 4,603 | 1057 |
| Composition | Mass Flow [kg/h] | 100,0 | 2,019e+004 | 94,43 | 2,019e+004 |
| | Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h] | 0,1140 | 59,70 | 0,1013 | 59,71 |
| PF Specs | Molar Enthalpy [kJ/kgmole] | -2,703e+005 | -7,973e+004 | -2,798e+005 | -7,962e+004 |
| | Molar Entropy [kJ/kgmole-C] | 39,31 | 147,7 | 46,92 | 147,7 |
| | Heat Flow [kJ/h] | -1,144e+006 | -8,430e+007 | -1,288e+006 | -8,416e+007 |
| | | | | | |

| Worksheet | | from VG-2 | from DKS | to RJ-1 | to C-2 |
|-------------|-----------|-----------|----------|----------|----------|
| Conditions | Methane | 0,000000 | 0,864772 | 0,000010 | 0,865476 |
| | Ethane | 0,000000 | 0,043204 | 0,000000 | 0,043239 |
| Properties | Propane | 0,000000 | 0,031729 | 0,000000 | 0,031755 |
| | i-Butane | 0,000000 | 0,007882 | 0,000000 | 0,007889 |
| Composition | n-Butane | 0,000000 | 0,008182 | 0,000000 | 0,008188 |
| | i-Pentane | 0,000000 | 0,002095 | 0,000000 | 0,002097 |
| PF Specs | n-Pentane | 0,000000 | 0,001596 | 0,000000 | 0,001598 |
| | n-Hexane | 0,000000 | 0,000998 | 0,000000 | 0,000999 |
| | n-Heptane | 0,000000 | 0,000299 | 0,000000 | 0,000300 |
| | n-Octane | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 |
| | CO2 | 0,000000 | 0,007184 | 0,000348 | 0,007189 |
| | Oxygen | 0,000000 | 0,000100 | 0,000000 | 0,000100 |
| | Nitrogen | 0,000000 | 0,029734 | 0,000064 | 0,029758 |
| | Methanol | 0,400000 | 0,000792 | 0,174665 | 0,001102 |
| | H2O | 0,600000 | 0,001432 | 0,824913 | 0,000311 |
| | | | | | |

| Worksheet | | from VG-2-2 | from DKS-2 | to RJ-1(2) | to C-2(2) |
|-------------|-----------|-------------|------------|------------|-----------|
| Conditions | Methane | 0,000000 | 0,864773 | 0,000010 | 0,865076 |
| | Ethane | 0,000000 | 0,043204 | 0,000000 | 0,043219 |
| Properties | Propane | 0,000000 | 0,031729 | 0,000000 | 0,031740 |
| | i-Butane | 0,000000 | 0,007882 | 0,000000 | 0,007885 |
| Composition | n-Butane | 0,000000 | 0,008182 | 0,000000 | 0,008185 |
| | i-Pentane | 0,000000 | 0,002095 | 0,000000 | 0,002096 |
| PF Specs | n-Pentane | 0,000000 | 0,001596 | 0,000000 | 0,001597 |
| | n-Hexane | 0,000000 | 0,000998 | 0,000000 | 0,000998 |
| | n-Heptane | 0,000000 | 0,000299 | 0,000000 | 0,000299 |
| | n-Octane | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 |
| | CO2 | 0,000000 | 0,007184 | 0,000352 | 0,007185 |
| | Oxygen | 0,000000 | 0,000100 | 0,000000 | 0,000100 |
| | Nitrogen | 0,000000 | 0,029734 | 0,000065 | 0,029744 |
| | Methanol | 0,400000 | 0,000792 | 0,177536 | 0,001621 |
| | H2O | 0,600000 | 0,001432 | 0,822037 | 0,000256 |
| | | | | | |

Рисунок 14 – Параметры и компонентный состав продуктов колонн отдувки

Из полученных данных видно, что для колонны К-1 концентрация метанола выросла на 0,031% мол. или 0,05 % масс., для К-2 концентрация выросла на 0,08% мол или 0,14% масс.

Итоговые показатели концентрации метанола в газе после К-1 0,18 % масс, после К-2 0,27 % масс. В результате смешения двух потоков (рисунок 12) получаем газ с концентрацией метанола 0,20 % масс. Общий прирост концентрации метанола в газе, выходящем с колонн составил 0,07% масс.

Концентрация метанола в отделенной воде на выходе с колонн отдувки К-1, К-2 составляет 17,5 % мол. или 27,5 % масс., соответственно. Можно сделать вывод о недостаточной степени регенерации ингибитора.

5.2 Моделирование установки регенерации метанола по методу ректификации

Согласно технологической схемы водометанольный раствор с колонн отдувки проходя через разделитель жидкости, выветриватель газа, подается на

очистные сооружения, а затем отводится на узел закачки очищенных стоков (рисунок 9). В результате недостаточной степени регенерации метанола из ВМР в резервуаре-накопителе, откуда осуществляется непосредственная закачка жидкости в пласт (приложение Ж), концентрация метанола на данный момент не соответствует требованиям СТО Газпром 2-1.19-049-2006. Таблица 11 иллюстрирует содержание загрязняющих веществ в стоках до и после блока фильтров УЗОС.

Таблица 11 – Содержание загрязняющих веществ в промышленных стоках до и после блока фильтров

| Вещество | Содержание | |
|------------------------------------|------------|---------------|
| | до очистки | после очистки |
| Взвешенные вещества, | 300 | 2-3 |
| Нефтепродукты, мг/дм ³ | 200 | 3-5 |
| Метанол, г/дм ³ | 230 | 230 |
| Железо (общее), мг/дм ³ | 26,7 | 0,3 |
| Кислород растворенный, | 1,0 | 0,5 |
| РН | 6,5 - 8 | 6,5 - 8 |

Все параметры, кроме содержания метанола удовлетворяют требованиям СТО Газпром 2-1.19-049-2006. Для получения чистых промышленных стоков, пригодных к закачке в пласт и насыщенного раствора метанола, с возможностью его повторного использования, с применением программного пакета UniSim была смоделирована установка регенерации метанола, представленная на рисунке 15. Предлагаемая установка предназначена для доочистки промышленных стоков от метанола методом ректификации и доведения его концентрации до требований СТО.

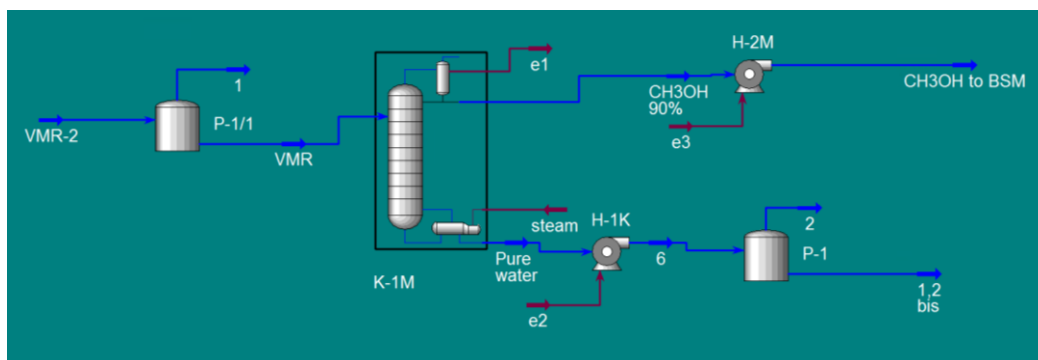


Рисунок 15 – Модель установки регенерации метанола узла закачки очищенных стоков

В состав установки входят:

- буферная ёмкость P-1/1;
- ректификационная колонна с двенадцатью сетчатыми тарелками;
- конденсатор, представляющий собой воздушный холодильник с рефлюксной ёмкостью;
- ребойлер, обогреваемый паром от котельной с температурой 130 °С;
- буферная ёмкость с внутренним змеевиком, предназначенная для охлаждения и вывода из ректификационной колонны высококипящего компонента (кубового осадка) – воды;
- шесть герметичных насоса типа ЦГ 25/20 К-3-3 (Q-25 м³, h-20 м N=3 кВт) (3 находятся в работе, 3 резервных);
- буферная ёмкость накопитель P-1.

Тип ректификационной колонны был выбран из соображений меньшей стоимости при сравнимой эффективности, что описано в аналитическом обзоре. Общий вес тарельчатой колонны обычно меньше, чем вес насадочной при одинаковой производительности. Тарельчатые колонны более пригодны для процессов, сопровождающихся колебаниями температуры относительно окружающей среды, так как периодическое расширение и сжатие корпуса колонны при таких условиях может разрушить насадку. По совокупности данных условий тарельчатая колонна для Мыльджинской установке комплексной подготовки газа является предпочтительным вариантом.

Для выполнения условия получения наибольшей концентрации метанола в паровой фазе, выходящей с верха колонны и наименьшей концентрации метанола в жидкости, отводимой с кубовой части, необходимо подобрать оптимальные параметры работы колонны. Как известно, с увеличением количества тарелок в ректификационной колонне, улучшается качество разделения. Исходя из соображений минимизации габаритов колонны число тарелок было определено как наименьшее, позволяющее получить насыщенный раствор метанола с концентрацией не менее 90%. Число тарелок принято $n = 12$. Для нахождения оптимальных показателей температуры нижней части колонны, которое можно изменять с помощью подачи пара от котельной, и давления в колонне, были построены зависимости, приведенные на рисунках 16,17.

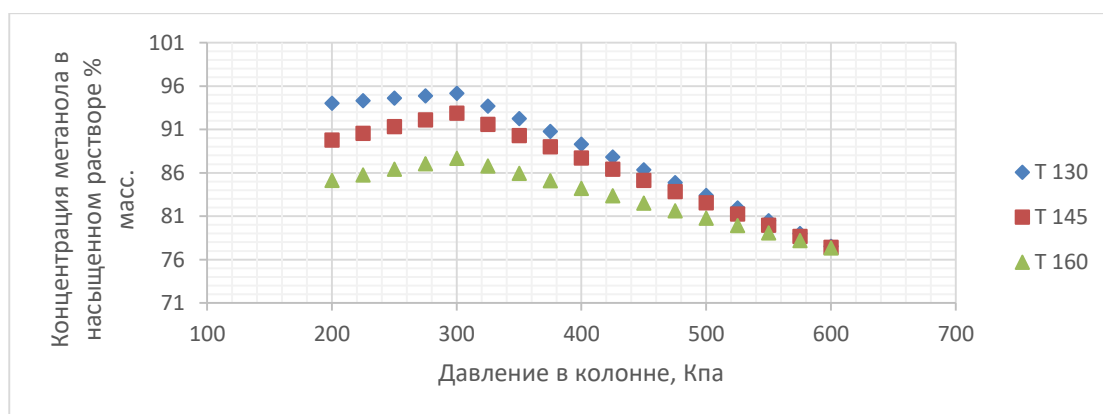


Рисунок 16 – Зависимость концентрации метанола в насыщенном растворе от давления в колонне при различных температурах

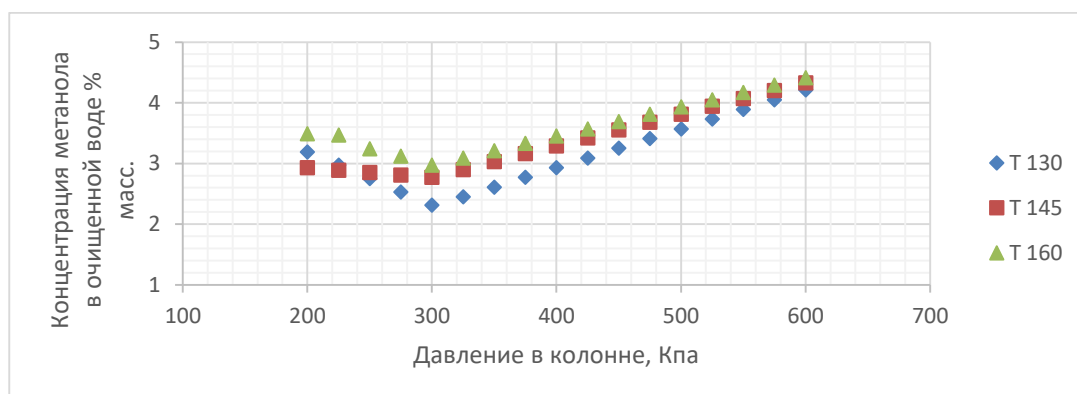


Рисунок 17 – Зависимость концентрации метанола в очищенной воде от давления в колонне при различных температурах

Анализируя данные зависимости можно сделать вывод, что давление в колонне $P = 0,3$ МПа и температура нижней части колонны $T = 130$ °С обеспечивают наиболее эффективное разделение компонентов. Так как при данных параметрах достигается наибольшая концентрация метанола в продукте с верха колонны (рисунок 16) и наименьшая концентрация метанола в кубовой части (рисунок 17).

Важнейшим параметром, характеризующим эффективность работы ректификационной колонны, является флегмовое число. При суммарном расходе сконденсированного насыщенного метанола равном 1,5 т/ч, наилучший показатель концентрации в насыщенном растворе достигается при значении флегмового числа равного 4 (расход на орошение 1200 кг/ч, дистиллята 300 кг/ч, температура верха колонны 97 °С).

Таблица 12 – Зависимость концентрации метанола в дистилляте от флегмового числа

| Флегмовое число | Концентрация метанола в дистилляте, % масс. |
|-----------------|---|
| 3 | 89,72 |
| 3,5 | 92,36 |
| 4 | 95,14 |

В результате проведенного исследования были выявлены оптимальные параметры колонны ректификации, представленные в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры колонны ректификации

| Параметр | Обозначение | Ед. измерения | Значение |
|---------------------------|----------------------|---------------|----------|
| Число тарелок | $N_{\text{тарелок}}$ | шт. | 12 |
| Температура в ребойлере | T_p | °С | 130 |
| Температура верха колонны | T_v | °С | 97 |
| Давление в колонне | P_k | МПа | 0,3 |
| Флегмовое число | F | - | 4 |

Установка регенерации метанола работает по следующей схеме: промышленные стоки из отстойника ОТ, откачиваемые насосами Н-4, Н-5 подаются на доочистку на фильтры Ф1...Ф4 (приложение Ж). Выходя с блока фильтров ВМР с концентрацией метанола 230 г/дм³ поступает в буферную емкость, которая предназначена для сглаживания потока на ректификационную колонну. Поток метанольной воды с давлением 0,6 МПа, температурой 15 °С и расходом 3,5 т/ч (рисунок 18) поступает на восьмую тарелку питания ректификационной колонны (рисунок 19).

| Stream Name | VMR | Aqueous Phase |
|-------------------------------|-------------|---------------|
| Vapour / Phase Fraction | 0,0000 | 1,0000 |
| Temperature [C] | 15,00 | 15,00 |
| Pressure [kPa] | 600,0 | 600,0 |
| Molar Flow [kgmole/h] | 174,9 | 174,9 |
| Mass Flow [kg/h] | 3500 | 3500 |
| Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h] | 3,710 | 3,710 |
| Molar Enthalpy [kJ/kgmole] | -2,818e+005 | -2,818e+005 |
| Molar Entropy [kJ/kgmole-C] | 46,71 | 46,71 |
| Heat Flow [kJ/h] | -4,928e+007 | -4,928e+007 |
| Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h] | 3,652 | 3,652 |

Рисунок 18 – Параметры потока ВМР, поступающего на ректификационную колонну

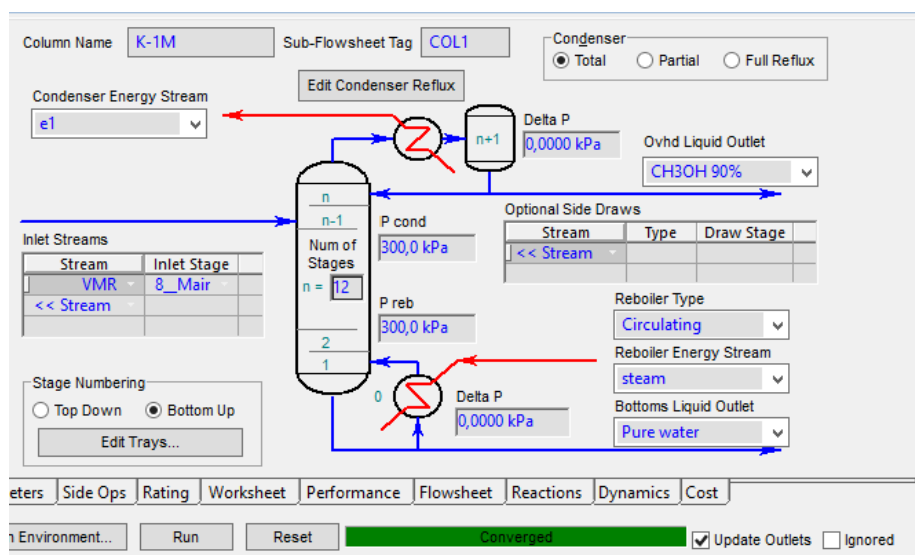
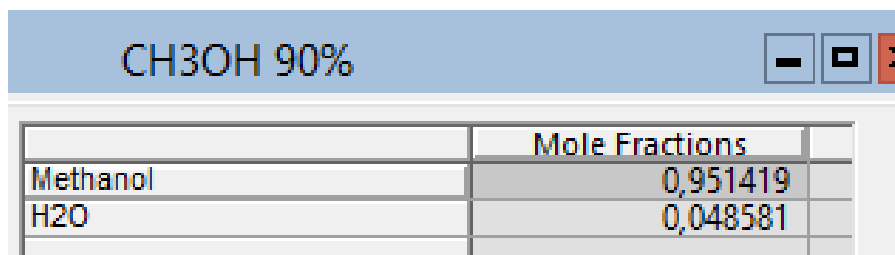


Рисунок 19 – Условия моделирования ректификационной колонны

В результате процесса ректификации происходит разделение входного сырья на два продукта: а) паровая фаза с содержанием метанола 95%, выходящая

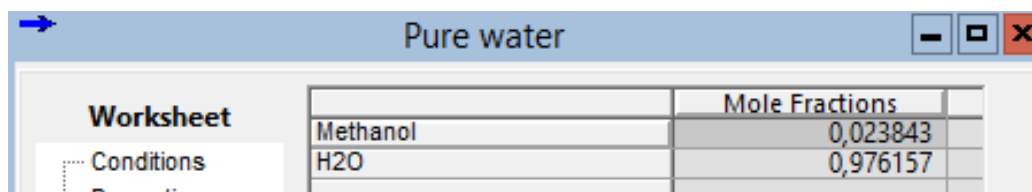
с верха колонны б) поступающая с кубовой части колонны жидкость с содержанием воды 98%. Парообразный метанол поступает в конденсатор, где охлаждается до температуры 51 °С потоком воздуха и конденсируется в рефлюксной ёмкости, далее насосом часть потока направляется на 12 тарелку в качестве орошения, основной поток в РВС базисного склада метанола. Компонентный состав потока, направляемого на базисный склад метанола представлен на рисунке 20.



| СНЗОН 90% | |
|-----------|----------------|
| | Mole Fractions |
| Methanol | 0,951419 |
| H2O | 0,048581 |

Рисунок 20 – Компонентный состав метанола, после ректификационной колонны

Поддержание постоянной температуры в кубовой части колонны осуществляется благодаря циркуляции жидкости через ребойлер, обогреваемому паром от котельной с температурой 130 °С. Очищенная от метанола вода с буферной ёмкости блока колонны при помощи насоса перекачивается в резервуар накопитель. Компонентный состав выходящей с колонны жидкости представлен на рисунке 21.



| Pure water | |
|------------|----------------|
| | Mole Fractions |
| Methanol | 0,023843 |
| H2O | 0,976157 |

Рисунок 21 – Компонентный состав жидкости, направляемой в резервуар Р-1

Режим работы установки: периодический. Пуск в работу осуществляется по мере накопления уровня жидкости в резервуаре отстойнике ОТ.

6 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В ходе проведенного исследования были определены оптимальные параметры колонны ректификации (таблица 13), позволившие смоделировать ресурсосберегающую установку регенерации метанола, обеспечивающую выход 95% раствора метанола с расходом 300 кг/ч при расходе жидкости на установку 3,5 т/ч.

По сравнению с типовой установкой, эксплуатируемой на Мессояхском нефтегазовом месторождении [1], смоделированная ректификационная колонна выгодно отличается по числу контактных тарелок (12 массообменных тарелок, против 26 на Мессояхском).

При сопоставлении с технологией на Ямбургском УКПГ [7], видно, что концентрация регенерированного метанола на смоделированной установке выше, примерно на 10 % (95 % против 80–85%), т.е. предлагаемая технология регенерации ВМР более эффективна, несмотря на то, что концентрация метанола в кубовом остатке (воде) выше на 1,3% (2,3% против 1%). При этом полученное значение (2,3%) удовлетворяет СТО Газпром 2-1.19-049-2006.

Смоделированная установка по своей эффективности сопоставима с установкой регенерации метанола на Карпенском месторождении [9]. Отличием является тип ректификационной колонны. В предлагаемой схеме используется колонна тарельчатого типа, тогда как на Карпенском месторождении применяется насадочная колонна.

Таким образом, внедрение предлагаемой системы регенерации метанола в составе установки комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения позволит решить сразу две задачи. За счёт получения 95 %-ного раствора метанола сократятся суммарные затраты на использование «свежего» ингибитора. Снижение содержания метанола в промышленных стоках до 24 г/дм³ (вместо 230 г/дм³) позволит производить их утилизацию в поглощающие скважины, потому что полностью удовлетворяет требованиям СТО Газпром 2-1.19-049-2006

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Расчет капитальных вложений

7.1.1 Расчет стоимости оборудования

Расчет стоимости необходимого оборудования для монтажа установки регенерации метанола методом ректификации представлен в (таблица 14).

Таблица 14 – Оборудование для монтажа установки регенерации метанола

| № | Наименование | Единица измерения | Количество | Стоимость, рублей |
|--------------|--|-------------------|------------|-------------------|
| 1 | Блок ректификационной колонны | шт. | 1 | 2853000 |
| 2 | Герметичный насос ЦГ 25/20 К-3-3 | шт. | 6 | 927000 |
| 3 | Буферная ёмкость 100 м ³ | шт. | 1 | 524300 |
| 4 | Технологические трубопроводы с запорной и запорно-регулирующей арматурой | к-т. | 1 | 743000 |
| 5 | Электрооборудование и оборудование КИПиА | к-т. | 1 | 687000 |
| ИТОГО | | | | 5734300 |

7.1.2 Расчет количества необходимой техники

В процессе сооружения потребуются следующая техника: автомобильный кран, он необходим для монтажа металлоконструкций, технологических трубопроводов, колонны, резервуаров и насосов, экскаватор, который нужен для подготовки площадки к монтажу установки. В качестве такого крана и экскаваторы будут применяться автомобильный кран КС 55713 и экскаватор ДСТ-УРАЛ.

Таблица 15 – Техника для монтажа установки

| № | Краткое описание действия | Используемое оборудование |
|----|--|---------------------------|
| 1. | Монтаж оборудования установки | Кран (Галичанин КС 55713) |
| 2. | Подготовка площадки на узле закачки очищенных стоков | Экскаватор (ДСТ-УРАЛ) |

7.1.3 Расчет времени на проведение мероприятия по монтажу установки регенерации

Время на проведение мероприятия включает в себя время на подготовку площадки к монтажу, непосредственный монтаж установки (металлоконструкции, аппараты и пр.), а также работы, выполняемые подрядными организациями: грунтовка, покраска, изоляция технологических трубопроводов, монтаж электрооборудования и КИПиА.

Таблица 16 – Время на выполнение мероприятия

| Операция | Общее время, ч |
|--|----------------|
| Подготовка площадки к монтажу установки | 156,8 |
| Монтаж установки | 784 |
| Работы, выполняемые подрядными организациями | 313,6 |
| Итого: | 1254,4 |

Общее время работ будет равно 1254,4 ч.

7.1.4 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений на технику, использованную при подготовке и непосредственному монтажу оборудования установки регенерации метанола в таблице 17:

Таблица 17 – Расчет амортизационных отчислений на технику

| Объект | Стоимость руб. | Норма амортизации % | Норма амортизации в год, руб. | Норма амортизации в час, руб. | Кол-во | Время работы, час. | Сумма амортизации, руб. |
|-----------------------------|----------------|---------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------|--------------------|-------------------------|
| Автомобильный кран КС-55713 | 9000000 | 10 | 900000 | 102,74 | 1 | 784 | 80548,2 |
| Экскаватор ДСТ-УРАЛ | 7000000 | 10 | 700000 | 79,9 | 1 | 156,8 | 12528,3 |
| Итого | | | | | | | 93076,48 |

Из таблицы следует, что затраты на амортизацию при подготовке и монтажу установки регенерации составят 93076,48 руб.

7.1.5 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 18 – Расчет заработной платы

| Профессия | Разряд | Количество | Тарифная ставка, руб./час | Время на проведение мероприятия, ч. | Тарифный фонд ЗП, руб. | Сев. и рай. коэф. 50%+70% | Заработная плата с учетом надбавок, руб. |
|---------------|--------|------------|---------------------------|-------------------------------------|------------------------|---------------------------|--|
| Прораб | 8 | 1 | 209 | 784 | 163856 | 194988,6 | 358844,6 |
| Сварщик | 5 | 2 | 121 | 784 | 189728 | 225776,3 | 415504,3 |
| Монтажник | 5 | 4 | 107 | 784 | 335552 | 399306,9 | 734858,9 |
| Экскаваторщик | 5 | 1 | 104 | 156,8 | 16307,2 | 19405,57 | 35712,77 |
| Крановщик | 5 | 1 | 117 | 784 | 91728 | 109156,3 | 200884,3 |
| Итого | | 11 | | | 797171 | 948633,7 | 1745805 |

Из таблицы следует, что затраты на заработную плату при монтаже оборудования установки регенерации метанола составят **1745805** руб.

7.1.6 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 19 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд

социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС). Страховые взносы от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний соответствуют классу I на основании ФЗ-№125

Таблица 19 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ПФР, ФСС и ФОМС класс I

| Должность | Количество | Зарботная плата за выполненный вид работ, руб. | Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям | | | |
|---------------|------------|--|--|----------|------------|------------|
| | | | Страхование от несчастных случаев на производстве 0,2% | ПФР, 22% | ФСС, 2,9 % | ФОМС, 5,1% |
| Прораб | 1 | 358844,6 | 717,6893 | 78945,82 | 10406,49 | 18301,08 |
| Сварщик | 2 | 415504,3 | 831,0086 | 91410,95 | 12049,63 | 21190,72 |
| Монтажник | 4 | 734858,9 | 1469,718 | 161669 | 21310,91 | 37477,8 |
| Экскаваторщик | 1 | 35712,77 | 71,42554 | 7856,809 | 1035,67 | 1821,351 |
| Крановщик | 1 | 200884,3 | 401,7686 | 44194,55 | 5825,645 | 10245,1 |
| Итого | | | 3491,61 | 384077,1 | 50628,34 | 89036,05 |
| | | | 527233,1 | | | |

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 18.

7.1.7 Расчет контрагентных услуг для проведения монтажа установки регенерации метанола

Работы по монтажу электрооборудования и оборудования КИПиА, нанесение грунтовки, лакокрасочного покрытия на технологические трубопроводы и аппараты, изоляционные работы будут выполнены подрядной организацией «Сибстройнефтегаз». Стоимость оборудования и расходных

материалов включена в стоимость работ. Стоимость данного перечня работ представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Стоимость услуг контрагента

| Наименование | Количество часов работы | Конечная стоимость руб. |
|---|-------------------------|-------------------------|
| Монтаж электрооборудования и оборудования КИПиА | 156,8 | 513800 |
| Грунтовка, покраска, изоляционные работы на технологических трубопроводах и аппаратах | 156,8 | 431450 |
| Итого | | 945250 |

Из таблицы 20, что затраты на контрагентные услуги, выполняемые подрядной организацией «Сибстройнефтегаз» составят 945250 руб.

7.1.8 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию установки регенерации метанола представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

| № | Состав затрат | Сумма затрат, руб. | Примечание |
|-----|--|--------------------|---------------------|
| 1. | Стоимость оборудования | 5734300 | Согласно таблице 14 |
| 2. | Расчет амортизационных отчислений на технику | 93076,48 | Согласно таблице 17 |
| 3. | Фонд оплаты труда | 1745805 | Согласно таблице 18 |
| 4. | Отчисления во внебюджетные фонды | 527233,1 | Согласно таблице 19 |
| 5. | Стоимость услуг контрагента для проведения основного ГРП | 945250 | Согласно таблице 20 |
| 10. | Итого основные расходы | 9045665 | |
| 11. | Накладные расходы (16% от суммы п.1-5) | 1356850 | |
| 12. | Всего затраты на мероприятие | 10402514 | |

Вывод: Итак, исходя из таблицы 21 для полного проведения работ по подготовке и монтажу установки регенерации метанола необходимо заложить в план работ затраты на сумму 10402514 рублей.

7.2 Расчет эксплуатационных затрат

7.2.1 Общие данные оборудования установки регенерации метанола

Далее рассчитаем стоимость эксплуатации установки регенерации метанола. В состав сметных расценок на эксплуатацию машин $C_{\text{маш}}$ входят следующие статьи затрат (руб./маш.-час) :

$$C_{\text{маш}} = A + P + B + З + Э + С, \quad (5)$$

где: A - амортизационные отчисления на полное восстановление, рублей/машино-час;

P – затраты на выполнение всех видов ремонта, диагностирование и техническое обслуживание, рублей/машино-час;

B – затраты на замену быстроизнашивающихся частей, рублей/машино-час;

$З$ – оплата труда рабочих, рублей/машино-час;

$Э$ – затраты на энергоносители, рублей/машино-час;

$С$ – затраты на смазочные материалы, рублей/машино-час;

7.2.2 Амортизационные отчисления для оборудования установки регенерации метанола в расчете для каждой единицы в руб./маш. -час.

Расчет амортизационных отчислений для оборудования установки регенерации метанола представлен в (табл. 22). Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 22 – Амортизационные отчисления для оборудования установки регенерации метанола

| № | Наименование | Амортизационная группа | Норма амортизации | Сумма амортизации за 1 год, рублей |
|---|----------------------------------|------------------------|-------------------|------------------------------------|
| 1 | Блок ректификационной колонны | 5 группа | 2,7 % | 77031 |
| 2 | Герметичный насос ЦГ 25/20 К-3-3 | 4 группа | 3,8 % | 35226 |

| № | Наименование | Амортизационная группа | Норма амортизации | Сумма амортизации за 1 год, рублей |
|--------------|---|------------------------|-------------------|------------------------------------|
| 3 | Буферная ёмкость 100 м ³ | 5 группа | 2,7 % | 14156,1 |
| 4 | Технологические трубопроводы (13ХФА), запорно-регулирующая арматура | 5 группа | 2,7 % | 20061 |
| 5 | Электрооборудование и оборудование КИПиА | 6 группа | 1,8 % | 12366 |
| Итого | | | | 158840,1 |

Амортизационные отчисления, которые уходят на полное восстановление установки регенерации метанола определяются по формуле:

$$A_{см} = \frac{B_c \cdot H_a \cdot K_a}{T \cdot 100}, \quad (6)$$

где: B_c – средневзвешенная восстановительная стоимость машин данной типоразмерной группы, учитывающая структуру парка по их маркам на дату введения в действие сметной расценки, руб.;

H_a – норма амортизационных отчислений, процент/год. Показатели H_a принимаются по установленным единым нормам амортизационных отчислений:

$$H_{\text{блок колонны}} = 2,7\%; H_{\text{герметичный насос}} = 3,8\%; H_{\text{буф ёмк.}} = 2,7\%;$$

$$H_{\text{техн.труб.}} = 2,7\%; H_{\text{электр.оборуд и КИПиА}} = 1,8\%;$$

K_a – коэффициент к норме амортизационных отчислений, учитывает отраслевую и региональную специфику применения строительных машин и автотранспортных средств для производства строительно-монтажных работ, а также интенсивность их использования. Коэффициент K_a применяется при привязке сметных норм и расценок на эксплуатацию машин к данным условиям строительства. При установлении показателя K_a следует руководствоваться: положением по применению единых норм амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов. Коэффициент K_a дифференцирован по трем уровням. При расчете и разработке сметной нормы и расценки на эксплуатацию машины учитывается средний режим интенсивности ее

использования, при котором $K_a = 1$ и соответствует основным значениям норм амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов.

Принимаем $K_a = 1$;

T – годовой режим эксплуатации машины.

$$A_{\text{блок колонны}} = \frac{B_{c1} \cdot N_{a1} \cdot K_{a1}}{T \cdot 100\%} = \frac{3000000 \cdot 2,7\% \cdot 1}{6144 \cdot 100\%} = 13,181 \text{ руб./маш.-час};$$

$$A_{\text{герметичный насос}} = \frac{B_{c2} \cdot N_{a2} \cdot K_{a2}}{T \cdot 100\%} = \frac{1000000 \cdot 3,8\% \cdot 1}{6144 \cdot 100\%} = 6,185 \text{ руб./маш.-час};$$

$$A_{\text{буф.ёмк}} = \frac{B_{c3} \cdot N_{a3} \cdot K_{a3}}{T \cdot 100\%} = \frac{60000 \cdot 2,7\% \cdot 1}{6144 \cdot 100\%} = 2,637 \text{ руб./маш.-час};$$

$$A_{\text{техн.труб.}} = \frac{B_{c1} \cdot N_{a1} \cdot K_{a1}}{T \cdot 100\%} = \frac{750000 \cdot 2,7\% \cdot 1}{6144 \cdot 100\%} = 3,296 \text{ руб./маш.-час};$$

$$A_{\text{эл.и КИПиА}} = \frac{B_{c2} \cdot N_{a2} \cdot K_{a2}}{T \cdot 100\%} = \frac{700000 \cdot 1,8\% \cdot 1}{6144 \cdot 100\%} = 2,050 \text{ руб./маш.-час};$$

Показатель B_c определяется по формуле:

$$B_c = C + Z_d, \quad (7)$$

где: C – средневзвешенная цена по маркам машин данной типоразмерной группы при определении затрат на эксплуатацию, определяемая на основе рыночных цен и показателей балансовой стоимости на дату введения в действие сметной расценки (без учета НДС);

Z_d – затраты на первоначальную доставку машины от завода изготовителя к потребителю с учетом транспортных расходов, затрат на тару, затрат на погрузочно-разгрузочные работы, заготовительно-складских расходов на дату введения в действие сметной расценки и упаковку. Показатель Z_d определяется на основе анализа транспортных схем доставки.

$$B_{\text{блок колонны}} = C_1 + Z_{d1} = 2853000 + 147000 = 3000000 \text{ руб.};$$

$$B_{\text{герметичный насос}} = C_2 + Z_{d2} = 927000 + 7300 = 1000000 \text{ руб.};$$

$$B_{\text{буф.ёмк}} = C_3 + Z_{d3} = 524300 + 75700 = 600000 \text{ руб.};$$

$$B_{\text{техн.труб.}} = C_1 + Z_{d1} = 743000 + 7000 = 750000 \text{ руб.};$$

$$B_{\text{эл. и КИПиА}} = C_2 + Z_{d2} = 687000 + 13000 = 700000 \text{ руб.};$$

Годовой режим эксплуатации машины. Показатель T устанавливается вследствие анализа фактических данных по использованию данного вида машин в течение года при изучении сменных рапортов. Потеря времени в связи с отсутствием работ учитываться не должны. T считается по формуле:

$$T = (365 - (52 \cdot 2 + P_0 + M + P + \Pi)) \cdot K_{pc} \cdot K_c = (365 - (109)) \cdot 12 \cdot 2 = 6144 \text{ часов,} \quad (8)$$

где: 365 – количество дней в году;

3 – суммарное количество нерабочих в году с учетом общего простоя на ремонт;

P_0 – количество праздничных дней;

M, Π, P – количество перерывов в работах машины;

K_{pc} – нормативная продолжительность рабочей смены;

K_c – коэффициент сменности работы.

K_c исчисляется, как отношение времени, обрабатываемого машиной за сутки, в среднем в течение года к нормативной продолжительности рабочей смены.

7.2.3 Нормативный показатель затрат на все виды ремонта для каждой единицы оборудования установки регенерации метанола

$$P = \frac{B_c \cdot H_p}{T \cdot 100}, \quad (9)$$

где: B_c - восстановительная стоимость машины;

H_p – норма годовых затрат;

T – годовой режим работы машины.

$$P_{\text{блок колонны}} = \frac{B_{c1} \cdot H_{p1}}{T \cdot 100\%} = \frac{3000000 \cdot 10\%}{6144 \cdot 100\%} = 48,80 \text{ руб./маш. час;}$$

$$P_{\text{герметичный насос}} = \frac{B_{c2} \cdot H_{p2}}{T \cdot 100\%} = \frac{1000000 \cdot 15\%}{6144 \cdot 100\%} = 24,40 \text{ руб./маш. час;}$$

$$P_{\text{буф.ёмкость}} = \frac{B_{c3} \cdot H_{p3}}{T \cdot 100\%} = \frac{600000 \cdot 11\%}{6144 \cdot 100\%} = 10,74 \text{ руб./маш. час;}$$

$$P_{\text{техн.труб.}} = \frac{B_{c1} \cdot H_{p1}}{T \cdot 100\%} = \frac{750000 \cdot 5\%}{6144 \cdot 100\%} = 6,1 \text{ руб./маш. час;}$$

$$P_{\text{эл.и КИПиА}} = \frac{B_{c2} \cdot H_{p2}}{T \cdot 100\%} = \frac{35000 \cdot 4\%}{6144 \cdot 100\%} = 2,27 \text{ руб./маш. час};$$

H_p рассчитывается по формуле:

$$H_p = \frac{P+TO}{B_c} \cdot 100\%, \quad (10)$$

где: $P+TO$ – сумма среднегодовых затрат на техническое обслуживание и ремонт, которые включают в себя:

средства, потраченные на покупку заменяемых агрегатов и запасных частей к ним с учетом всех транспортных расходов;

стоимость ремонтных материалов с учетом всех транспортных расходов;

оплату труда ремонтных рабочих; при этом, трудоемкость определяется согласно представленным нормативным документам;

средства, отчисляемые на эксплуатацию ремонтных баз в части прямых затрат, учитывая амортизацию технологического оборудования;

B_c – сумма показателей восстановительной стоимости машин данной модели в среднем за год;

$$H_{\text{блок колонны}} = \frac{P_1+TO_1}{B_{c1}} = \frac{(200000+100000) \cdot 100\%}{3000000} = 10 \%;$$

$$H_{\text{герметичный насос}} = \frac{P_2+TO_2}{B_{c2}} = \frac{(100000+50000) \cdot 100\%}{1000000} = 15 \%;$$

$$H_{\text{буф.ёмк}} = \frac{P_3+TO_3}{B_{c3}} = \frac{(60000+10000) \cdot 100\%}{600000} = 11 \%;$$

$$H_{\text{техн.труб.}} = \frac{P_1+TO_1}{B_{c1}} = \frac{(30000+10000) \cdot 100\%}{750000} = 5 \%;$$

$$H_{\text{эл.и КИПиА}} = \frac{P_2+TO_2}{B_{c2}} = \frac{(20000+10000) \cdot 100\%}{700000} = 4 \%;$$

7.2.4 Нормативный показатель затрат на замену быстроизнашивающихся частей

Данный показатель затрат определяется по формуле:

$$B = \frac{(\text{Ц}_{бч} + 3_{д.бч.} + 3_{п.бч.} \cdot (1+H+П)) \cdot K_{бч}}{T_p}, \quad (11)$$

где: $C_{бч}$ - цена быстроизнашивающейся части по рыночной стоимости;
 $Z_{д.бч}$ - затраты на доставку с учетом транспортных расходов.

Устанавливается для региона;

$Z_{п.бч}$ - оплата труда ремонтных рабочих;

$K_{бч}$ - количество частей. Устанавливается по инструкции на эксплуатацию машин;

$H + П$ - индивидуальные нормы для накладных расходов и сметной прибыли берется в долях от оплаты труда рабочих и составляет 0,7;

T_p - нормативный ресурс на деталь данного вида. Принимается на основе:

рекомендаций изготовителя;

данных, приводимых в нормативной литературе;

фактических показателей срока службы.

$$B_{\text{блок колонны}} = \frac{((C_{бч1} + Z_{д.бч.1} + Z_{п.бч.1} \cdot (1 + H + П)) \cdot K_{бч1}}{T_{p1}} = \frac{((3500 + 1000 + 500 \cdot (1 + 0,7)) \cdot 4}{8688} =$$

2,85 руб./маш. час. (уплотнительные кольца);

$$B_{\text{буф.ёмк}} = \frac{((C_{бч2} + Z_{д.бч.2} + Z_{п.бч.2} \cdot (1 + H + П)) \cdot K_{бч2}}{T_{p2}} = 0 \text{ руб./маш. час. (отсутствуют);}$$

$$B_{\text{герметичный насос}} = \frac{((C_{бч3} + Z_{д.бч.3} + Z_{п.бч.3} \cdot (1 + H + П)) \cdot K_{бч3}}{T_{p3}} =$$

$$\frac{((50000 + 10000 + 10000 \cdot (1 + 0,7)) \cdot 1}{8688} = 8,86 \text{ руб./маш. час. (подшипники, сальники, ремни,$$

цепи)

$$B_{\text{техн.труб.}} = \frac{((C_{бч1} + Z_{д.бч.1} + Z_{п.бч.1} \cdot (1 + H + П)) \cdot K_{бч1}}{T_{p1}} = \frac{((1000 + 1000 + 500 \cdot (1 + 0,7)) \cdot 1}{8688} =$$

0,32 руб./маш. час. (лента на резьбовые соединения);

$$B_{\text{эл. КИПиА}} = \frac{((C_{бч2} + Z_{д.бч.2} + Z_{п.бч.2} \cdot (1 + H + П)) \cdot K_{бч2}}{T_{p2}} = \frac{((2000 + 500 + 500 \cdot (1 + 0,7)) \cdot 1}{8688} = 0,27$$

руб./маш. час.;

При отсутствии необходимых данных в перечисленных документах количество рабочих определяются по фактическим условиям эксплуатации машины.

7.2.5 Расчет затрат на зарплаты работникам

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда (табл. 23).

Таблица 23 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

| Наименование надбавки | Значение |
|---|----------|
| Районный коэффициент | 1,7 |
| Северная надбавка | 1,5 |
| Доплата за вредность | 1,12 |
| Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты | 1,25 |
| Компенсационная выплата за вахтовый метод работы | 1,1 |

С учетом показателей в (табл. 23), рассчитывается количество работников, необходимых для эксплуатации данной установки и затраты на их заработную плату, занесем результаты в (табл. 24).

Таблица 24 – Расчет заработной платы работников

| | Оператор ТУ дневной | Оператор ТУ ночной | Слесарь КИПиА дневной | Слесарь КИПиА ночной |
|-------------------------------|------------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------------|
| Часовая тарифная ставка | 25 | 25 | 19 | 19 |
| Районный коэффициент, руб. | 17,5 | 17,5 | 13,3 | 13,3 |
| Северная надбавка, руб. | 12,5 | 12,5 | 9,5 | 9,5 |
| Доплата за вредность, руб. | 3 | 3 | 2,28 | 2,28 |
| Время нахождения в пути, руб. | 6,25 | 6,25 | 4,75 | 4,75 |

| | Оператор ТУ дневной | Оператор ТУ ночной | Слесарь КИПиА дневной | Слесарь КИПиА ночной |
|---|------------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------------|
| Вахтовый метод работы, руб. | 2,5 | 2,5 | 1,9 | 1,9 |
| Итого, руб./час | 66,75 | 66,75 | 50,73 | 50,73 |
| Время работы, часов | 4344 | 4344 | 4344 | 4344 |
| Итого, руб. за работу 1-го работника, руб | 289962 | 289962 | 220371,12 | 220371,12 |
| Общая сумма ЗП, руб. | 1020666 | | | |

Согласно данным расчета из (табл. 24) для годового обслуживания установки регенерации метанола на оплату труда обслуживающим ее работникам необходимо **1 020 666** руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в (табл. 25). Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 25 – Расчет страховых взносов

| | Оператор ТУ дневной | Оператор ТУ ночной | Слесарь КИПиА дневной | Слесарь КИПиА ночной |
|---|------------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------------|
| ЗП, руб. | 289962,0 | 289962,0 | 220371,1 | 220371,1 |
| ФСС (2,9%) | 8408,9 | 8408,9 | 6390,8 | 6390,8 |
| ФОМС (5,1%) | 14788,1 | 14788,1 | 11238,9 | 11238,9 |
| ПФР (22%) | 63791,6 | 63791,6 | 48481,6 | 48481,6 |
| Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%) | 579,9 | 579,9 | 440,7 | 440,7 |
| Всего, руб. | 87568,5 | 87568,5 | 66552,1 | 66552,1 |
| Общая сумма, руб. | 308241 | | | |

Общая сумма страховых взносов на 4 работников за 1 год составила 308241 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 1 328 907 руб.

7.2.6 Нормативные затраты на энергоносители

Определяются по основным видам энергии:

- бензин (кг/руб);
- дизельное топливо (кг/руб);
- электроэнергия (кВт-ч/руб);
- сжатый воздух (м³/руб).

Для электроэнергии топлива используется формула:

$$\mathcal{E}_d = N_d \cdot K_n \cdot (C_d + \mathcal{Z}_{d,d}), \quad (9)$$

где N_d - норма расхода электроэнергии

Показатель N_d устанавливается:

по паспортным данным;

нормативам, приводимым в технической литературе;

по фактическим данным;

K_n – коэффициент, учитывающий затраты на электроэнергию при работе пускового двигателя. При отсутствии такового - K_n не учитывается.

C_d – цена электроэнергии (4,1 руб кВт час);

$\mathcal{Z}_{d,d}$ – затраты на передачу электроэнергии до машины, с учетом всех транспортных расходов.

$\mathcal{E}_{\text{блок колонны}} = N_{d2} \cdot K_{n2} \cdot (C_{d2} + \mathcal{Z}_{d2}) = 0,7 \cdot 1 \cdot 4,1 = 2,87$ руб./ маш. час
(внешнее освещение);

$\mathcal{E}_{\text{буф.ёмк}} = N_{d2} \cdot K_{n2} \cdot (C_{d2} + \mathcal{Z}_{d2}) = 1,2 \cdot 1 \cdot 4,1 = 4,92$ руб./ маш. час
(внешнее освещение);

$\mathcal{E}_{\text{герметичный насос}} = N_{d3} \cdot K_{n3} \cdot (C_{d3} + \mathcal{Z}_{d3}) = 3,2 \cdot 1 \cdot 4,1 = 13,12$ руб./ маш. час (работа насоса);

$\mathcal{E}_{\text{эл.и КИПиА}} = N_{\text{д5}} \cdot K_{\text{п5}} \cdot (\mathcal{C}_{\text{д5}} + \mathcal{Z}_{\text{д5}}) = 0,5 \cdot 1 \cdot 4,1 = 2,05$ руб./ маш. час
(работа оборудования).

$\mathcal{E}_{\text{техн.труб.}} = N_{\text{д2}} \cdot K_{\text{п2}} \cdot (\mathcal{C}_{\text{д2}} + \mathcal{Z}_{\text{д2}}) = 0 \cdot 1 \cdot 4,1 = 0$ руб./ маш. час;

7.2.7 Нормативный показатель затрат на смазочные материалы

Коэффициент $C_{\mathcal{O}}$ определяется по формуле:

$$C_{\mathcal{O}} = (0,044 \cdot \mathcal{C}_{\text{мм}} + 0,004 \cdot \mathcal{C}_{\text{нс}} + 0,015 \cdot \mathcal{C}_{\text{тм}}) \cdot H_{\mathcal{O}} \cdot K_n, \quad (10)$$

где: 0,044, 0,004, 0,015 – коэффициенты, учитывающие расход смазочных материалов;

$\mathcal{C}_{\text{мм}}$, $\mathcal{C}_{\text{нс}}$, $\mathcal{C}_{\text{тм}}$ – рыночные цены на масла, пластические смазки и трансмиссионные масла с учетом всех транспортных расходов (80 руб. -70 руб. – 90 руб.);

$H_{\mathcal{O}}$ – норма расхода топлива в среднем за год (50 л. в год);

K_n – коэффициент, учитывающий затраты на бензин при работе пускового двигателя. При отсутствии K_n не учитывается.

$C_{\text{герметичный насос}} = (0,044 \cdot \mathcal{C}_{\text{мм3}} + 0,004 \cdot \mathcal{C}_{\text{нс3}} + 0,015 \cdot \mathcal{C}_{\text{тм3}}) \cdot H_{\mathcal{O}3} \cdot K_{\text{н3}} = (0,044 \cdot 70 + 0,004 \cdot 80 + 0,015 \cdot 90) \cdot 60 \cdot 1 = 309$ руб. /маш. год. или 0,035 руб. /маш. час.

$$C_{\text{блок колонны.}} = 0; C_{\text{буф.ёмк}} = 0; C_{\text{техн.труб.}} = 0; C_{\text{эл.и КИПиА}} = 0;$$

7.2.8 Стоимость эксплуатации машины в год

Посчитаем стоимость эксплуатации машины $C_{\text{маш}}$

$C_{\text{блок колонны}} = A_1 + P_1 + B_1 + \mathcal{E}_1 + C_1 = 13,181 + 48,80 + 2,85 + 2,87 + 0 = 67,7$ руб./маш.-час;

$C_{\text{герметичный насос}} = A_2 + P_2 + B_2 + \mathcal{E}_2 + C_2 = 6,185 + 24,40 + 8,86 + 0,35 = 39,8$ руб./маш.-час;

$C_{буф.ёмк} = A_3 + P_3 + B_3 + Э_3 + Г_3 = 2,637 + 10,74 + 0 + 13,12 + 0 =$
26,5 руб./маш.-час;

$C_{техн.труб.} = A_6 + P_6 + B_6 + Э_6 + Г_6 = 3,296 + 6,1 + 0,32 + 2,05 + 0 =$
11,8 руб./маш.-час;

$C_{эл и КИПиА} = A_7 + P_7 + B_7 + Э_7 + Г_7 = 2,050 + 2,27 + 0,27 + 0 + 0 =$
4,6 руб./маш.-час;

Стоимость эксплуатации установки регенерации метанола в год:

$C = C_{маш.общ.} \cdot T + П = \sum C_n \cdot T + П + З_{общ} = (67,7 + 39,8 + 26,5 +$
11,8 + 4,6) · 6144 + 15000 = 150,4 · 6144 + 15000 + 1 328 907 = 924058 +
15000 + 1 328 907 = 2 267 964,6 руб./ маш. г.

Данные по эксплуатации для каждого оборудования отдельно представлены в (табл. 26).

Таблица 26 – Стоимость эксплуатации оборудования в год

| № | Наименование | Стоимость эксплуатации руб/ маш.- час | Количество часов | Стоимость эксплуатации оборудования в год |
|--------------|--|---------------------------------------|------------------|---|
| 1 | Блок ректификационной колонны | 67,7 | 6144 | 415948,8 |
| 2 | Герметичный насос ЦГ 25/20 К-3-3 | 39,8 | 6144 | 244531,2 |
| 3 | Буферная ёмкость 100 м ³ | 26,5 | 6144 | 162816 |
| 4 | Технологические трубопроводы с запорной и запорно-регулирующей арматурой | 11,8 | 6144 | 72499,2 |
| 5 | Электрооборудование и оборудование КИПиА | 4,6 | 6144 | 28262,4 |
| Итого | | | | 924057,6 |

7.3 Расчет оптимизации расходов при использовании установки регенерации метанола

Внедрение установки регенерации метанола позволит получить насыщенный раствор метанола 95%. Стоимость метанола технического ГОСТ

2222-95 на рынке составляет около 30000 рублей за тонну. Производительность рассматриваемой установки составляет 1843 т/год. Это позволит экономить на покупке свежего ингибитора.

Снижение затрат от работы установки за счёт экономии ингибитора:

$$Д = Q \cdot Ц = 1843,2 \cdot 30 = 55,296, \text{ млн. руб.} \quad (11)$$

Где Д – снижение затрат от работы установки регенерации метанола, млн. руб,

Q – количество метанола, т/год,

Ц – цена тонны метанола, тыс. руб.

7.4 Оценка экономической эффективности

Расчет экономической эффективности будет зависеть от трех параметров: стоимости установки (C_0), стоимости ее обслуживания в год (С), в том числе расходы на зарплату работникам и стоимости монтажа установки. Экономическая эффективность будет рассчитываться относительно дохода от экономии за тот же период (Д):

$$\mathcal{E} = Д - (C_0 + C) = 55,296 - (10,403 + 2,268) = 42,625 \text{ млн. руб.} \quad (12)$$

где \mathcal{E} – экономическая эффективность от установки регенерации,

C_0 – капитальные вложения,

С – эксплуатационные затраты.

Срок эксплуатации установки составляет 20 лет, поэтому следует оценить экономическую эффективность с учетом дисконтирования:

$$\mathcal{ЭД} = \mathcal{E} \cdot \alpha_m, \quad (13)$$

где $\mathcal{ЭД}$ – дисконтированный экономический эффект, млн. руб;

α_m – коэффициент дисконтирования в m-ом году, д.е.

Коэффициент дисконтирования определяется по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (14)$$

Где E – норма дисконта, д.е.; t – период эксплуатации, год.

С учетом нормы дисконта 0,15 получим:

$$\mathcal{ЭД} = \frac{42,625}{(1+0,15)^{20}} = 2,6 \text{ млн. руб.}$$

8 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

8.1 Анализ вредных факторов

Опасным называется фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Если же производственный фактор приводит к заболеванию или снижению трудоспособности, то его считают вредным. В зависимости от уровня и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

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 - Опасные и вредные факторы при выполнении работ по осушке природного газа методом низкотемпературной сепарации

| Источник фактора, наименование видом работ | Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) | | Нормативные документы |
|---|---|---|---|
| | Вредные | Опасные | |
| Технологические операции: 1)замена манометра 2)пуск/остановка высоконапорных насосов 3)пуск турбодетандерных агрегатов 4)контроль огневых работ | 1.Повышенный уровень шума на рабочем месте 2.Повышенный уровень вибрации 3.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны 4.Недостаточная освещенность рабочей зоны 5.Отклонение показателей микроклимата в помещении | 1.Сосуды, работающие под давлением 2.Электрический ток | СН 2.2.4/2.1.8-562-96 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 СНиП 23-05-95 СанПиН 2.2.4.548-96 РД 34.21.122-88 РД 52.04.52-85 |

8.1.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источников возникновения повышенного уровня шума является установка осушки газа, а именно сепараторы газа, в которых из-за повышенной скорости и расширения газа появляются звуковые колебания. Требование по уровню шума в помещениях - согласно СН 2.2.4/2.1.8-562-96 Шум на рабочих

местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». Нормативное значение по уровню звукового давления составляет 80 дБА. Предусматриваются ряд мероприятий по снижению уровня шума в цехе осушке газа:

Сепараторы оснащены необходимыми средствами автоматики, дистанционного управления и не требуют постоянного обслуживания;

Применение звукоизоляции трубопроводов.

8.1.2 Повышенный уровень вибрации

Источниками интенсивного шума и вибрации являются машины и механизмы с не уравновешенными вращающимися массами, отдельных кинематических парках которых возникают трение и соударения, а также аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и сопровождается пульсацией. Установлены предельно допустимые величины параметров вибрации на постоянных рабочих местах в производственных помещениях в зависимости от среднегеометрических и граничных частот октавных полос и амплитуды (пикового значения) перемещений при гармонических колебаниях. Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96 «Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» предельно допустимые среднеквадратичные значения колебательной скорости лежат в интервале 92–107 дБ относительно $5 \cdot 10^{-5}$ мм/с. Трудовая деятельность в цехе осушки газа попадает под категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора при длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96

| Среднегеометрические частоты полос, Гц | Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0 | | | | | | | |
|--|--|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | виброускорения | | | | виброскорости | | | |
| | м/с ⁻² | | дБ | | м/с ⁻² 10 ⁻² | | дБ | |
| | В ^{1/3} -ОКТ. | В ^{1/1} -ОКТ. | В ^{1/3} -ОКТ. | В ^{1/1} -ОКТ. | В ^{1/3} -ОКТ. | В ^{1/1} -ОКТ. | В ^{1/3} -ОКТ. | В ^{1/1} -ОКТ. |
| 1,6 | 0,09 | 0,14 | 99 | 103 | 0,9 | 1,3 | 105 | 108 |
| 2,0 | 0,08 | | 98 | | 0,64 | | 102 | |
| 2,5 | 0,071 | | 97 | | 0,46 | | 99 | |
| 3,15 | 0,063 | 0,1 | 96 | 100 | 0,32 | 0,45 | 96 | 99 |
| 4,0 | 0,056 | | 95 | | 0,23 | | 93 | |
| 5,0 | 0,056 | | 95 | | 0,18 | | 91 | |
| 6,3 | 0,056 | 0,11 | 95 | 101 | 0,14 | 0,22 | 89 | 93 |
| 8,0 | 0,056 | | 95 | | 0,12 | | 87 | |
| 10,0 | 0,071 | | 97 | | 0,12 | | 87 | |
| 12,5 | 0,09 | 0,20 | 99 | 106 | 0,12 | 0,20 | 87 | 92 |
| 16,0 | 0,112 | | 101 | | 0,12 | | 87 | |
| 20,0 | 0,140 | | 103 | | 0,12 | | 87 | |
| 25,0 | 0,18 | 0,40 | 105 | 112 | 0,12 | 0,20 | 87 | 92 |
| 31,5 | 0,22 | | 107 | | 0,12 | | 87 | |
| 40,0 | 0,285 | | 109 | | 0,12 | | 87 | |
| 50,0 | 0,355 | 0,80 | 111 | 118 | 0,12 | 0,20 | 87 | 92 |
| 63,0 | 0,445 | | 113 | | 0,12 | | 87 | |
| 80,0 | 0,56 | | 115 | | 0,12 | | 87 | |

8.1.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

Источником загазованности может стать разгерметизация технологического оборудования, а также газоопасные работы, связанные с профилактикой насосно-компрессорного оборудования, замена манометра и т.п.

УКПГиК оборудован системой, исключающей возможность загазованности помещений, и включает датчики загазованности. При обнаружении загазованности в контролируемых помещениях или наружных установках в объеме 10 % от НКПВ, контроллер пожаротушения выдает команду на включение звуковой и световой сигнализации по месту и в операторной и на включение аварийной вентиляции. При достижении загазованности в объеме 20 % от НКПВ происходит отключение аварийной, приточной вентиляции и остановка технологического оборудования.

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.

8.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение одним из важнейших элементов благоприятных условий труда является рациональное освещение помещений и рабочих мест при правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомление. Освещение должно отвечать требованиям СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» (таблица 29).

Таблица 29 – Допустимые значения освещения по СНиП 23-05-95

| Характеристика зрительной работы | Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм | Разряд зрительной работы | Подразряд зрительной работы | Контраст объекта с фоном | Характеристика фона | Искусственное освещение | |
|----------------------------------|--|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|---------------------|--|------------------------------|
| | | | | | | при системе комбинированного освещения | при системе общего освещения |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Высокой точности | От 0,30 до 0,50 | III | а | Малый | Темный | 2000 | 500 |
| | | | | Средний | Средний | 1500 | 400 |
| | | | б | Малый | Средний | 1000 | 300 |
| | | | | Средний | Темный | 750 | 200 |
| | | | в | Малый | Средний | 750 | 300 |
| | | | | Большой | Темный | 600 | 200 |
| | | | г | Средний | Светлый | 400 | 200 |
| | | | Средней точности | Св. 0,5 до 1,0 | IV | а | Малый |
| б | Малый | Средний | | | | | 500 |
| Средний | Темный | | | | | | |
| в | Малый | Светлый | | | | 400 | 200 |
| | Средний | Средний | | | | | |
| | Большой | Темный | | | | | |

| | | | | | | | |
|------------------|----------------|----|---|---------|---------|---|-----|
| Средней точности | Св. 0,5 до 1,0 | IV | г | Средний | Светлый | - | 200 |
| | | | | Большой | Светлый | | |
| | | | | Большой | Средний | | |

В основных производственных помещениях предусмотрено два вида освещения - рабочее и аварийное. Для ремонтного освещения принято напряжение 42В. Наружное освещение осуществляется прожекторами с натриевыми газоразрядными типа ДНаТ и дуго-разрядными лампами типа ДРЛ установленными на прожекторных мачтах с молниеотводом. Все элементы освещения (внутреннего и наружного) должны содержаться в исправном состоянии, своевременно ремонтироваться, вышедшие из строя лампы заменяться.

8.1.5 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Модуль подготовки газа располагается в отапливаемом помещении, в котором размещается также пункт подготовки газа на собственные нужды промысла, включающий теплообменник и узлы распределения газа потребителям.

С целью обеспечения безопасности производства и создания оптимальных условий работы ведется постоянный контроль условий, в которых протекают технологические процессы на предприятии, в том числе метеорологических (микроклимат). Для отслеживания негативного теплового и физического воздействия в помещении используют систему мониторинга микроклимата, представляющую собой аппаратно-программный комплекс, который включает базовые приборы, сетевые приборы, программное обеспечение обработки и визуализации данных. Благодаря этой системе происходит отслеживание различных параметров окружающей среды. Согласно СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» оптимальная температура микроклимата приведена в таблице 30. Категория работ по уровню энергозатрат для цеха осушки газа – Па.

Таблица 30 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах 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 | Ia (до 139) | 22-24 | 21-25 | 60-40 | 0,1 |
| | Iб (140-174) | 21-23 | 20-24 | 60-40 | 0,1 |
| | IIa (175-232) | 19-21 | 18-22 | 60-40 | 0,2 |
| | IIб (233-290) | 17-19 | 16-20 | 60-40 | 0,2 |
| | III (более 290) | 16-18 | 15-19 | 60-40 | 0,3 |
| Теплый | Ia (до 139) | 23-25 | 22-26 | 60-40 | 0,1 |
| | Iб (140-174) | 22-24 | 21-25 | 60-40 | 0,1 |
| | IIa (175-232) | 20-22 | 19-23 | 60-40 | 0,2 |
| | IIб (233-290) | 19-21 | 18-22 | 60-40 | 0,2 |
| | III (более 290) | 18-20 | 17-21 | 60-40 | 0,3 |

8.2 Анализ опасных факторов

8.2.1 Сосуды, работающие под давлением

Источником повышенного давления в модуле подготовки газа являются сепараторы и 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. В местах подъезда к коммуникациям, находящимся под давлением газа, установлены предупреждающие и запрещающие знаки: "Газ - опасно!", "Проезд запрещен", "Посторонним лицам проход запрещен" и др.

8.2.3 Электрический ток

Источником электрического тока является насосное оборудование. А также статическое электричество. Предупреждения попадания под опасное для

жизни людей напряжение, взрывы и возгорания, связанные с прямым ударом молнии, искровыми разрядами статического электричества и вторичных проявлений молний, выполнены мероприятия, предусмотренные РД 34.21.122-88 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений». Все оборудование электроустановок и трубопроводы заземлены. Осмотр, измерение сопротивления заземляющего устройства проводят в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и графиком, утвержденным техническим руководителем промысла. Измерения сопротивления заземляющих устройств проводятся специалистами подрядных организаций, результаты измерения оформляются протоколом. Электрооборудование, светильники, установленные во взрывоопасных зонах, помещениях приняты исполнением повышенной надежности против взрыва. Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы должны транспортироваться по трубопроводам с малыми скоростями.

8.3 Экологическая безопасность

8.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

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

Таблица 31 – Перечень источников выбросов в атмосферу

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

- дыхательные клапаны резервуаров и емкостей;

- факел при сжигании затворного газа и газов дегазации и выветривания.

Специальные мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ не разрабатываются. В связи с тем, что объекты газовой промышленности являются предприятиями с непрерывным режимом работы, для них предусматриваются мероприятия общего характера, согласно РД 52.04.52-85.

8.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу

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

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

8.3.3 Анализ воздействия объекта на литосферу

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

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране

окружающей среды». Основопологающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

8.4.1 Анализ возможных ЧС

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

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

Установка автоматического пенного пожаротушения УКПГ обеспечивает автоматическую сигнализацию о возникновении пожара и автоматическое тушение очага пожара пеной средней кратности. Включение установки ППТ в действие производится как в автоматическом, так и в ручном (дистанционном) режиме. Система пожаротушения находится в положении готовности к пенообразованию и подаче пены в очаг пожара любого цеха. На Мыльджинском ГКМ имеется собственная пожарная часть.

8.4.2 Меры по предупреждению взрыва и пожароопасной обстановки

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

- герметизация оборудования и трубопроводов;
- применение для тепло- и звукоизоляции трубопроводов и оборудования негорючих материалов;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций газа в помещениях компрессоров ГПА, технологических цехов, с выдачей сигнала в диспетчерскую и автоматическим включением аварийно-вытяжной вентиляции;
- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций на площадках компрессорной станции и УКПГ;
- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими надежность и безаварийность работы;
- дистанционное управление кранами подключения ДКС к газопроводу подключения, газопроводами УКПГ, кранами на свечах сброса давления в подводящих газопроводах;
- аварийное освещение в помещениях ГПА с питанием от аккумуляторных батарей;
- аварийный останов ДКС, УКПГ;
- применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;
- защита газопровода от электромагнитной индукции, статического электричества, и мероприятия по предотвращению заноса высоких потенциалов в здания;
- использование стальных бесшовных труб для газопроводов и других технологических трубопроводов с обязательным гидравлическим испытанием каждой трубы на заводе-изготовителе;

- использование сварных соединений на газопроводах и трубопроводах с взрывопожароопасными и токсичными веществами;
- использование фасонных соединительных деталей трубопроводов (отводы, тройники, переходы) заводского изготовления, проверенных и испытанных на заводе;
- опознавательная окраска газопроводов и других технологических трубопроводов.

Основное внимание было уделено:

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

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

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

8.4.3 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

Ответственность за ликвидацию аварии, до приезда ответственного руководителя (начальника службы, главного инженера), несет сменный инженер объекта, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер (начальник службы) промысла обязан вмешаться в ход ликвидации аварии вплоть до отстранения сменного инженера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

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

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

В аварийной ситуации персонал должен:

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

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

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

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

8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.5.1 Правовые основы экологической политики

Обеспечение экологической безопасности при осуществлении хозяйственной деятельности базируется на соблюдении Российского законодательства и требований экологических нормативов и стандартов, регламентирующих отношения в сфере охраны и использования природных ресурсов, а также обеспечения безопасности обслуживающего персонала и населения от возможных вредных воздействий, связанных с разработкой и эксплуатацией месторождения.

Правовые основы экологической политики при разработке проектных решений базируются на основных положениях политики ОАО "Газпром" в области охраны окружающей природной среды, безопасности и здоровья работников на производстве (постановление Правления ОАО "Газпром" от 20.04.2000 г. № 14) и включают следующие направления экологической деятельности:

соответствие законам, государственным и отраслевым нормативно-методическим документам в области охраны окружающей природной среды;

сохранение природной среды в зоне размещения объектов газовой промышленности, разумное и рациональное использование природных ресурсов;

обеспечение промышленной экологической безопасности строительства и эксплуатации объектов добычи, транспорта, переработки и хранения углеводородного сырья;

обеспечение безопасности труда и сохранения здоровья работников отрасли;

участие в обеспечении экологической безопасности регионов, в которых размещены объекты газовой промышленности.

Основным отраслевым правовым механизмом природоохранной деятельности является система нормирования природопользования, базирующаяся на внедрении конкретных природоохранных норм, стандартов, правил и программ, обеспечивающих выполнение природоохранного законодательства.

Нормирование природопользования в отрасли осуществляется установлением предельно допустимых антропогенных воздействий на компоненты окружающей природной среды, обеспечивающих охрану окружающей среды и здоровье человека, сохранение генетического фонда, рациональное использование природных ресурсов.

8.5.2 Документы, регулирующие отношения природопользователя с местной администрацией

Основным документом, регулирующим отношения Заказчика (природопользователя) с местной Администрацией, является договор на комплексное природопользование. Договор является юридическим документом, нарушение которого одной из сторон является основанием для обращения в суд. Проведение геодезических, геологосъемочных, поисковых, кадастровых, землеустроительных исследований и изысканий осуществляется на основании решения о их проведении и договора с собственником земли, землепользователем, арендатором, который регистрируется местным органом власти.

В число обязательств природопользователя входят:

- обязательство ведения работ в соответствии с проектом, под авторским надзором Проектировщика, недопущение несанкционированных Министерством природных ресурсов Российской Федерации (далее – МПР России) отклонений от проекта;
- замены оборудования, машин и приборов, по мере выбытия по причине физического и морального старения, на более экологически совершенные;
- соблюдения полос отвода при строительстве и эксплуатации промысла, выплаты штрафов за экологические нарушения;
- недопущения к производству работ подрядчиков и субподрядчиков, не прошедших аккредитацию в Администрации, не имеющих экологического паспорта;
- ведения ведомственного контроля (мониторинга) состояния окружающей среды, своевременного обнаружения и ликвидации аварий, разливов, утечек углеводородов и химреагентов, рекультивации нарушенных земель, выплаты штрафов, предупреждения о всех случаях территориального органа МПР России и местной Администрации;

- регламентация правил экологического поведения работников, применения санкций за браконьерство, ввоз собак, бесконтрольный разезд транспорта вне дорог и т.д., включения этих правил в трудовой договор с работниками;
- экологической подготовки и переподготовки персонала, назначения лиц, ответственных за экологическую безопасность объектов;
- создания рабочих мест за счет приоритетного приема местных кадров, в первую очередь лиц, потерявших доходы ввиду прекращения традиционных промыслов в связи с реализацией проекта;
- полной рекультивации участков, нарушенных после закрытия промысла;
- Нормативная база природоохранной деятельности включает в себя: законы, постановления, нормативные и инструктивно–методические акты органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации; государственные стандарты, строительные нормы и правила, санитарные правила и нормы; нормативно–методическую документацию по отдельным аспектам природоохранной деятельности федерального и регионального значения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен анализ научно-технической литературы, рассмотрены и изучены состав и свойства гидратов природных газов, применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования.

В аналитическом обзоре рассмотрены технологии регенерации метанола методом ректификации и методом рециркуляции – десорбции.

Представлена геолого-физическая характеристика Мыльджинского поднятия. Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с поровыми коллекторами пластов Ю₁¹ – Ю₁⁴, Ю₂¹, Ю₂² васюганской и Б₈, Б₁₀, Б₁₆₋₂₀ куломзинской свиты.

Коэффициент использования фонда скважин на месторождении составляет 0.98, коэффициент эксплуатации – 0.95. Месторождение эксплуатируется на режиме истощения.

Продукция подготавливается по технологии низкотемпературной сепарации, для борьбы с гидратами применяется метанол. Основная проблема заключалась в снижении эффективности существующей установки регенерации метанола и, как следствие, возросшей концентрации метанола в промышленных стоках выше допустимого предела 40 г/дм³.

Проведено моделирование существующей схемы отдувки метанола и установлена недостаточная степень регенерации.

Для повышения эффективности регенерации предложено дополнить существующую технологическую схему дополнительной ступенью. По данным аналитического обзора, метод ректификации ВМР может обеспечить требуемое качество продуктов регенерации.

В среде программы UniSim проведено моделирование дополнительной ступени регенерации. Определены оптимальные технические и технологические параметры колонны ректификации: число контактных 12, температура в ребойлере 130 °С; температура верха колонны 97 °С; давление в колонне 0,3 МПа; флегмовое число 4.

Продуктами установки регенерации являются: насыщенный 95 %-ный раствор метанола, вода с содержанием метанола 23 г/дм³, что почти в два раза ниже, чем требует СТО Газпром 2-1.19-049-2006.

Внедрение данной установки позволит решить сразу две проблемы: за счёт получения дополнительного количества насыщенного раствора метанола сократятся суммарные затраты на использование свежего ингибитора. Очистка промышленных стоков до содержания метанола 23 г/дм³ позволит производить их утилизацию в поглощающие скважины без нарушения экологических норм.

Рассчитанная экономическая эффективность внедрения предлагаемой установки с учётом дисконтирования составит 2,6 млн. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Повышение эффективности использования метанола в магистральной системе транспорта газа на этапе подготовки / Колчин А.В., Коробков Г.Е., Янчушка А.П., Ямалетдинова К.Ш. // Успехи современного естествознания – 2018. № 1, С.102-108.
2. Газовые гидраты [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/science/view/706-Gazovye-gidraty>, – свободный. Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения 12.11.06 2017 г.
3. Павленко А.М. Анализ условий образования и разложения гидратов / Павленко А.М., Кутный Б.А., Абдуллах Н.М. // Вісник приазовського державного технічного університету. Технічні науки. – 2017. – № 34. С. 60-68.
4. Бухгалтер Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. – М.: Недра, 1986, 238 с.
5. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. // Нефтегазовое дело, 2007 № 2. С. 35-44.
6. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов – 3- изд., перераб. и доп. / Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. – М.: ООО "Недра Бизнесцентр", 2000. – 677 с.
7. Использование установки регенерации ДЭГ для регенерации метанола. (ООО «Ямбурггаздобыча») / Арабский А.К., Шиняев С.Д., Петерс В.Я., Киптель И.С., Воронин В.И. // Материалы отраслевой научно-практической конференции (пос. Ямбург 7–10 июня 2004 г.). – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004.
8. Александров И. А. Ректификационные и абсорбционные аппараты. – 2-е изд. перераб. – Москва: Химия, 1971. – 296 с.
9. Инновационные технологии при обустройстве месторождений мегапроекта «ЯМАЛ» / Полников В.В., Пономарева Т.Г., Александров М.А., Земенкова М.Ю., Пимнев А.Л. // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2.

10. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Карпенского нефтегазоконденсатного месторождения» – 2015 г.
11. Комплекс промыслово-геологической информации по Мыльджинскому месторождению. – 2010 г.
12. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения». – 2016 г.
13. СТО Газпром 2-1.19-049-2006 «Подготовка сточных вод к закачке в поглощающий горизонт и экологический мониторинг при подземном захоронении сточных вод на нефтегазовых месторождениях ОАО «Газпром» севера западной Сибири».
14. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 /Миннефтепром. – М., 1996. – 105 с.
15. Налоговый кодекс Российской Федерации, часть первая от 31.07.1998 №146-ФЗ, часть вторая от 05.08.2000 №117-ФЗ // СПС «Гарант».
16. Чайковская, Л.А. Налоги и налогообложение (схемы и примеры): Учебное пособие / Л.А. Чайковская. –М.: Экономика, 2012. – 301 с.
17. Письмо Минфина РФ от 23.05.1994 N 66 О Методических рекомендациях по составу и учету затрат, включаемых в себестоимость проектной и изыскательской продукции (работ, услуг) для строительства, и формированию финансовых результатов.
18. Федеральный закон "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" от 24.07.1998 N 125-ФЗ.
19. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы: Государственный строительный комитет. 7. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 28.04.2018) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
20. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 28.04.2018) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

21. Постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 «О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03».
22. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., разд. 1, 6, 7. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
23. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
24. ГОСТ 12.4.009-83. Пожарная техника для защиты объектов.
25. Закон РФ от 21.02.1992 N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды».
26. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. N 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» // Собрание законодательства Российской Федерации. 2000. N 3.
27. В. И. Коробкин. Экология: учебник / В. И. Коробкин, Л. В. Передельский. – 19-е изд., доп. и перераб. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2014. – 603 с.
28. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы».
29. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности».
30. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. «Вибрационная безопасность. Общие требования».
31. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
32. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».
33. СанПиН 2.2.4.548-96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
34. РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

35. Moss, G. P.; Smith, P. A. S.; Tavernier, D. Glossary of Class Names of Organic Compounds and Reactivity Intermediates Based on Structure (IUPAC Recommendations 1995). *Pure Appl. Chem.* 1995, 67 (8–9), 1307–1375.
36. Davy, H. The Bakerian Lecture: On Some of the Combinations of Oxymuriatic Gas and Oxygene, and on the Chemical Relations of These Principles, to Inflammable Bodies. *Trans. R. Soc. London* 1811.
37. Roozeboom, H. Sur L'hydrate de L'acide Sulfureux. *Recl. des Trav. Chim. des Pays* 1884.
38. Williams, K. D.; Devlin, J. P. P. Formation and Spectra of Clathrate Hydrates of Methanol and Methanol-Ether Mixtures. *J. Mol. Struct.* 1997, 416 (1–3), 277–286.
39. Nakayama, H.; Hashimoto, M. Hydrates of Organic Compounds. V. The Clathrate Hydration of Alcohols. *Bull. Chem. Soc. Jpn.* 1980, 53 (9), 2427–2433.
40. Davidson, D. W.; Gough, S. R.; Ripmeester, J. A.; Nakayama, H. The Effect of Methanol on the Stability of Clathrate Hydrates. *Can. J. Chem.* 1981, 59 (17), 2587–2590.
41. Makiya, T.; Murakami, T.; Takeya, S.; Sum, A. Synthesis and Characterization of Clathrate Hydrates Containing Carbon Dioxide and Ethanol. *Phys. Chem.* 2010.

Приложение А
(информационное)
Состав газа КНГКМ

| Компонентный состав | Содержание | | |
|--|------------|-----------|------------|
| | % мол. | % об. | % масс. |
| Метан (СН ₄) | 80,48 | 80,7 3 | 60,36 |
| Этан (С ₂ Н ₆) | 5,10 | 5,09 | 7,17 |
| Пропан (С ₃ Н ₈) | 5,70 | 5,63 | 11,74 |
| Изо-Бутан (i-С ₄ Н ₁₀) | 1,87 | 1,83 | 5,08 |
| Бутан (С ₄ Н ₁₀) | 2,14 | 2,09 | 5,82 |
| Нео-пентан | 0,01 | 0,01 | 0,03 |
| Изо-Пентан (i-С ₅ Н ₁₂) | 0,57 | 0,54 | 1,91 |
| Пентан (С ₅ Н ₁₂) | 0,47 | 0,45 | 1,59 |
| Гексаны (С ₆ Н ₁₄) | 0,23 | 0,21 | 0,93 |
| Гептаны (С ₇ Н ₁₆) | 0,05 | 0,04 | 0,23 |
| Октаны (С ₈ Н ₁₈) | 0,01 | 0,01 | 0,07 |
| Углерода диоксид (СО ₂) | 0,85 | 0,85 | 1,75 |
| Кислород (О ₂) | 0,03 | 0,03 | 0,05 |
| Азот (N ₂) | 2,48 | 2,49 | 3,25 |
| Углеводороды (С ₃ и выше), г/м ³ | 244,6 5 | | |
| Углеводороды (С ₅ и выше), г/м ³ | 42,53 | | |
| Плотность газа при станд. условиях, кг/м ³ | 0,892 3 | | |
| Давление газа, МПа | 0,40 | | |
| Температура газа, оС | 10,0 | | |
| Теплота сгорания высшая, ккал/м ³ | 10840 | | |
| низшая, ккал/м ³ | 9840 | | |
| Число Воббе высшее, ккал/м ³ | 12599 | | |
| низшее, ккал/м ³ | 11436 | | |

Приложение Б
(информационное)
Состав газа СОНГКМ

| Наименование компонента | Содержание, % мол. | Содержание, % об. | Содержание, % масс. |
|--|-----------------------|----------------------|------------------------|
| Метан (СН ₄) | 78.71 | 78.94 | 58.27 |
| Этан (С ₂ Н ₆) | 6.94 | 6.92 | 9.63 |
| Пропан (С ₃ Н ₈) | 5.73 | 5.66 | 11.66 |
| Изо-Бутан (i-С ₄ Н ₁₀) | 1.50 | 1.47 | 4.04 |
| Бутан (С ₄ Н ₁₀) | 2.09 | 2.04 | 5.61 |
| Нео-Пентан (нео-С ₅ Н ₁₂) | 0.01 | 0.01 | 0.03 |
| Изо-Пентан (i-С ₅ Н ₁₂) | 0.52 | 0.49 | 1.72 |
| Пентан (С ₅ Н ₁₂) | 0.45 | 0.43 | 1.49 |
| Гексаны (С ₆ +) | 0.13 | 0.12 | 0.51 |
| Гептаны (С ₇ +) | 0.01 | 0.01 | 0.05 |
| Октаны (С ₈ + и выше) | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Углерода диоксид (СО ₂) | 2.61 | 2.60 | 5.29 |
| Кислород (О ₂) | 0.01 | 0.01 | 0.01 |
| Азот (N ₂) | 1.30 | 1.31 | 1.68 |
| Углеводороды (С ₃ и выше), г/м ³ | 188.47 | | |
| Углеводороды (С ₅ и выше), г/м ³ | 28.54 | | |
| Плотность газа при станд. условиях, кг/м ³ | 0.7505 | | |
| Точка росы по влаге, °С | - | | |
| Точка росы по углеводородам, °С | - | | |
| Давление газа, МПа | 7.00 | | |
| Температура газа, °С | 40.0 | | |
| Теплота сгорания высшая, ккал/м ³ | 10770 | | |
| низшая, ккал/м ³ | 9770 | | |
| Число Воббе высшее, ккал/м ³ | 12430 | | |
| низшее, ккал/м ³ | 11279 | | |

Приложение В
(информационное)
Пласт Ю-1 МГКМ

| Компоненты | газ сепарации | | газ дегазации | | Стабильный конденсат | | Состав сырого конденсата | | Состав пластового газа | |
|---|---------------|---------|---------------|--------|----------------------|--------|--------------------------|--------|------------------------|---------|
| | мол. % | г/моль | мол. % | г/моль | мол. % | г/моль | мол. % | г/моль | мол. % | г/моль |
| С1 | 89,45 | 894,53 | 62,56 | 2,27 | 0,02 | 0,00 | 17,66 | 2,27 | 88,54 | 896,79 |
| С2 | 2,98 | 29,80 | 11,70 | 0,42 | 0,03 | 0,00 | 3,31 | 0,43 | 2,98 | 30,23 |
| С3 | 2,00 | 20,00 | 13,42 | 0,50 | 1,19 | 0,11 | 4,61 | 0,60 | 2,03 | 20,60 |
| изо-С4 | 0,56 | 5,55 | 3,68 | 0,14 | 2,16 | 0,20 | 2,57 | 0,34 | 0,58 | 5,89 |
| н-С4 | 0,67 | 6,73 | 4,18 | 0,16 | 5,07 | 0,48 | 4,78 | 0,64 | 0,73 | 7,37 |
| изо-С5 | 0,25 | 2,48 | 1,31 | 0,05 | 6,59 | 0,64 | 5,06 | 0,69 | 0,31 | 3,17 |
| н-С5 | 0,20 | 2,03 | 0,88 | 0,03 | 7,75 | 0,75 | 5,77 | 0,79 | 0,28 | 2,81 |
| С6 | 0,20 | 1,98 | 0,62 | 0,02 | 15,08 | 1,44 | 10,98 | 1,47 | 0,34 | 3,44 |
| С7+ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 62,11 | 5,60 | 44,79 | 5,60 | 0,55 | 5,60 |
| Азот | 3,00 | 29,95 | 0,47 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,13 | 0,02 | 2,96 | 29,97 |
| СО2 | 0,70 | 6,98 | 1,19 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,34 | 0,04 | 0,69 | 7,02 |
| Всего | 100,00 | 1000,00 | 100,00 | 3,65 | 100,00 | 9,24 | 100,00 | 12,89 | 100,00 | 1012,89 |
| Молярная доля газа сепарации в пластовом газе | | | | | | | 0,987276 | | | |
| Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе | | | | | | | 0,985174 | | | |
| Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе | | | | | | | 1,002139 | | | |

Приложение Г
(информационное)
Пласт Б-10 МГКМ

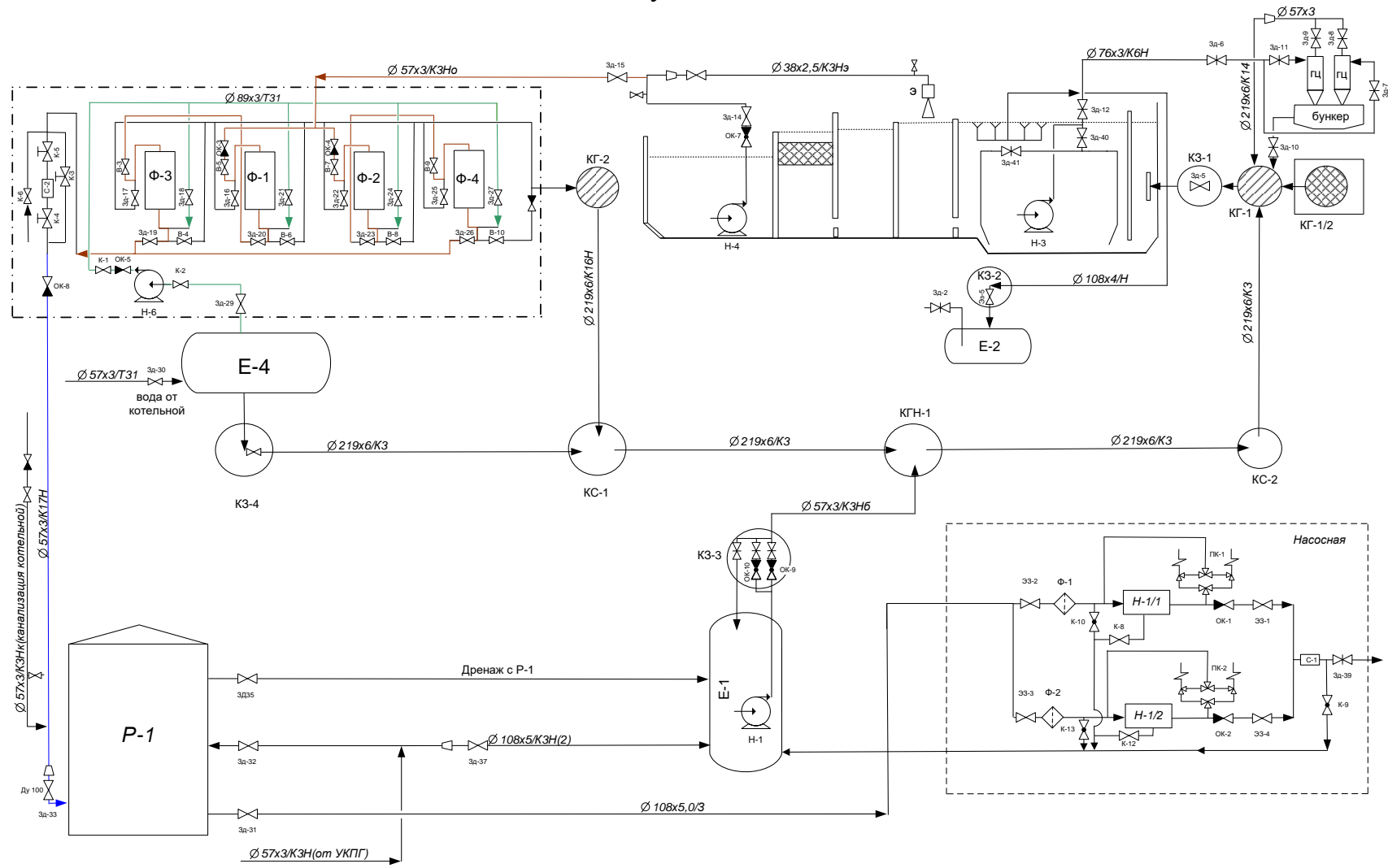
| Компоненты | газ сепарации | | газ дегазации | | Стабильный конденсат | | Состав сырого конденсата | | Состав пластового газа | |
|---|---------------|---------|---------------|--------|----------------------|--------|--------------------------|--------|------------------------|---------|
| | мол.% | г/моль | мол.% | г/моль | мол.% | г/моль | мол.% | г/моль | мол.% | г/моль |
| С1 | 88,13 | 881,33 | 54,82 | 3,99 | 0,00 | 0,00 | 22,67 | 3,99 | 87,00 | 885,32 |
| С2 | 3,43 | 34,33 | 12,16 | 0,89 | 0,01 | 0,00 | 5,05 | 0,89 | 3,46 | 35,22 |
| С3 | 2,49 | 24,93 | 17,89 | 1,31 | 1,39 | 0,14 | 8,24 | 1,45 | 2,59 | 26,38 |
| изо-С4 | 0,73 | 7,27 | 5,62 | 0,41 | 2,83 | 0,29 | 3,99 | 0,70 | 0,78 | 7,97 |
| н-С4 | 0,81 | 8,10 | 5,85 | 0,43 | 5,85 | 0,60 | 5,85 | 1,03 | 0,90 | 9,13 |
| изо-С5 | 0,29 | 2,93 | 1,73 | 0,13 | 7,02 | 0,72 | 4,83 | 0,85 | 0,37 | 3,78 |
| н-С5 | 0,23 | 2,33 | 1,00 | 0,07 | 8,03 | 0,83 | 5,12 | 0,90 | 0,32 | 3,23 |
| С6 | 0,23 | 2,30 | 0,45 | 0,03 | 16,49 | 1,70 | 9,85 | 1,73 | 0,40 | 4,03 |
| С7 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 58,38 | 6,01 | 34,21 | 6,01 | 0,59 | 6,01 |
| Азот | 3,65 | 36,47 | 0,46 | 0,03 | 0,00 | 0,00 | 0,19 | 0,03 | 3,59 | 36,50 |
| СО2 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Всего | 100,00 | 1000,00 | 100,00 | 7,29 | 100,00 | 10,29 | 100,00 | 17,58 | 100,00 | 1017,58 |
| Молярная доля газа сепарации в пластовом газе | | | | | | | 0,982724 | | | |
| Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе | | | | | | | 0,983237 | | | |
| Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе | | | | | | | 0,999479 | | | |

Приложение Д
(информационное)
Состав газа СВГКМ

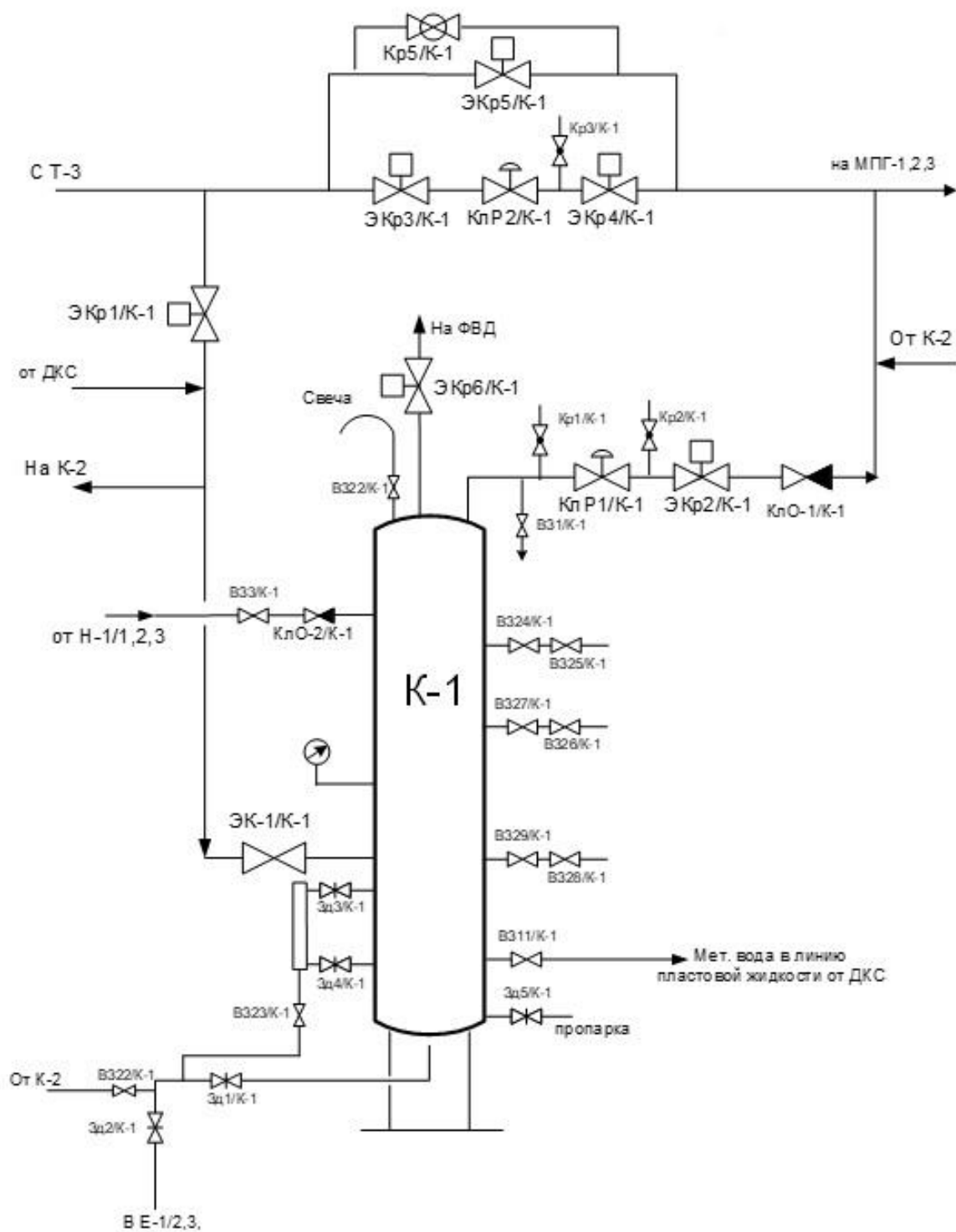
| Компоненты | газ сепарации | | газ дегазации | | Стабильный конденсат | | Состав сырого конденсата | | Состав пластового газа | | |
|---|---------------|---------|---------------|--------|----------------------|--------|--------------------------|--------|------------------------|---------|--|
| | мол. % | г/моль | мол. % | г/моль | мол. % | г/моль | мол. % | г/моль | мол. % | г/моль | |
| С1 | 84,04 | 840,38 | 41,76 | 7,37 | 0,04 | 0,01 | 18,40 | 7,38 | 81,56 | 847,75 | |
| С2 | 4,96 | 49,58 | 14,71 | 2,56 | 0,03 | 0,01 | 6,45 | 2,57 | 5,02 | 52,14 | |
| С3 | 3,65 | 36,50 | 24,01 | 4,20 | 0,59 | 0,13 | 10,85 | 4,34 | 3,93 | 40,84 | |
| изо-С4 | 1,05 | 10,53 | 7,75 | 1,36 | 1,72 | 0,38 | 4,37 | 1,74 | 1,18 | 12,26 | |
| н-С4 | 1,12 | 11,23 | 7,43 | 1,32 | 4,15 | 0,91 | 5,62 | 2,23 | 1,29 | 13,45 | |
| изо-С5 | 0,38 | 3,83 | 1,95 | 0,35 | 6,72 | 1,45 | 4,69 | 1,80 | 0,54 | 5,63 | |
| н-С5 | 0,27 | 2,68 | 0,93 | 0,17 | 6,82 | 1,49 | 4,27 | 1,66 | 0,42 | 4,34 | |
| С6 | 0,20 | 2,00 | 0,42 | 0,09 | 13,74 | 2,98 | 7,92 | 3,07 | 0,49 | 5,07 | |
| С7+ | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 66,19 | 14,49 | 36,96 | 14,49 | 1,39 | 14,49 | |
| Азот | 3,62 | 36,23 | 0,21 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,04 | 3,49 | 36,27 | |
| СО2 | 0,71 | 7,08 | 0,83 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,36 | 0,14 | 0,69 | 7,22 | |
| Всего | 100,00 | 1000,00 | 100,00 | 17,60 | 100,00 | 21,85 | 100,00 | 39,46 | 100,00 | 1039,46 | |
| Молярная доля газа сепарации в пластовом газе | | | | | | | 0,962042 | | | | |
| Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе | | | | | | | 0,971605 | | | | |
| Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе | | | | | | | 0,990167 | | | | |

Приложение Ж (информационное)

Технологическая схема узла заправки очищенных стоков



Приложение Е
(информационное)
Схема колонны отдувки метанола



Приложение 3
(справочное)

**Prevention Of Hydrate Formation For Gas Processing Plant Of Myldzhino's
Gas Condensate Field Located In Tomsk District**

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|-------------|----------------|-------------|
| 2БМ6Г | Акопов А.Д. | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент | Шишмина Л.В. | к.х.н. | | |

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент | Швагрукова Е.В. | к.фил.н. | | |

CHAPTER 1: Clathrate Hydrates

1.1 Introduction to Clathrate Hydrates

According to IUPAC, "clathrates" are defined as "inclusion compounds in which the guest molecule is in a cage formed by the host molecule or by a lattice of host molecules". When the host lattice is made up of water molecules, they are referred to as clathrate hydrates, and in the special case when the guest molecule is a gas under normal atmospheric conditions, they are commonly called gas hydrates. Gas hydrate was first discovered by Sir Humphry Davy in 1810, when he discovered that a mixture of chlorine and water solidified well above the ice melting point. Since his discovery, various clathrate hydrates have been studied. Early studies on clathrate hydrates focused on identifying the guest molecules that form hydrate and the conditions under which they occur. The first phase diagram of gas hydrate was presented by Roozeboom in 1884 [35]. Clathrate hydrates (CHs) can be formed when hydrophobic guest molecules and host (water) molecules come into contact at low temperature and high pressure. Due to their strong hydrogen bonding interactions with water lattice, the hydrophilic molecules often hardly form simple and stable CHs on their own. However, a hydrophilic molecule may be captured in a double hydrate system if it is put into the water lattice with the help of hydrophobic guest molecules. Since both water-miscible and water-immiscible guests can form hydrates, the stability of CH structure is determined by the balance between hydrophilic and hydrophobic guest-host interactions. In clathrates, the whole water molecule network is linked by hydrogen bonding to form the "building blocks" of cavities to encage guest molecules (Figure 1). The common CHs are categorized into three major types of crystal structure, cubic structure (CS) I, cubic structure (CS) II, and hexagonal (H) structure. The clathrate hydrate structure is often recognized by the 2 connection of the cavities. In the CS-I structure, the 5^{12} building blocks are linked together through their vertices. It has two small dodecahedral (5^{12}) cages and six large tetrakaidecahedral ($5^{12} 6^2$) cages with a total of 46 water molecules in a unit cell. The small guest molecules with diameter between 0.4 and 0.55 nm can fit in small (5^{12}) cages, such as methane and hydrogen sulfide. The CS-II structure is formed when the building blocks are joined to others

through face sharing, and it has sixteen dodecahedral (5^{12}) cages and eight large hexakaidecahedral ($5^{12}6^4$) cages with a total of 136 water molecules in a unit cell.¹¹ This structure generally contains larger guest molecules with diameters ranging from 0.6-0.7 nm, such as propane and tetrahydrofuran that only fit into the large $5^{12}6^4$ cages.^{12,13} Guest molecules with diameter less than 0.4 nm such as oxygen, nitrogen, and the noble gases, tend to favor the structure H hydrates due to the large fraction of small 5^{12} cages. However, the larger guest molecules with diameters between 0.8 and 0.9 nm, such as adamantane and 2, 2- dimethylpentane, can still fit into structure H when they are accompanied by small guest molecules to form double hydrate system [36].

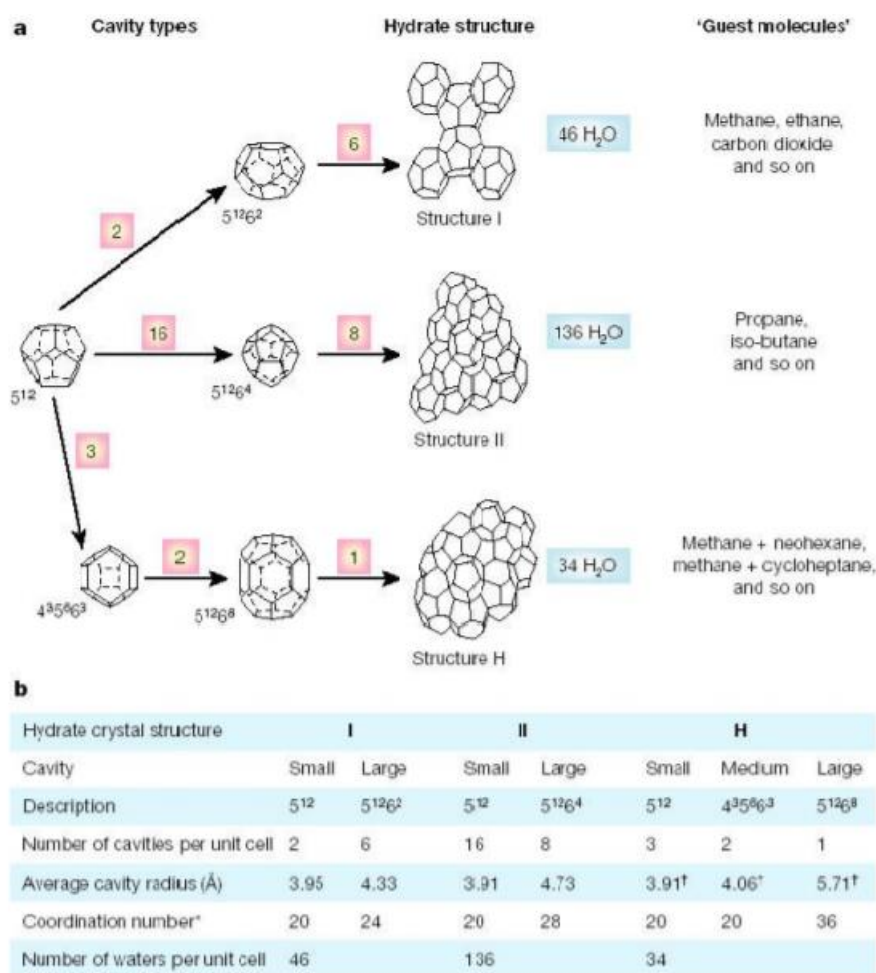


Figure 1. The properties of three common clathrate hydrate structures

1.2 Historical Perspective of Gas Hydrates in the Oil Industry

The ability to trap natural gases makes CH a good potential energy source. Colossal deposit of natural gas clathrate hydrates is found in the deep ocean and permafrost. Following the discovery of the first natural gas hydrate deposit in Russia in 1960s, kinetic study of gas hydrate formation has attracted great attention. Understanding the kinetic and thermodynamic properties of CHs is the key for their economical use as a potential energy source, gas storage systems, and the transportation of fuels through pipelines. Methane is one of the most common clean energy sources, and most of its hydrate form occurs naturally in permafrost regions and deep ocean continental margins. The inventory of methane hydrate is estimated to be twice the amount of all other fossil fuels combined. For example, Figure 2 (a) shows the currently known inventory of methane hydrate in permafrost regions and through deep sea deposits near the coasts all over the world. Although the equilibrium thermodynamic and structural properties of gas hydrates have been well characterized over the years, the fundamental understanding of the mechanisms of gas hydrate formation, decomposition and inhibition is still quite unclear. It becomes even more critical for the development and improvement of technologies for the potential extraction of substantial quantities of methane from these deposits offers an attractive solution to addressing the energy needs for the future [37].

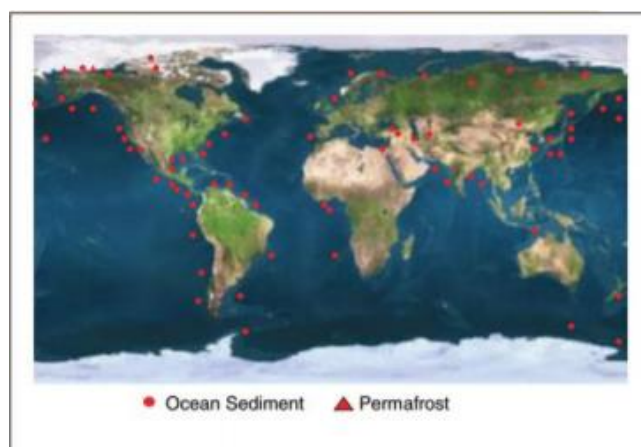


Figure 2 (a). Global distribution of confirmed or inferred gas hydrate sites, 1997 (courtesy of James Booth, U.S. Geological Survey). Gas hydrate is probably present in essentially all continental margins

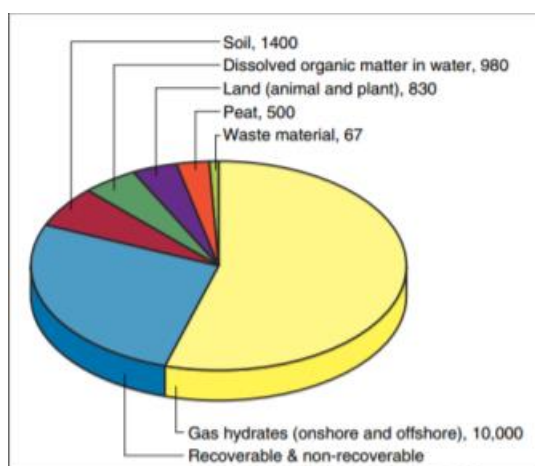


Figure 2 (b). Distribution of organic carbon in Earth's crust in gigatonnes

However, the spontaneous formation of gas hydrates can potentially block pipelines which may lead to costly flow assurance failures in the oil industry. The earliest study dealing with the risk can be traced back to mid-1930s, when it was found that natural gas hydrates were blocking gas transmission lines frequently at temperatures above the ice point. This discovery essentially initiated intense research programs by the oil and gas industry over the next century for the purpose of preventing and regulating the formation of gas hydrates in transmission pipelines. In oil industry, gas hydrates are known to be the primary flow assurance issue in deep-water drilling. Undesired water in oil and gas wells combines with hydrocarbons that are in the hydrate guest size range, to form hydrates especially under low temperature and high-pressure conditions. Eventually hydrates plug the transmission lines which leads to costly and possibly dangerous production stoppage. Sometimes it takes months to remove the hydrate plug. Gas pipeline blockage from gas hydrates is still an important industrial problem that leads to safety hazards for personnel and production equipment, and substantial economic risks. In order to prevent the costly blockages, finding a way to maintain the delivery system outside the hydrate stability range is an urgent need. Therefore, understanding of the hydrate formation mechanisms is the indispensable step to help the industries find the solution to prevent hydrate formation [38].

1.3 Hydrate Formation Inhibitors

In the current petroleum and gas industries, the technology employed to prevent of gas hydrate formation in pipelines consists of the introduction of inhibitors. Two major types of inhibitors are widely applied for CH suppression, a large concentration of thermodynamic hydrate inhibitors (THIs), such as alcohols and glycols, and a low dosage of kinetic hydrate inhibitors (KHIs), such as PVP and PVCap. The kinetic hydrate inhibitors (KHIs) are used at low concentration from 0.1 to 1.0 wt%. The KHIs act primarily as gas hydrate anti-nucleators ⁷ and they delay the hydrate formation to longer times than the residence time of the gas within the hydrate-prone section of pipeline. [35] These low dosage inhibitors can offer significant economic and environmental advantages compared to the traditional thermodynamic inhibitors. However, some studies have shown that KHIs may accelerate the hydrate growth, commonly referred to "catastrophic growth". This phenomenon is facilitated by the capillary movement of water molecules across the formed hydrate layer to the water/gas interface which essentially enhances further growth after the initiation. For thermodynamic hydrate inhibitors (THIs), the inhibition effect is due to the shift of the phase boundary of hydrate formation to lower temperature and/or higher pressures by adding a sufficient amount of chemicals [37]. Among all inhibitors, methanol has been extensively used because it is assumed that methanol does not participate in the formation of CHs.¹⁹ However, the methanol inhibits CH formation only when the concentration is large, up to 40% by volume. Therefore, when the drilling and production occur in the deep ocean under severe temperature and pressure conditions, the amount of inhibitor required is huge. For example, in a small gas reservoir, there is approximately 3.155×10^4 kilogram of water content in the gas flow per day. For each kg of water, it requires 0.65kg of methanol to prevent the hydrate formation, which means the usage of 2.4×10^4 L methanol per day. With the methanol cost of \$0.56/L, a yearly cost to prevent hydrate formation is around \$5 million for a small field, which is definitely not a trivial amount [36].

1.4 Catalytic Effects from Methanol

Although methanol has been widely employed as an inhibitor, recent studies have shown some interesting results in which methanol can participate in the formation

of CHs. For example, the strong guest-host interactions from hydrogen bonding interfere with the hydrophobic necessity of CH formation. Also, unlike larger alcohols, the hydrophobic region of methanol is relatively too small to stabilize the formation of CHs. Therefore, methanol should not form CHs on its own. However, some researchers have shown that methanol can form CHs with water, or form double hydrates with other small hydrophobic molecules or form hydrates with a modified lattice framework. An FT-IR study showed that a simple methanol clathrate is not thermodynamically stable but it can be included in the small cages of the CS-I and CS-II double hydrates of ethylene oxide and THF, respectively. Blake et al. experimentally observed the formation of CS-II methanol CHs from annealing of amorphous mixtures of water and methanol at high concentrations. During the formation, the presence of crystalline CHs and the segregation of methanol to form amorphous boundaries were captured by electron diffraction. Shin and Ripmeester used X-ray diffraction and NMR to show how a methanol molecule is incorporated into the small cages of CS-II THF CH. In the host lattice, an oxygen atom from water is replaced by methanol and leaves the methyl group sitting toward the center of the cage. They also found that the amount of methanol incorporated into the host lattice depends on the preparation methods. A large quantity of methanol (49 %) was included during the rapid freezing formation process in which the THF/H₂O/CH₃OH solution was quenched by liquid nitrogen. And only 4.4% of methanol was incorporated in the slow grown single crystal. In the ammonium fluoride modified lattice, methanol was reported to be a sole guest with 100% cage occupancies for CS-I large cages and 73% for CS-I small cages.³⁸ Since the ammonium and fluoride ions replace two adjacent waters in the host lattice, the strong interactions between methanol and the ammonium and/or fluoride ions were speculated to account for the stability of the methanol CH.³⁸ The role of methanol as a catalyst in CH formation has been intensely discussed as well. Recently, Ripmeester's group has presented the catalytic effect of low methanol concentrations on the formation of CS-I methane CHs from frozen water-methanol mixtures. Based on the assumption that methanol solution coated on the ice surface during formation, their molecular simulations showed that Bjerrum defects were created in the host lattice

frame due to the strong interactions between methanol and water molecules on the ice surface, which eventually facilitated the catalytic effect. This result is also supported by another in situ study from Devlin.³⁵ They adopted an all-vapor aerosol approach in low temperature and pressure range. Under these conditions, 100% conversion of methanol-carbon dioxide and methanolacetylene double hydrates was achieved by the addition of methanol vapor in less than one second. Since the time scale of CH formation was extremely quick in this study, the increased formation rate was assumed to be mostly controlled by the induction and stabilization of defects that enhance molecular transport through empty cages. These contradicting studies suggest that the behavior of methanol in CH formation is quite interesting and not well understood. It has left many open questions and attracted researchers to explore the microscopic mechanisms through which methanol influences CH formation or inhibition. In the following chapters, kinetics of propane hydrate and fluoromethane hydrate formation with methanol doped ice will be investigated and discussed in greater details [39].

CHAPTER 2: Kinetics of Propane Hydrate Formation with Methanol Doped Ice

The motivation for this project is to investigate the catalytic effect of ultra-low concentration methanol on CH formation from frozen methanol-water mixtures. Propane gas was chosen as the guest because of its propensity to form CH under moderate conditions and because its formation kinetics have been substantially investigated by the current techniques in various hydrate forms. Rivera et al. found that in the early stages of propane CH formation, the formation rates have a negative correlation with temperature, yielding a negative activation energy. As with propane hydrate formation, difluoromethane hydrate formation also has a strong negative temperature dependence characteristics of a negative activation energy and the formation rate and the yield is dependent on the gas flow rate. Propane has also been employed as a co-guest to study the role of methanol as a guest in CS-II CH. An NMR study showed the methyl portion of methanol resided in the small cage while the hydroxyl portion was incorporated in the water lattice, distorting the adjacent large cages containing propane. Besides its interesting molecular dynamic properties, propane is one of the major constituents of the natural gas clathrates and common

structures found in oil and gas pipelines. Thus, the kinetic study of iceto-hydrate formation of propane is significant in terms of understanding the reaction mechanism when methanol participates in the formation as a catalyst or inhibitor. For practical purposes, this might be useful to prevent the formation of clathrate blockages in low temperature environment in oil industry [40].

2.1 Shrinking Core Model

With these interesting studies from the literature, the role of methanol in CHs formation has attracted many researchers and also opened up many fascinating questions. The limited knowledge of hydrate formation and decomposition can create many issues including irreproducibility and slow production methods. The main challenges in the field are the formation kinetics and the complexity of the dynamics between gas molecules and liquid water during the formation process. Several kinetic models have been developed to describe a simpler case of CH formation in which ice particles are exposed to gas molecules at appropriate pressure and temperature.^{4,44} The "shrinking core model" has been extensively studied and used to describe the formation kinetics of clathrate hydrates. This model was first proposed as two stages by Jander in 1927 for the formation of methane and carbon dioxide CHs.⁴⁵ Then it was further developed and expanded by adding a third stage that accounted for the existence of pores on the gas hydrate shell by Staykova et al. in 2003.⁴⁶ The model consists of three stages: The first stage (Stage I) is the initiation of gas hydrate shell formation surrounding the surface of the ice particle. The second stage (Stage II) is the mass transfer process, in which ice and/or gas enter through the hydrate shell pores to grow more CHs. The third stage (Stage III) describes how ice and/or water diffuse through the hydrate layer when the ice surface is entirely covered. It is important to note that the definition of the three reaction stages is purely empirical, rather than microscopic.

2.2 Results and Discussion

In this study, the growth kinetics of propane CH with methanol is described on the basis of the three-stage shrinking core model in which the water-methanol mixture particles are exposed to the propane gas. In this experiment, propane gas passes through a needle valve into the ice particles at 253K in the reaction cell. Initially the cell

pressure rises as gas fills up the reaction vessel. Then a pressure drop in the reaction cell is observed even though the gas is continuously added to the cell. This is because at this stage the enclathration of the gas molecules is initiated,¹² and the gas is consumed by the ice faster than the needle valve introduces new gas into the system. Figure 3 (a) shows a pressure versus time profile and the top dark blue curve is a reference run for which the reaction cell contains 10mL of fine sand rather than ice. Since no CH is formed, the pressure of the reference run rises monotonically until it reaches the regulator pressure of 0.17 MPa as expected. The propane gas flow rate can be determined from the slope of the curve. The second red curve is the experimental run with pure ice. A monotonic increase in pressure stops at a threshold 0.15 MPa where the reaction takes place and a small pressure decrease is observed afterwards due to the full usage of maximum available nucleation sites in which the gas uptake rate of the ice particles is greater than the flow rate of the gas into the reaction cell. This fast CH formation period is referred to Stage I, in analogy to the shrinking core model. The other four curves in Figure 3 (a) are the data obtained from the experimental runs of various methanol concentrations ranging from 0.016 to 1 wt% in frozen water-methanol mixtures. At the lowest concentration 0.016% sample, which is less than one part per ten thousand mole ratio, the initiation pressure drops from 0.15 MPa to 0.13 MPa compared to the pure ice sample. For the highest methanol concentration at 1%, the initiation pressure drops to 0.089 MPa. The initiation pressures of other two intermediate methanol concentrations are slightly higher than the 1% sample. Numerical data for the initiation pressure and other kinetic data are reported in Table 1. From the results we obtained, the variation in the number of nucleation sites for the 1%, 0.25%, and 0.063% concentrations is not significant. However, for the lowest concentration sample 0.016%, the reaction occurs at a noticeably higher pressure approaching that of the pure ice sample. But it is clear that the reactions with methanol doping occur at much lower pressures than pure ice, contrary to the inhibition effect of methanol as a thermodynamic inhibitor for CH suppression.¹³ Thereafter, the reaction rate reaches an equilibrium with the gas flow rate after the initial pressure drop of Stage I and the pressure remains constant for about an hour. In this reaction regime, most

surface ice particles have been converted into CH, but there are some particles that still rapidly react with the gas. This reaction stage is referred to Stage II. For the 1% methanol sample, the Stage II pressure is 0.08 MPa, only slightly higher than the propane hydrate vapor pressure. At the lowest concentration (0.016%), the minimum of the Stage II pressure drops from 0.13 MPa to 0.11 MPa, compared to the pure ice sample. Similarly, the Stage II pressures of the two intermediate methanol concentrations are only slightly higher than that of the 1% sample. From Figure 3 (a), it is hard to distinguish the differences in duration of Stage II, especially for the 0.063%, 0.25%, and 1% samples. It indicates that the hydrate coverage on the surface is very similar for these concentrations so the Stage II duration is almost independent of methanol concentration. It is also important to note that the duration of Stage II in this study is considerably shorter compared to the previous kinetic study of propane CH.⁴¹ For example, in this study Stage II of the reaction for the pure ice sample lasts for about 1.5 hours while the Stage II of the reaction for previous propane study is more than 8 hours at similar temperature and particle size. The gas flow in this study is set at much higher rate than the previous propane study and the effect of gas flow rate on the growth kinetics has been discussed in a paper describing the kinetics of difluoromethane CH by our group. In the study, the experiment demonstrates that a faster initial reaction rate is caused by a fast flow rate, but the reaction stalls sooner than a slower flow rate experiment. The hypothesis is that the faster flow rates may form a more uniform clathrate shell which obstructs the further contact and reactions of gas molecules and fresh ice. The use of the high flow rate could be the reason for the significantly short duration of Stage II in this current experiment compared to the previous study by Rivera et al [41]. As more ice particles are covered by hydrate shell, the gas molecules and ice particles hardly have a chance to approach each other to facilitate the reactions. A slow diffusion of the propane and/or water molecules through the hydrate shell pores dominates this reaction regime, which is referred to as the Stage III regime. A cell pressure increase is observed from all four curves in Figure 3 (a) due to the decrease in the reaction rate. In our experiments, we seldom waited for the completion of Stage III because the diffusion process is extremely slow. Therefore, the

labeling of Stages I, II, and III is in analogy with the shrinking core model as they were defined empirically rather than microscopically.

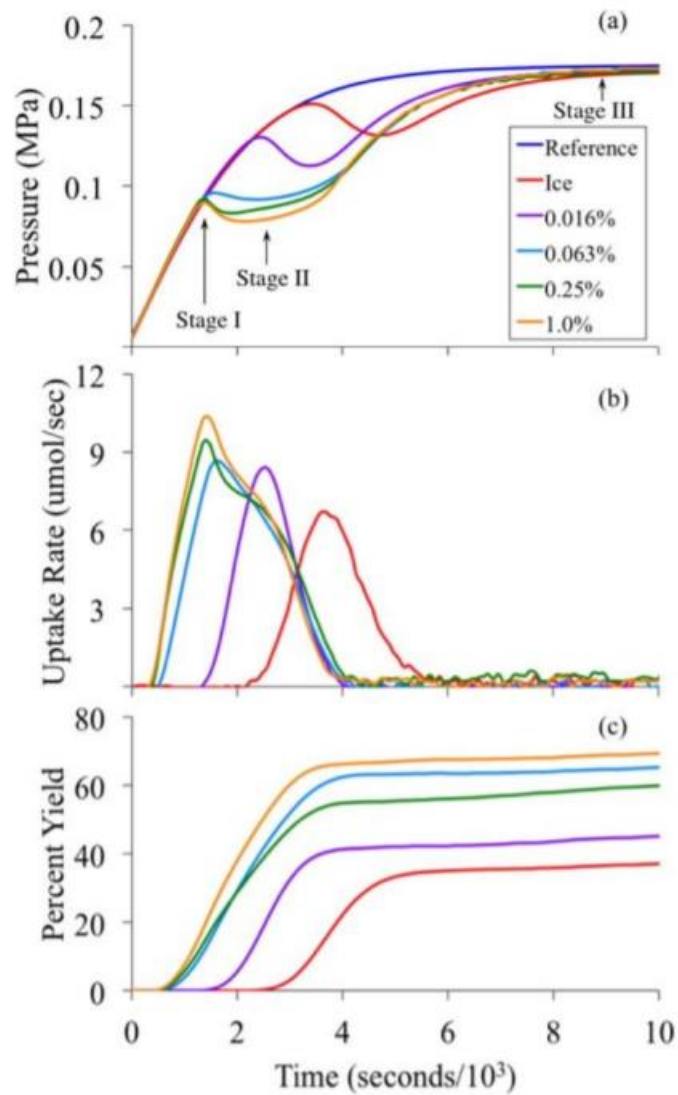


Figure 3: (a) Pressure versus time profile of a reference run, a pure ice sample, and 4 experimental runs of methanol doped ice concentrations at 253K. (b) Uptake rate versus time. (c) Percent yield profile