

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы

Оценка эффективности рециркуляционной технологии использования метанола при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации

УДК 622.279.8:665.622.2:661.721

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2БМ83 | Резван Вячеслав Викторович | | |

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Романюк Вера Борисовна | к.э.н., доцент | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | - | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Профессор | Зятиков Павел Николаевич | д.т.н | | |

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) |
|--|--|
| <i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i> | |
| 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 технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды |
| <i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i> | |
| 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 науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|-------------------------------|
| 2БМ83 | Резвану Вячеславу Викторовичу |

Тема работы:

| | |
|---|------------------------|
| Оценка эффективности рециркуляционной технологии использования метанола при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации | |
| Утверждена приказом директора | 59–114/с от 28.02.2020 |

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2020 |
|--|------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---------------------------------|--|
| Исходные данные к работе | Технологическая информация по Мыльджинскому месторождению, включающая: отчеты и графические материалы геолого-технического отдела, характеристики разрабатываемых пластов. Технологический регламент участка комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения. Фондовая и периодическая литература. |
|---------------------------------|--|

| | |
|---|---|
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | <ol style="list-style-type: none"> 1. Гидраты природных газов; 2. Развитие рециркуляционных технологий использования ингибитора гидратообразования; 3. Постановка задачи исследования 4. Характеристика объекта исследования; 5. Анализ эффективности вариантов рециркуляционной технологии использования метанола на примере УКПГ Мыльджинского месторождения; 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 7. Социальная ответственность. |
| Перечень графического материала | <ol style="list-style-type: none"> 1. Актуальность, цель, задачи работы; 2. Принципиальная схема и модель действующей схемы УКПГ МГКМ; 3. Составы газа месторождений МГКМ и КНГКМ; 4. Модель технологической схемы по технологии «Оптимет»; 5. Модернизированная рециркуляционная технология; 6. Сравнение схем подготовки газа; 7. Сокращение расхода метанола; 8. Материальный баланс по метанолу; 9. Параметры работы установки ректификации метанола; 10. Предлагаемые изменения в конструкции десорбера; 11. Состав и свойства осушенного газа; 12. Состав и свойства нестабильного конденсата; 13. Заключение. |

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

| Раздел | Консультант |
|--|-------------------------|
| Финансовый менеджмент | Романюк В.Б. |
| Социальная ответственность | Черемискина М.С. |
| Раздел, выполняемый на иностранном языке | Миронова В.Е. |

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Развитие рециркуляционных технологий использования ингибитора гидратообразования

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 02.03.2020 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Шишмина Людмила Всеволодовна | к.х.н. | | 02.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------------|
| 2БМ83 | Резван Вячеслав Викторович | | 02.03.2020 |

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

Студенту:

| | |
|---------------|-------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2БМ83 | Резвану Вячеславу Викторовичу |

| | | | |
|---------------------|--------------|------------------|-------------------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение | ОНД |
| Уровень образования | Магистратура | Направление | 21.04.01 Нефтегазовое дело |

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

| | |
|---|---|
| <i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | <i>Капитальные вложения на покупку оборудования и на зарплату монтажной бригады.</i> |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | <i>Стоимость ежегодного обслуживания.</i> |
| <i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | <i>Страховые взносы – 30%, дополнительная заработная плата – 15%, ставка дисконтирования – 12%.</i> |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| <i>1. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i> | <i>Расчет эффективности и окупаемости капиталовложений.</i> |
|--|---|

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 03.03.2020 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент | Романюк В.Б. | к.э.н., доцент | | 03.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|----------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2БМ83 | Резван Вячеслав Викторович | | 03.03.2020 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|-------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2БМ83 | Резвану Вячеславу Викторовичу |

| | | | |
|---------------------|--------------|------------------|-------------------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение | ОНД |
| Уровень образования | Магистратура | Направление | 21.04.01 Нефтегазовое дело |

Тема ВКР:

| | |
|---|---|
| Оценка эффективности рециркуляционной технологии использования метанола при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объект исследования: установка комплексной подготовки газа. Область применения: подготовка природного газа. |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве работ повышенной опасности); – Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ (ред. от 05.02.2018). |
| 2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия | <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибраций; – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; – пожаровзрывоопасность; – наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением; – электрический ток. |
| 3. Экологическая безопасность: | <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы вредных веществ); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы сточных вод и ВМР); – анализ воздействия объекта на литосферу. |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера - прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов; – выбор наиболее типичной ЧС: - пропуск газа во фланцевых |

| | |
|--|--|
| | соединениях из-за превышения давления. |
|--|--|

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 03.03.2020 |
|--|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | - | | 03.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------------|
| 2БМ83 | Резван Вячеслав Викторович | | 03.03.2020 |

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 106 с., 20 рис., 19 табл., 22 источника, 1 прил.

Ключевые слова: газ, низкотемпературная сепарация, углеводороды, гидраты, метанол, расход, конденсат, вода, десорбер, разделитель, точка росы.

Объектом исследования является технология подготовки газа на Мыльджинском газоконденсатном месторождении.

Цель данной работы – повышение эффективности использования метанола при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации.

В процессе исследования изучен процесс гидратообразования, применение метанола в качестве основного ингибитора, развитие рециркуляционных технологий использования метанола, технологический процесс подготовки газа на УКПГ Мыльджинского месторождения. С помощью моделирования в среде программы UniSim Design проведено исследование вариантов реализации рециркуляционной технологии использования метанола на УКПГ Мыльджинского месторождения. Рассчитан экономический эффект от предлагаемых изменений технологического процесса.

В результате исследования выявлено, что предлагаемый вариант рециркуляционной технологии позволяет сократить расход метанола на 110–140 кг/ч (40–45 %) за счет уменьшения уноса метанола с нестабильным конденсатом. Для доведения состава отделенной воды до экологических норм по содержанию метанола, потребовалось ввести в состав установки подготовки ректификационную колонну. Это позволяет вернуть в технологический процесс еще 85–120 кг/ч метанола, и безопасно утилизировать воду закачкой в поглощающий пласт.

Рассчитанный дисконтированный доход составляет 36515074,84 рублей.

Степень внедрения: работа имеет поисковый характер.

Список использованных сокращений

ДЭГ – диэтиленгликоль

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ГКМ – газоконденсатное месторождение

НТС – низкотемпературная сепарация

ВМР – водометанольный раствор

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

СИЗ – средство индивидуальной защиты

ДКС – дожимная компрессорная станция

ГКП – газоконденсатный промысел

ПНГ – попутный нефтяной газ

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ПДК – предельно допустимая концентрация

Оглавление

| | |
|---|----|
| Введение..... | 13 |
| 1 Гидраты природных газов..... | 15 |
| 1.1 Процесс гидратообразования..... | 17 |
| 1.1.1 Образование гидратов из однокомпонентных газов | 17 |
| 1.2 Применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования . | 22 |
| 2 Развитие рециркуляционных технологий использования ингибитора гидратообразования | 26 |
| 2.1 Технология ингибирования без регенерации..... | 26 |
| 2.2 Подача раствора ингибитора на предыдущую ступень сепарации ... | 27 |
| 2.3 Применение десорбера | 29 |
| 2.4 Технология двухступенчатой регенерации «Оптимет»..... | 31 |
| 2.5 Рециркуляционные технологии на ачимовских УКПГ Уренгойского НГКМ | 34 |
| 3 Постановка задачи исследования | 38 |
| 4 Характеристика объекта исследования | 39 |
| 4.1 Характеристика коллекторов продуктивных пластов | 40 |
| 4.2 Сведения о запасах углеводородного сырья | 42 |
| 4.3 Текущее состояние разработки | 43 |
| 4.4 Технология комплексной подготовки газа на Мыльджинском газоконденсатном месторождении..... | 45 |
| 4.5 Моделирующая программа Unisim Design..... | 48 |
| 5 Анализ эффективности вариантов рециркуляционной технологии использования метанола на примере УКПГ Мыльджинского месторождения | 49 |
| 5.1 Влияние состава газа на расход ингибитора..... | 49 |

| | |
|---|----|
| 5.2 Исследование возможности применения технологии Оптимет | 51 |
| 5.3 Модернизация технологии рециркуляции метанола..... | 52 |
| 5.4 Обсуждение результатов | 61 |
| 6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 64 |
| 6.1 Затраты на покупку необходимого оборудования | 65 |
| 6.2 Затраты на обслуживание | 65 |
| 6.3 Затраты на оплату труда..... | 66 |
| 6.4 Расчет эффективности капиталовложений..... | 68 |
| 7. Социальная ответственность | 71 |
| 7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 71 |
| 7.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства..... | 71 |
| 7.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ... | 72 |
| 7.2 Производственная безопасность | 74 |
| 7.2.1 Анализ выявленных вредных факторов | 74 |
| 7.2.2 Анализ выявленных опасных факторов: | 79 |
| 7.3 Экологическая безопасность | 82 |
| 7.3.1. Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха | 82 |
| 7.3.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения | 83 |
| 7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 84 |
| Заключение | 88 |
| Список публикаций студента | 90 |
| Список использованных источников | 91 |

Введение

Гидраты природных газов являются самой распространенной проблемой при эксплуатации систем сбора, транспорта и подготовки природного газа. Образуюсь на стенках труб, запорно-регулирующей арматуре и в технологических аппаратах, гидраты тормозят и зачастую останавливают производственный процесс.

Значительную долю эксплуатационных затрат (до 20 %) на объектах отрасли составляют расходы, связанные с образованием газовых гидратов. Кроме того, из-за нерешенной проблемы предупреждения гидратообразования при низкотемпературной обработке газа фактическая температура процессов нередко превышает проектную, вследствие чего из газа недостаточно полно извлекаются жидкие углеводороды.

Существуют различные способы борьбы с гидратообразованием: осушка газа, работа в безгидратном режиме, введение ингибитора гидратообразования. Так, осушка газа на кустах скважин нецелесообразна, работа в безгидратном режиме зачастую невозможна, так как требует высоких температур и низких давлений, что делает невозможной технологию низкотемпературной сепарации. Поэтому основным методом борьбы с гидратообразованием является введение в поток газа ингибитора.

Самым распространенным ингибитором гидратообразования в настоящее время является метанол. Это обусловлено как его физико-химическими свойствами, так и низкой стоимостью по сравнению с другими ингибиторами.

Многие газовые и газоконденсатные месторождения в РФ находятся на стадии падающей добычи. При этом возрастает влагосодержание газа и снижается его температура. Это создает благоприятные условия для образования гидратов. Соответственно, возрастает расход метанола на ингибирование скважин, шлейфов и установок подготовки газа.

Актуальность работы заключается в том, что в связи с экономическим кризисом, сложностью поставок и растущей потребностью в метаноле возникает

необходимость в разработке новых схем его использования и регенерации в целях повышения экономической эффективности технологии подготовки природного газа.

Личный вклад магистранта заключается в сборе данных по технологии подготовки газа на Мыльджинском месторождении Томской области, построении моделирующих схем в среде программы UniSim Design, анализе полученных результатов и разработке рекомендаций.

Новизна работы состоит в предложении по модернизации технологической схемы УКПГ в целях снижения расхода метанола на Мыльджинском месторождении.

Практическая значимость работы в том, что при использовании предложенной схемы значительно сокращается расход метанола на ингибирование и экономятся средства предприятия.

1 Гидраты природных газов

Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед. Они состоят из молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды.

Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются давление, температура газа, его состав и насыщение парами воды.

Возможность образования гидратов увеличивается с повышением давления, понижением температуры и увеличением влагосодержания газа.

Наиболее часто закупорки газопровода происходят в зимний период в связи значительным охлаждением движущегося в трубопроводе газового потока. Образование гидратов может иметь место на всех газопроводах, за исключением транспортирующих газ с точкой росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры [9].

К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

- Недостаточно тщательные продувки газопровода перед пуском;
- Отсутствие конденсатосборников и продувочных патрубков в пониженных местах газопровода или нерегулярное удаление из них скапливающейся жидкости;
- Недостаточную очистку газа до подачи его в магистральный газопровод.

Для своевременного предупреждения гидратообразования необходимо знать места появления гидратов.

Эксплуатация промысловых газосборных сетей и магистральных газопроводов производится, как правило, в условиях турбулентного режима, когда жидкая вода, конденсирующая из газа и не отделенная в сепараторах, переносится газовым потоком в виде пленочной или мелкодисперсной

капельной жидкостью. Поэтому почти вся жидкая вода, выпадающая из газового потока в определенных условиях, может переходить в гидраты.

Для правильного определения места образования гидратов необходимо иметь следующие данные:

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

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

Если точка росы лежит выше равновесной кривой гидратообразования, то гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования. Если точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования, но выше минимума температурной кривой в газопроводе, гидраты образуются в точке росы. В условиях, когда точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования и ниже кривой изменения температуры в газопроводе, гидратообразование невозможно [7].

При возникновении условий гидратообразования гидратная пробка быстро нарастает на данном участке газопровода по мере поступления воды и гидратообразователя. При этом происходит выделение паров воды из газа, что снижает упругость паров воды на определенную величину и ускоряет процесс образования локальной гидратной пробки.

Условия образования и разложения гидратов природных газов неидентичны. Давление начала разложения гидратов значительно ниже давления начала образования гидратов при одной и той же температуре. Снижение равновесного давления разложения ниже давления образования гидратов

происходит в результате снижения давления паров воды над образующимися гидратами.

В настоящее время, как на стадии проектирования газопроводов, так и после их ввода в эксплуатацию решаются вопросы предотвращения и удаления гидратных пробок.

1.1 Процесс гидратообразования

Отечественными и зарубежными исследователями были изучены условия образования гидратов, их структура и разработаны меры борьбы с ними. Рентгенографическое исследование природы гидратов показало, что они образуют две основные структурные формы. Газовые гидраты имеют кристаллическую решетку, образуемую молекулами воды. Полости решетки поглощены углеводородами.

Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются давление, температура газа, его состав и насыщение парами воды.

Возможность образования гидратов увеличивается с повышением давления, понижением температуры и увеличением влагосодержания газа.

По экспериментальным данным, гидраты образуются с момента появления центров кристаллизации, которые обычно формируются на поверхностях раздела:

- при контакте вода – газ, вода – сжиженный газ, сжиженный газ – влажный газ;
- при конденсации воды из объема газа и на пузырьках газа при его барботировании через воду;
- при контакте вода – металл за счет сорбции газа, растворенного в воде.

1.1.1 Образование гидратов из однокомпонентных газов

Образование гидратов зависит от природы газа, температуры и давления, в которых находится система «газ-вода». На рисунке 1 представлены диаграммы

фазовых состояний системы, содержащей некоторые индивидуальные газы и воду (дистиллированную). На образование гидратов влияет наличие в воде примесей. Соли и спирты обычно понижают температуру гидратообразования, а от типа поверхностно-активных веществ (ПАВ) температура либо повышается, либо понижается.

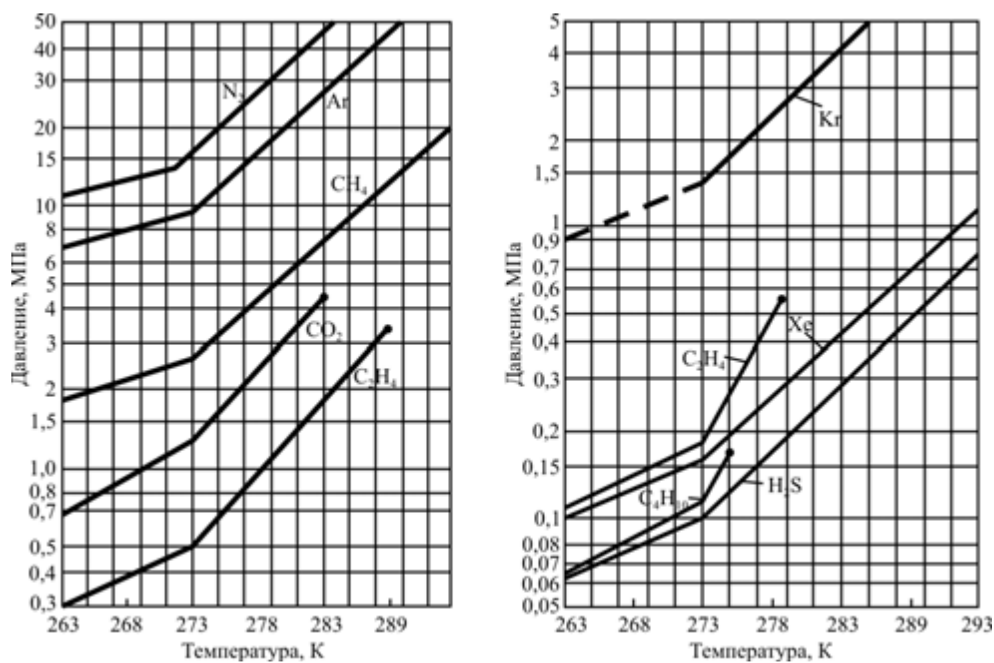


Рисунок 1 – Диаграммы фазовых состояний воды и гидратов - компонентов природных и нефтяных газов

Гидратообразующая система может находиться в состоянии: газ – жидкая вода (при $T > 273,15$ K), газ–лед (при $T \leq 273,15$ K) и кристаллическом – гидратном. В кристаллогидрате содержатся вода и газ, причем их количество зависит от молекулярной массы последнего. Например, в 1 м³ гидрата метана ($\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) ориентировочно содержится примерно 0,8 м³ воды и 160 нм³ газовой фазы.

Гидраты индивидуальных газов могут образовывать различные кристаллические решетки: кубические (КС), гексагональные (ГС), тетрагональные (ТС) и пр. Компоненты природных и нефтяных газов (метан, этан, пропан, изобутан, азот, сероводород, диоксид углерода, кислород, аргон, ксенон) образуют две структуры кристаллических решеток – КС-I и КС-II (рисунок 2).

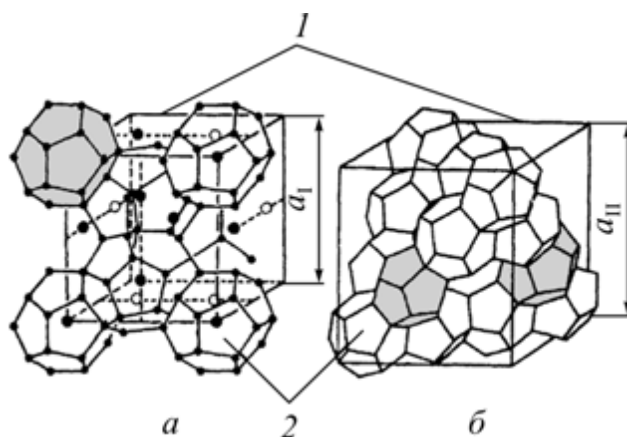


Рисунок 2 – Структуры элементарных ячеек кристаллических решеток гидратов: а – КС-I; б – КС-II; 1 – ячейка кристаллической решетки; 2 – гидратная полость; a_I , a_{II} – геометрический параметр ячеек кристаллических решеток структур КС-I и КС-II. Серым цветом выделены полости, каждая из которых занята молекулой воды. Каждая из бесцветных полостей содержит молекулу газа

Процесс гидратообразования происходит следующим образом. При соответствующих термобарических условиях гидратообразования в системе «газ – жидкая вода» вокруг отдельных молекул газа и паров воды, находящихся в равновесном состоянии с ее жидкой фазой, вначале формируются гидратные полости из льдоподобных ассоциатов молекул воды. Для примера на рисунке 3 представлены процессы формирования таких полостей вокруг молекул метана (а, б) и этана (в, г). В каждой полости заключена только одна молекула газа. Могут образовываться полости, внутри которых находится молекула водяного пара. Молекула, заключенная внутри полости, не может самопроизвольно ее покинуть. Такая ассоциация молекул является прочной структурой [9].

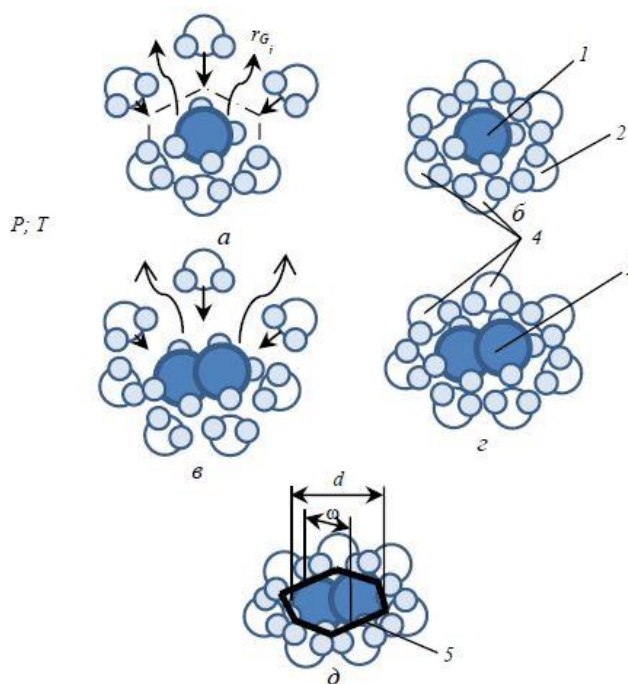


Рисунок 3 – Процессы формирования гидратных полостей из молекул метана (а, б) и этана (в, г): д – сформированная полость гидрата этана: 1 – молекула метана; 2 – молекула воды; 3 – молекула этана; 4 – льдоподобные ассоциаты молекул воды; 5 – «окно»; d – характерный размер молекулы; ω – характерный размер «окна» ($d > \omega$); P , T – давление и температура газовой системы; rG_i – энергия, выделяемая в процессе поглощения газа единичной полостью

При формировании каждой гидратной полости выделяется тепловая энергия, величина которой складывается из энергии перехода жидкой фазы воды в ее льдоподобные ассоциаты и теплоты поглощения газов и паров воды.

Тепловая энергия перехода равняется теплоте льдообразования, прямо пропорциональной числу молекул воды, приходящихся на одну молекулу газа (или водяного пара). Тепловая энергия поглощения молекул численно равняется энергии их адсорбции. В системе «газ–лед» образование гидратной полости происходит одновременно с поглощением молекулы газа, с трансформацией первоначальной твердой фазы воды (льда) в ее льдоподобный ассоциат. В зависимости от природы газа (молекулярной массы) процесс трансформации может быть экзотермическим и эндотермическим. Поглощение молекул –

процесс экзотермический, и выделяемая при этом тепловая энергия численно равняется теплоте адсорбции.

В процессе образования из гидратных полостей кристаллических решеток различных типов структур выделяется энергия кристаллизации.

Описанный процесс гидратообразования схематично представлен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Схема процесса гидратообразования [7]

Скорость роста гидратов зависит от интенсивности отвода тепла, которое выделяется при формировании льдоподобных ассоциатов, в процессе поглощения молекул с формированием гидратных полостей и при формировании кристаллических структур. В зависимости от скорости отвода тепла от гидратообразующей системы увеличивается или уменьшается время образования гидрата. Отвод тепла на практике обычно осуществляется: через стенку; при изоэнтальпийном расширении (эффект Джоуля-Томсона) газа, содержащего воду в парообразном и капельном состоянии, например, в дросселях, штуцерах; при изоэнтропийном (адиабатическом) расширении газа, содержащего воду в парообразном и капельном состоянии, например, в соплах, детандерах.

Также скорость образования гидратов при контакте природного газа с водой увеличивается с понижением температуры и повышением давления. Большое влияние на скорость гидратообразования оказывают и условия массопередачи. Если гидратообразователь не растворяется в воде, преобладающее влияние на скорость образования гидрата оказывает абсорбция

гидратообразователя водой – массопередача. В тех случаях, когда гидратообразователь хорошо растворим в воде, преобладающим фактором является интенсивность отвода тепла – теплопередача.

Анализ зависимости времени перехода природного газа в гидратную решетку от давления при разных температурах показывает, что с увеличением давления и понижением температуры повышается скорость образования гидрата, однако при низких температурах, повышение давления мало влияет на процесс гидратообразования.

Наблюдается парадоксальное явление интенсификации образования и роста гидратов под воздействием некоторых антигидратных реагентов. В присутствии небольших количеств (0,5–3 мольных процентов) спиртов (низших алифатических спиртов от метанола до пропанола, гликолей) гидратообразование ускоряется. Повышение концентрации метанола в растворе ведет к перераспределению (увеличению) водородных связей между молекулами воды и спирта в растворе. Метанол, образуя собственные надмолекулярные структуры с водой, является конкурентом для газа при формировании гидратов. И, как следствие, повышение концентрации метанола тормозит процесс гидратообразования [3].

Добавление в водные растворы 0,05–1,00 г/л поверхностно-активных веществ скачкообразно увеличивает скорость гидратообразования (для некоторых газов более чем на порядок). Этот эффект объясняют тем, что в присутствии ПАВ образуются пористые гидраты, в которых под действием капиллярных сил к фронту гидратообразования притекает жидкость, что способствует постоянному обновлению межфазной поверхности жидкость – газ и интенсивному росту гидратов.

1.2 Применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования

В настоящее время на действующих месторождениях Крайнего Севера России в качестве ингибитора гидратообразования используется практически

только метанол. Метанол – широко распространенный антигидратный реагент, используемый как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации возникающих по каким-либо причинам гидратных отложений (неплошных гидратных пробок).

Повсеместное использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования на газодобывающих предприятиях России обусловлено следующими причинами [3]:

- Относительно низкой стоимостью (по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования), широко развитой промышленной базой. Производство метанола может быть развернуто непосредственно в местах потребления – газовых промыслах;
- Высокой технологичностью процесса ввода и распределения метанола в требуемые участки технологической цепочки; отпадает необходимость в блоке приготовления реагента, что, например, является характерной особенностью применения ингибиторов неэлектролитов;
- Наивысшей среди известных ингибиторов антигидратной активностью, сохраняющейся даже при низких температурах;
- Очень низкой температурой замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малой их вязкостью даже при температурах ниже минус 50 °С;
- Сравнительно малой растворимостью метанола в нестабильном конденсате, особенно при контакте нестабильного газового конденсата с отработанным (насыщенным) водным раствором метанола, концентрацией менее 50 массовых процентов;
- Некоррозионностью метанола и его водных растворов;
- Наличием технологических схем регенерации отработанных растворов;
- Принципиальной проработанностью в настоящее время вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол, в

связи с постоянно возрастающими требованиями к охране окружающей среды;

- Высокой эффективностью реагента не только для предупреждения гидратообразования, но и при ликвидации возникающих при нарушениях технологического режима несплошных гидратных пробок (отложений) в промысловых коммуникациях (скважинах, шлейфах, коллекторах, АВО, теплообменном оборудовании).

Взамен чистого метанола практически с той же антигидратной эффективностью можно использовать технические сорта, а также его водные растворы.

В соответствии с изложенным, имеется целый ряд позитивных моментов, делающих привлекательным использование в качестве ингибитора гидратообразования концентрированного метанола и его водных растворов, а в некоторых случаях и составов на его основе, особенно в сложных условиях газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области, Красноярского края и п-ова Ямал.

Однако использование ингибиторов на основе метанола имеет ряд серьезных недостатков, к которым прежде всего относятся:

- Очень высокая токсичность (как при действии паров, так и при попадании на кожные покровы и внутрь организма), а также высокая пожароопасность;
- Возможность выпадения солей при смешивании с сильно минерализованной пластовой водой и, как следствие, солеотложения в промысловых коммуникациях;
- Эффект ускоренного роста кристаллогидратов в присутствии разбавленных водных растворов метанола недостаточной концентрации для предупреждения гидратов;
- Высокая упругость паров метанола (нормальная температура кипения ~ 65 °С), связанная с этим его очень высокая растворимость в сжатом

природном газе и, соответственно, повышенный удельный расход метанола.

Также при использовании метанола возникают следующие организационно-технические проблемы:

- Высокая стоимость привозного концентрированного метанола (концентрация 95-98 массовых процентов)
- Сложности при его доставке: многочисленные операции по сливу-наливу, при которых требуется соблюдение особых требований безопасности
- Утилизация водометанольного раствора (ВМР) низких концентраций с учетом возрастающих экологических требований к охране окружающей среды

Существующие пути экономии и сокращения расхода метанола [11]:

- Использование технологической карты ингибирования скважин в зависимости от характеристик их работы
- Рециркуляция метанола на одной и той же технологической линии подготовки газа
- Использование смешанных ингибиторов (метанол + ДЭГ)
- Использование колонны отдувки с различными сочетаниями вспомогательного оборудования
- Регенерация с помощью ректификационной колонны

2 Развитие рециркуляционных технологий использования ингибитора гидратообразования

2.1 Технология ингибирования без регенерации

На начальном этапе развития технологии низкотемпературной сепарации не существовало схем регенерации метанола, идущего на ингибирование, вследствие чего отработанный ВМР шел на утилизацию в поглощающие пластины [3].

Рассмотрим подробнее низкотемпературную технологию подготовки газов газоконденсатных месторождений на примере установок типа НТС на Уренгойском месторождении (на начальный период эксплуатации).

В соответствии с технологической схемой УКПГ газ валанжинских залежей Уренгойского ГКМ проходит последовательно три сепаратора: 1-й ступени (С-1), промежуточный (С-4) и низкотемпературный (С-2). Перед промежуточным и низкотемпературным сепараторами газ охлаждается обратным потоком холодного газа в теплообменниках Т-1 и Т-2 соответственно, после чего дросселируется перед низкотемпературным сепаратором. Характерные термобарические параметры режима работы установок НТС в начальный период следующие: давление на входе в УКПГ 12–13 МПа, температура минус 20 – минус 35°С; в низкотемпературном сепараторе давление 7,6–7,8 МПа и температура минус 25 – минус 30 °С.

Подача метанола предусмотрена перед теплообменниками Т-1 и Т-2, а также перед дросселирующим устройством. Безгидратный режим работы теплообменника Т-2 достигается при концентрации насыщенного метанола в водной фазе после теплообменника, равной 45–55 мас. %. После конденсации метанола из газовой фазы в сепараторе С-2 концентрация его в жидкой фазе возрастает как минимум до 67–72 мас. % (иногда до 75–85 мас. %).

Столь высокие концентрации отработанного метанола в низкотемпературных сепараторах требуют разработки технологических схем по оптимизации его использования.

2.2 Подача раствора ингибитора на предыдущую ступень сепарации

Рассматриваемый вариант рециркуляционной технологии был предложен в 1985 г. Уренгой Газпромом и ВНИИГАЗом после анализа эксплуатации первой установки НТС на Уренгойском НГКМ - УКПГ-2В.

Технология была представлена в изобретении по патенту РФ №1350447. Аналогичная технология под торговой маркой ИФПЕКС-1 предложена несколько позже во Французском институте нефти.

Значительное сокращение расхода метанола здесь достигается тем, что в технологической схеме УКПГ выведенную из сепараторов жидкость разделяют на углеводородную и водную фазы (на газовый конденсат и отработанный раствор ингибитора), а затем раствор ингибитора подают в поток газа на одну из предыдущих ступеней сепарации. Таким образом, на начальный период работы установки пропадает необходимость в установке регенерации ингибитора методом ректификации.

При подаче ВМР в поток газа на одну из предыдущих ступеней сепарации происходит испарение летучего ингибитора и частичное насыщение им газа. За счет этого снижается расход концентрированного (свежего) метанола, вводимого далее в газовый поток. Одновременно происходит и снижение концентрации метанола в водной фазе, во многих случаях — до значений, при которых регенерация этого раствора методом ректификации экономически нецелесообразна, а допустима утилизация в поглощающий пласт. Для выполнения данного требования ввод ВМР осуществляется через десорбер, в котором происходит отпарка метанола в поток газа при противоточном движении. В качестве десорбера может быть использован сепаратор, дооборудованный в верхней части секцией отдувки метанола.

Данная технология осуществляется следующим образом:

Газ при температуре 15-45 °С и давлении 9,0-13 МПа поступает на первую ступень в сепаратор 1, где происходит отделение газовой фазы от воды и конденсата.

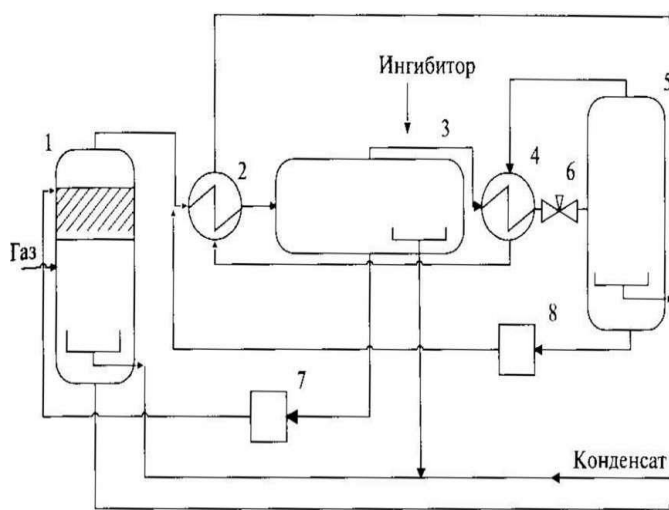


Рисунок 5 – Технология прямоточно-противоточной циркуляции метанола по патенту РФ № 1350447: 1 – сепаратор 1 ступени С-1; 2 – рекуперативный теплообменник; 3 – сепаратор 2 ступени С-2; 4 – теплообменник; 5 – низкотемпературный сепаратор С-3; 6 – эжектор; 7,8 – насос [1]

Далее газ направляется на вторую ступень сепарации и проходит рекуперативный теплообменник 2, где охлаждается за счет теплообмена с холодным сухим газом и поступает в сепаратор 3. В газовый поток, выходящий из второй ступени сепарации и поступающий в низкотемпературную ступень, вводят ингибитор гидратообразования. Место ввода ингибитора определяется исходя из термодинамических условий гидратообразования, которые реализуются в данном конкретном случае в теплообменнике 4 и сепараторе 5.

В третьей (низкотемпературной) ступени сепарации газ охлаждается в теплообменнике 4, дросселируется на штуцере 6 и поступает в сепаратор 5. Охлажденный сухой газ через теплообменники 4 и 2 направляется в газопровод, а углеводородная жидкость из сепаратора 5 – в конденсатопровод.

Отделившуюся водную фазу, представляющую собой высококонцентрированный отработанный раствор ингибитора (50–85 мас.%) подают в

поток газа перед теплообменником 2. Более разбавленный водный раствор ингибитора (концентрации в диапазоне 5,0 - 35 мас. %), выделенный в сепараторе второй степени 3, подают в сепаратор 1.

Для улучшения процесса отдувки и более полного насыщения газовой фазы ингибитором дооборудуют верхнюю часть сепаратора 1 тарельчатыми устройствами или устанавливают секцию с насадкой, куда и подают водный раствор ингибитора из сепаратора 2. Обедненный после отдувки ингибитора водный раствор стекает в сепаратор 1, где концентрация ингибитора еще более снизится вследствие смешения с отделившейся от газа влагой.

Данная технология не лишена недостатков. Принципиальным моментом является наличие "избыточной" концентрации метанола в ВМР в сепараторах на последней степени сепарации (эффект проявляется при температуре сепарации ниже минус 15 °С) из-за значительной конденсации метанола из газовой фазы при низких температурах.

2.3 Применение десорбера

Вторым этапом развития рециркуляционных технологий стало практическое внедрение технологии отдувки метанола при противоточном контакте ВМР и природного газа.

Работы по реализации технологии отдувки ВМР на УКПГ-2В проводились ООО "УренгойГазпром" совместно с ЦКБН и ВНИИ ГАЗом.

Был модернизирован сепаратор С-601 первой степени агрегата 3-ступенчатой сепарации. Принципиальная схема модернизации приведена на рисунке 6. В марте 1998 г. была запущена схема утилизации ВМР, в апреле того же года был проведен первый этап испытания процесса, второй этап испытаний выполнен в 1999 г.

Проектной схемой ингибирования процесса низкотемпературной сепарации предусматривалась подача метанола концентрации 95 масс. % перед теплообменниками Т-1 и Т-2, ВМР из низкотемпературных С-2 и

промежуточных С-4 сепараторов сбрасывался в промстоки. В рамках внедренной технологии водометанольный раствор из промежуточных сепараторов С-4 собирается со всех технологических ниток и насосом подается в модернизированный первичный сепаратор опытной технологической нитки № 6 где на контактно-сепарационных тарелках с элементами ГПР 362 происходит "отдувка" теплым газом метанола из водометанольной смеси в газовую фазу. Из газовой фазы пары метанола, по мере снижения температуры по технологической цепочке процесса низкотемпературной сепарации, переходят в жидкую фазу и ингибируют процесс низкотемпературной сепарации.

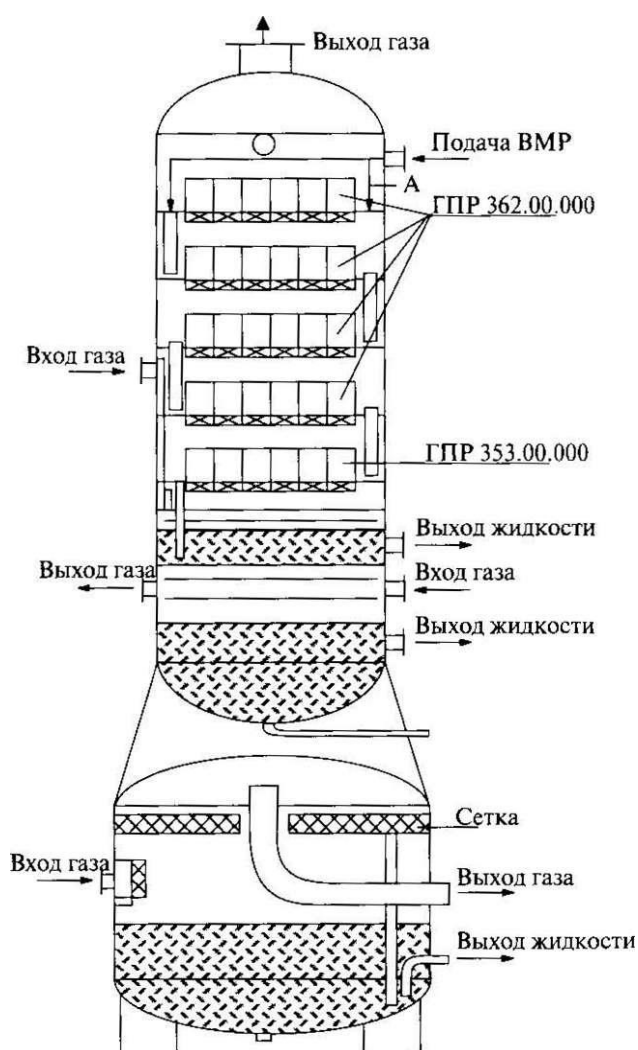


Рисунок 6 – Модернизированный входной сепаратор С-601

Проведенное расчетное моделирование процесса десорбции метанола применительно к фактическим термобарическим параметрам работы УКПГ-2В Уренгойского НГКМ показало хорошую сходимость расчетных и фактических

данных, полученных при испытаниях модернизированного сепаратора, при этом КПД тарелок с элементами ГПР 362 составляет 45–50 % [11].

В итоге среднее значение концентрации метанола в промышленных стоках УКПГ-2, после внедрения "отдувки" метанола уменьшилось с 15 000–20000 мг/дм³ в 1998 г. до 3900 мг/дм³ в 1999 г.

2.4 Технология двухступенчатой регенерации «Оптимет»

К третьему этапу развития отдувочных технологий применения летучих ингибиторов гидратообразования относится также разработка вариантов регенерации метанола при подключении ДКС в голове технологического процесса НТС.

В ходе разработки месторождения, падения пластового давления и уменьшения производительности кустов скважин изменяется система работы скважин и системы сбора газа. Постепенно снижается температура газа на устьях скважин, а коллекторы и шлейфы во все большей степени начинают работать в гидратном режиме. Концентрированный метанол начинают подавать постепенно в возрастающем количестве на кусты скважин с целью ингибирования шлейфов и коллекторов, это приводит к тому, что в жидкой водной фазе, отделяемой в сепараторе первой ступени установки НТС, концентрация отработанного метанола возрастает и составляет в зависимости от времени года от 3 до 20 мас. %. Тем самым постепенно снижается эффективность подготовки углеводородного газа к транспорту за счет ухудшения условий для испарения на первой ступени сепарации подаваемого с предыдущей ступени сепарации отработанного метанола (из-за понижения температуры контакта "отдувочный газ-ВМР" и присутствия паров метанола в газе, поступающем на первую ступень сепарации). Кроме того, отделяемый в сепараторе первой ступени водный раствор метанола относительно низкой концентрации уже не подлежит в этой технологии регенерации и закачивается в поглощающий горизонт. При этом не

только увеличивается норма расхода метанола, но и ухудшаются экологические показатели рассматриваемого технологического процесса [6].

Таким образом, на поздней стадии эксплуатации месторождений требуется изменение технологии регенерации. Такая модификация показана на рисунке 7, где представлена новая схема подготовки газа при подключении ДКС в голове технологического процесса НТС.

Пластовую продукцию с кустов газоконденсатных скважин по трубопроводу 1 подают в сепаратор первой ступени 2, где из него отделяют механические примеси, водную фазу (представляющую собой смесь конденсационной воды, пластовой минерализованной воды и отработанного ингибитора гидратообразования – метанола) и жидкую углеводородную смесь (газовый конденсат). Отсепарированный газ поступает на компримирование на дожимную компрессорную станцию 3 и далее в десорбер-сепаратор 4.

В десорбер-сепаратор 4 подают в противотоке с обрабатываемым углеводородным газом водный раствор метанола, при этом осуществляется отдувка метанола в поток газа, а стекающая водная фаза (представляющая собой воду с незначительными примесями летучего ингибитора гидратообразования) из низа десорбера направляется на утилизацию. Далее поток углеводородного газа направляют в аппарат воздушного охлаждения 5, теплообменник 6 и промежуточный сепаратор 7. Ингибитор добавляют в газ на входе в сепаратор 7. Газ из сепаратора 7 направляют на компрессорную станцию 8, а конденсат из сепаратора 7 направляют на компрессорную станцию 9. Конденсат из компрессорной станции 9 направляют на компрессорную станцию 10.

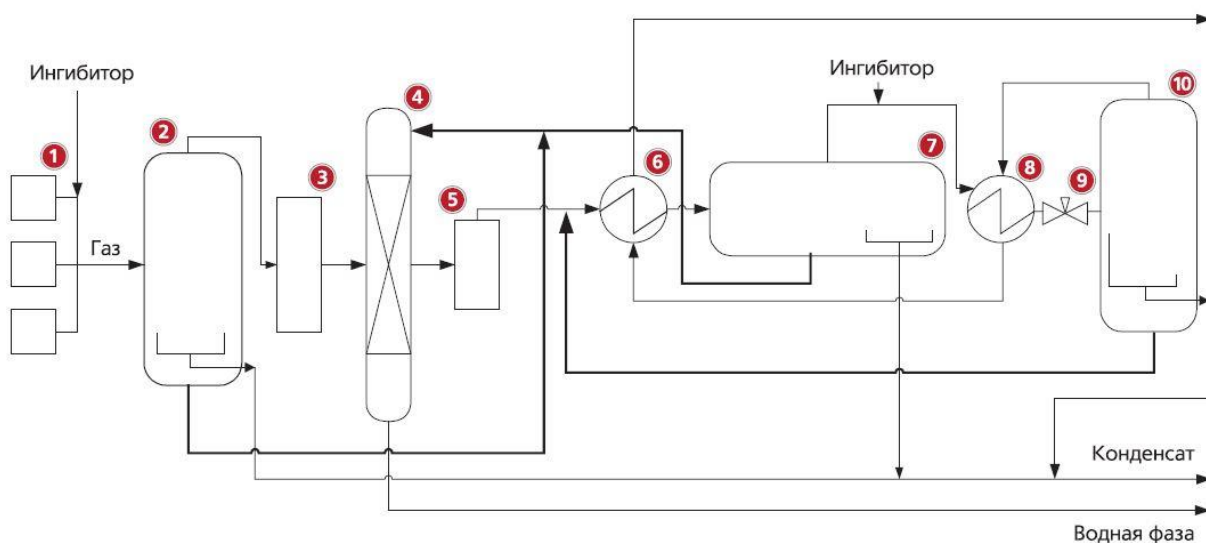


Рисунок 7 – Технология «Оптимет» с отдувкой метанола в десорберсепараторе на горячем потоке газа после ДКС: 1 – кусты газоконденсатных скважин; 2 – первичный сепаратор; 3 – дожимная компрессорная станция; 4 – десорбер; 5 – аппарат воздушного охлаждения газа; 6,8 – теплообменники «газ-газ»; 7 – промежуточный сепаратор; 9 – дроссель; 10 – конечной низкотемпературный сепаратор [6]

В промежуточном сепараторе 7 отделяют водный раствор ингибитора и углеводородный конденсат. Водные фазы из входного сепаратора 2 и промежуточного сепаратора 7 объединяют и подают в верх десорберсепаратора 4. Отсепарированный на промежуточной ступени сепарации газ направляют в теплообменник 8 и расширительное устройство 9 (в качестве расширительного устройства используют дроссель, турбодетандер или эжектор) и далее – в конечной низкотемпературный сепаратор 10. В сепараторе 10 отделяют водную фазу (представляющую собой водный раствор ингибитора достаточно высоких концентраций) и углеводородный конденсат. Водную фазу из сепаратора 10 вводят в поток газа перед теплообменником 6, а потоки углеводородного конденсата со всех ступеней сепарации объединяют и направляют на дальнейшую обработку (на установки газофракционирования). Концентрированный метанол вводят в поток газа перед теплообменником 8. Осушенный и очищенный от тяжелых углеводородов природный газ через рекуперативные теплообменники 8 и 6 поступает в магистральную газотранспортную систему для подачи потребителю.

При постепенном понижении температуры газа на устьях скважин и возрастании концентрации метанола в ВМР во входном сепараторе может наступить момент, когда метанола, растворенного в газе уже на первой ступени сепарации, окажется достаточно, чтобы далее самоингибировать установку НТС конденсирующимся из газа метанолом. Таким образом, ввод концентрированного метанола останется только на кустах скважин. В этом

предельном случае технология по патенту №1350447 становится неэффективной, тогда как технология Оптимет работоспособна.

Существенное отличие схемы по рисунку 7 от схемы по рисунку 5 состоит в том, что на отдувку подается ВМР не только с последующей, но и с предыдущей ступени (в данном случае из входного сепаратора, куда поступает ВМР из шлейфов кустов скважин). Особенность реализации данной схемы состоит в подборе оптимального количества отдувочного газа, поступающего в десорбер-сепаратор в зависимости от его температуры при заданном количестве ВМР и концентрации метанола в нем. Другой момент состоит в том, что концентрации метанола в ВМР из входного сепаратора 2 и в ВМР из промежуточного сепаратора 7 могут сильно различаться: поэтому не всегда оптимальным оказывается показанное на рисунке 7 техническое решение, состоящее в смешении потоков ВМР перед их подачей на отдувку.

Существуют разновидности данной технологической схемы. Например, ВМР с конечной ступени сепарации можно отправить на ингибирование кустов скважин. Выбор той или иной вариации обусловлен режимом работы конкретной УКПГ. Данная технология может быть применена на любой УКПГ с подключением ДКС в голове технического процесса, поскольку способна реагировать на изменение параметров работы установки [6].

2.5 Рециркуляционные технологии на ачимовских УКПГ Уренгойского НГКМ

Анализ материально-компонентного баланса системы подготовки газа и конденсата ГКП-22 Уренгойского месторождения позволил установить, что проектная рециркуляционная схема применения метанола имеет ряд недостатков (рисунок 8). Первый связан с традиционной для схем трехступенчатой сепарации избыточной концентрацией метанола в низкотемпературном сепараторе [8]. Содержание метанола в водометанольном растворе (ВМР) низкотемпературного сепаратора составляет около 75 мас. %, что выше минимально необходимой

концентрации на 10–15 мас. %. С помощью технологического моделирования процесса подготовки конденсатсодержащего газа на ГКП-22 установлено, что избыточная концентрация метанола в ВМР приводит к увеличению потерь метанола на четверть с газом сепарации и примерно в два раза с нестабильным конденсатом.

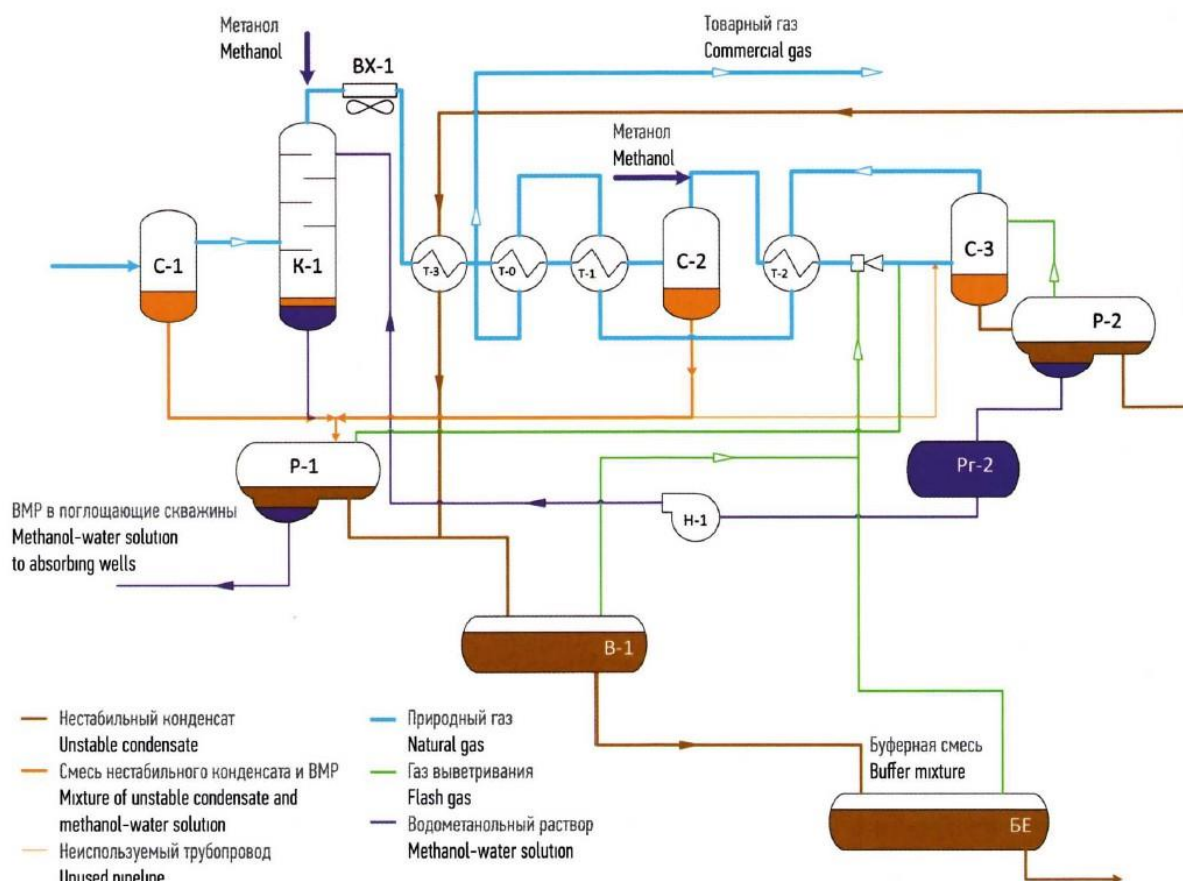


Рисунок 8 – Схема установки низкотемпературной сепарации ГКП-22 Уренгойского НГКМ [8]

Специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» была усовершенствована рециркуляционная технология применения метанола, на которую получено два патента на изобретение. Первое техническое решение основано на подаче жидкой фазы из промежуточного сепаратора С-2 в трубопровод пассивного газа эжектора Э-1 и через эжектор в низкотемпературный сепаратор С-3. Объем и температура пассивного газа

обеспечивают безгидратную транспортировку водной фазы из сепаратора С-2 в эжектор Э-1 [8].

С помощью технологической модели ГКП-22 было установлено, что за счет подачи жидкой фазы из сепаратора С-2 в сепаратор С-3 происходит понижение концентрации метанола в ВМР до оптимального уровня – 60 мас. %. Вследствие этого часть ингибитора гидратообразования, ранее растворенного в газовой и углеводородной фазах, сорбируется водой. Происходит увеличение количества насыщенного ВМР, используемого для утилизации метанола в колонне-десорбере К-1. Проведенные исследования показали, что наиболее эффективной является подача в трубопровод пассивного газа всего потока жидкой фазы из сепаратора С-2. Реализация первого технического решения позволяет сократить расход метанола на установке на 42 мас. %.

Второе техническое решение основано на технологии водной экстракции метанола на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ и Сургутского завода стабилизации конденсата. В качестве водного поглотителя метанола было предложено использовать пластовую воду из разделителя Р-1, в которой концентрация метанола не превышает 3,0 мас. %. Реализация этого предложения заключается в подаче части водной фазы из разделителя Р-1 в трубопровод транспортировки конденсата от теплообменника Т-3 до разделителя Р-3 (рисунок 9). Такой аппарат отсутствует в проектной схеме ГКП-22, поэтому прорабатывается вопрос модернизации выветривателя В-1 в трехфазный разделитель Р-3.

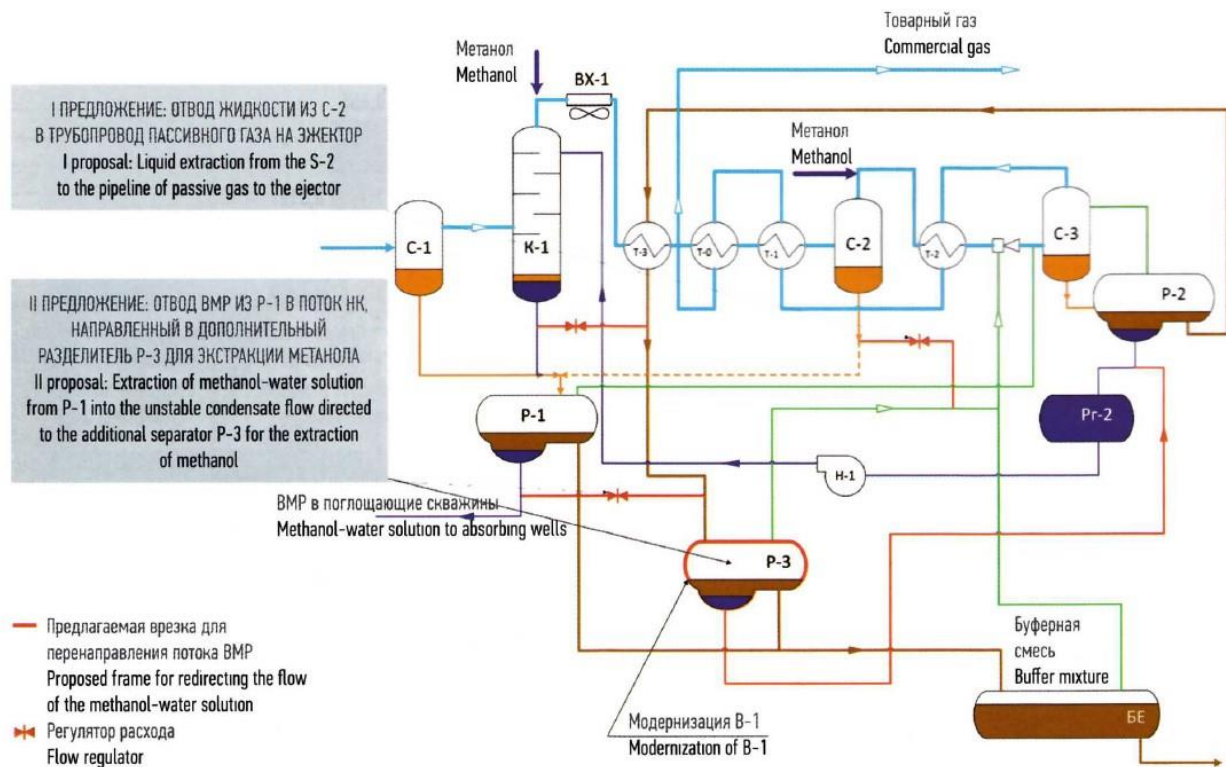


Рисунок 9 – Усовершенствованная рециркуляционная технология использования метанола на ГКП-22 Уренгойского НГКМ [8]

После поглощения водой части метанола, содержащегося в нестабильном конденсате, производится разделение газовой, углеводородной и водной фаз. Полученный в разделителе Р-3 ВМР смешивается с ВМР из разделителя Р-2 и направляется для утилизации ингибитора в колонну-десорбер К-1. Применение этого технического решения позволяет дополнительно сократить расход метанола на 8 мас. % [8].

3 Постановка задачи исследования

Увеличение в составе сырья УКПГ МГКМ доли фракции C_{3+} вследствие поступления на подготовку попутных нефтяных газов приводит к увеличению расхода метанола. Поэтому задача рационального использования и экономии этого вида материального ресурса становится особенно актуальной.

Цель: повышение эффективности использования метанола при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации.

Задачи:

- изучение действующей технологии подготовки газа на Мыльджинском месторождении;
- исследование возможности модернизации рециркуляционной технологии использования метанола на УКПГ Мыльджинского месторождения;
- использование для анализа эффективности технологий регенерации метанола метода технологического моделирования в среде программы UniSim Design R460.

Защищаемые положения:

- увеличение количества ПНГ в составе исходного сырья приводит к повышению расхода метанола, необходимого для ингибирования гидратообразования;
- реализация рециркуляционной схемы использования метанола на установке низкотемпературной сепарации газоконденсатного промысла позволит сократить расход ингибитора более, чем на 40 %.

4 Характеристика объекта исследования

Мыльджинское газоконденсатное месторождение находится в западной части Каргасокского района Томской области.

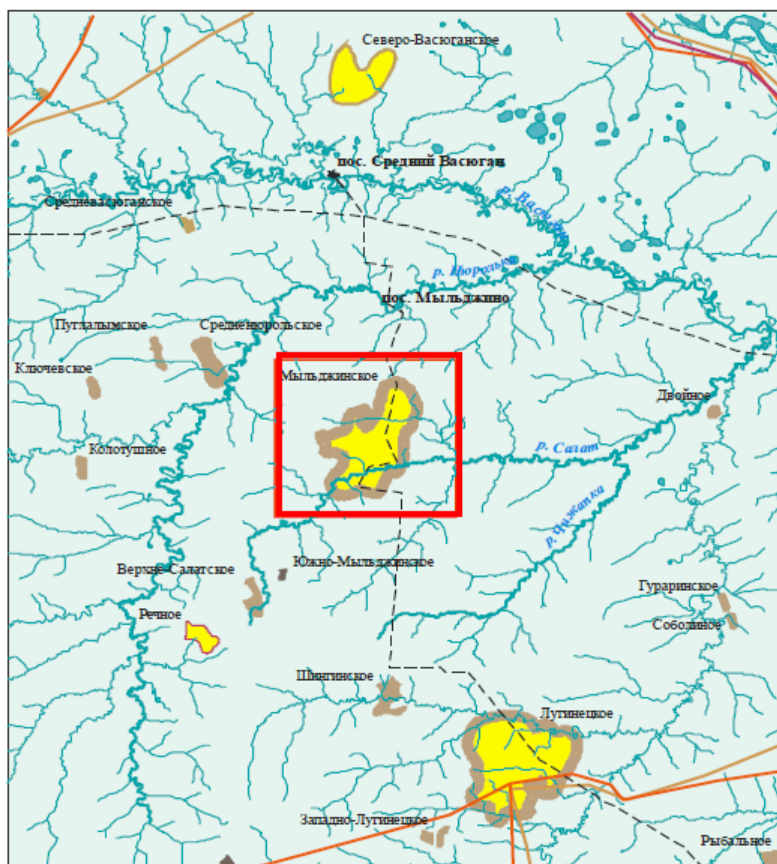


Рисунок 10 – Обзорная карта месторождения

Условные обозначения

| | | | |
|--|-------|--|--------------------------|
| | Нефть | | сезонные (зимние дороги) |
| | Газ | | нефтепроводы |
| | | | газопроводы |
| | | | линии электропередач |

Месторождение открыто в 1964 году. Расположено в пределах юго-восточной части Западно-Сибирской равнины в 450 км к северо-западу от г. Томска. Ближайшим населенным пунктом является п. Мыльджино – в 20 км к северу. Месторождение расположено в пределах Средневасюганского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. В административном отношении территория месторождения входит в состав

Каргасокского района Томской области. Ближайшими месторождениями являются Лугинецкое (67 км южнее) и Северо-Васюганское (71 км севернее).

Климат района континентальный, с холодной, продолжительной и снежной зимой. Температура воздуха в зимний период времени составляет в среднем от минус 20 до минус 25 °С, опускаясь иногда до минус 55 °С. Лето короткое, теплое. Самый жаркий месяц - июль, когда температура поднимается до плюс 30 плюс 36 °С. Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм.

4.1 Характеристика коллекторов продуктивных пластов

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

4.2 Сведения о запасах углеводородного сырья

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

4.3 Текущее состояние разработки

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

4.4 Технология комплексной подготовки газа на Мыльджинском газоконденсатном месторождении

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

4.5 Моделирующая программа Unisim Design

Исследование проведено в программном комплексе Unisim Design R460.

Unisim Design представляет собой программный пакет, предназначенный для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес-планирования в области добычи и переработки углеводородов и нефтехимии. Имеется возможность выполнять расчеты основных конструктивных характеристик сепарационного оборудования, емкостей, теплообменной аппаратуры, тарельчатых и насадочных ректификационных колонн и оценку стоимости оборудования. Использование термодинамических моделей в Unisim Design позволяет рассчитать физические свойства, транспортные свойства, фазовое равновесие с гарантированно высокой точностью. Программа содержит обширную базу данных с возможностью добавления пользовательских компонентов. Программа имеет развитый графический интерфейс, поддерживает технологию OLE-2 и хорошо интегрирована с офисными приложениями Microsoft [18].

5 Анализ эффективности вариантов рециркуляционной технологии использования метанола на примере УКПГ Мыльджинского месторождения

Разработка экономичных технологий применения метанола позволит улучшить экологическую характеристику и повысить эффективность работы систем подготовки газа, что является актуальным для газовой промышленности.

Для оценки действующей схемы рециркуляции метанола и эффективности предложенных изменений построена модель технологической схемы УКПГ Мыльджинского месторождения в программном комплексе Unisim Design R460.

5.1 Влияние состава газа на расход ингибитора

Для проведения исследования влияния состава сырого газа на количество метанола, необходимого для ингибирования процесса образования гидратов, создана моделирующая схема действующей технологии подготовки газа Мыльджинского ГКМ (рисунок 14).

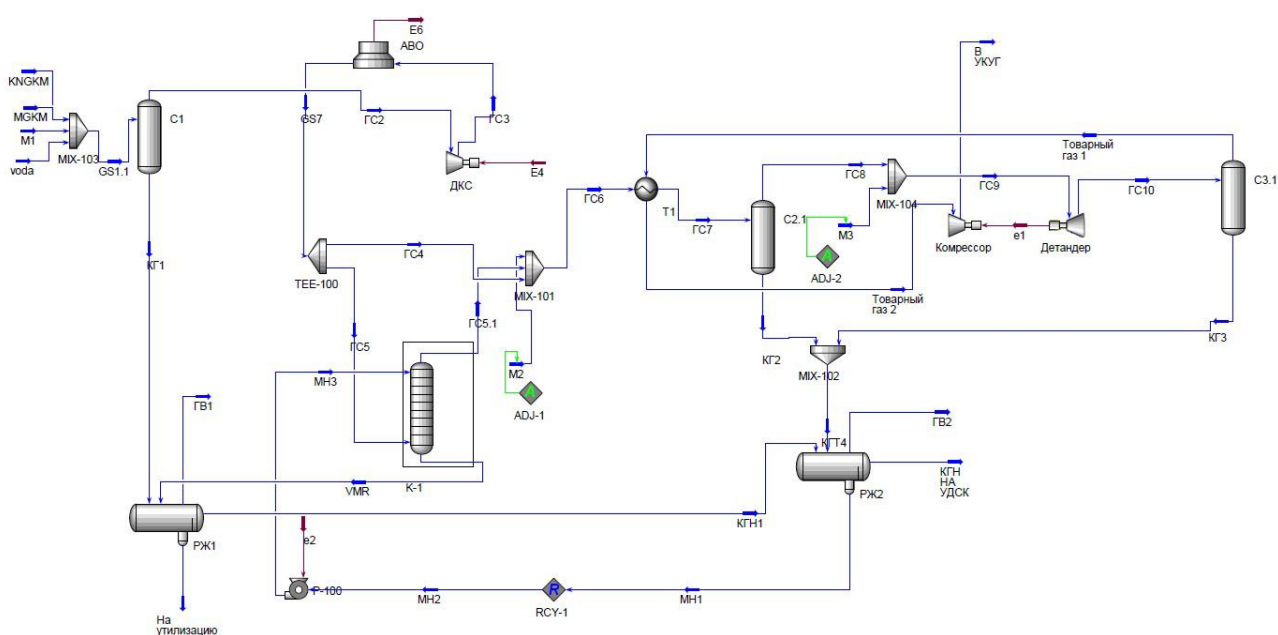


Рисунок 14 – Модель действующей схемы УКПГ МГКМ

Исследовалось 2 случая:

1) на установку поступает пластовый газ МГКМ

2) на установку поступает 50% пластового газа МГКМ и 50% попутного нефтяного газа Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ).

Таблица 3 – Состав газа, поступающего на подготовку

| | Газ | |
|-----------------------|------------------------|------------------------|
| | газоконденсатный | нефтяной |
| Компонент | Месторождение | |
| | МГКМ | КНГКМ |
| Метан | 83,29 | 81,57 |
| Этан | 4,37 | 4,96 |
| Пропан | 3,59 | 4,62 |
| Изо-Бутан | 1 | 1,75 |
| Бутан | 1,17 | 2,14 |
| Изо-Пентан | 0,48 | 0,65 |
| Пентан | 0,44 | 0,60 |
| Гексаны | 0,7 | 0,41 |
| Гептаны | 0,53 | 0,13 |
| Октаны | 0,61 | 0,03 |
| Углерода диоксид | 0,04 | 0,86 |
| Азот | 3,59 | 2,25 |
| Содержание тяжелых УВ | 39,29 г/м ³ | 57,32 г/м ³ |

Концентрированный метанол 95 % мас. подается перед входным сепаратором С1, перед теплообменником Т1 и перед турбодетандером.

Результаты моделирования показали, что для работы установки в безгидратном режиме в первом случае необходимый расход метанола составляет 247 кг/ч, во втором случае расход составляет 297 кг/ч, что существенно выше. Следовательно, добавление «жирного» попутного нефтяного газа ведет к повышению температуры гидратообразования для сухого газа с минус 34,56 до минус 33,03 градусов и, как следствие, к увеличению расхода метанола на УКПГ.

5.2 Исследование возможности применения технологии Оптимет

Для повышения эффективности использования ингибитора в технологическую схему УКПГ МГКМ были внесены изменения, предложенные в процессе «Оптимет» [6]:

- 1) подача водной фазы из сепаратора С3 в поток газа перед теплообменником Т1;
- 2) объединение потоков ВМР из сепараторов С1 и С2 и последующее направление на отдувку в колонну-десорбер.

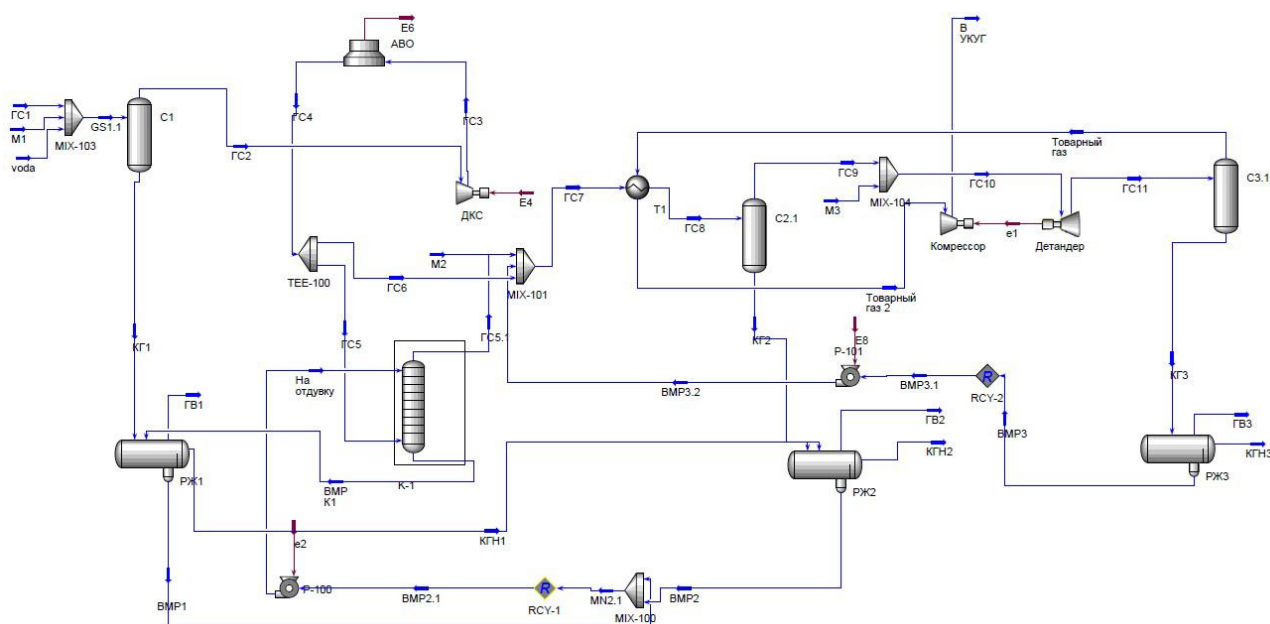


Рисунок 15 – Модель технологической схемы по технологии «Оптимет»

Однако, данная технология показала себя неэффективно в условиях Мыльджинского месторождения: увеличился расход метанола на ингибирование на 23 кг/ч перед теплообменником Т1 по сравнению с действующей схемой, унос метанола с осушенным газом и нестабильным конденсатом не изменился, и от схемы было решено отказаться.

5.3 Модернизация технологии рециркуляции метанола

В ходе дальнейшей работы было решено исследовать возможность применения технологических решений, предложенных специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» (рисунок 8, рисунок 9) [8]:

1) подача жидкой фазы из сепаратора С2 в низкотемпературный сепаратор С3, за счет чего происходит понижение концентрации метанола в ВМР из С3. Вследствие этого часть ингибитора гидратообразования, ранее растворенного в газовой и углеводородной фазах, сорбируется водой и затем может быть регенерирована в колонне-десорбере.

2) установка дополнительного разделителя РЖ3 и подача водной фазы из разделителя РЖ1 с концентрацией метанола 10–11 % мас. в разделитель РЖ3. В разделитель также направляется водная фаза с кубовых частей колонн отдувки и нестабильный конденсат из РЖ2. Данное решение позволит реализовать водную экстракцию метанола. После поглощения водой части метанола, содержащегося в нестабильном конденсате, производится разделение газовой, углеводородной и водной фаз. Полученный в разделителе РЖ-3 ВМР смешивается с ВМР из разделителя РЖ-2 и направляется для перевода в газовую фазу («отдувки») и возвращения в технологический цикл в колонны-десорберы К1 и К2 (рисунок 16).

Проведено сравнение показателей действующей и модернизированной схем при работе на сыром природном газе и с добавлением попутного нефтяного газа. Общий расход сырого газа принят 100000 кг/ч (таблица 4, таблица 5).

За счет подачи жидкой фазы из сепаратора С2 в сепаратор С3 часть ингибитора гидратообразования, ранее растворенного в газовой и углеводородной фазах, сорбируется водой. Концентрация метанола в ВМР понизилась до 56 % мас., тогда как в действующей схеме составляет 66 % мас. Как следствие, образуется ВМР с большим расходом, но меньшей концентрацией, и количество чистого метанола, поступающего на отдувку, увеличивается.

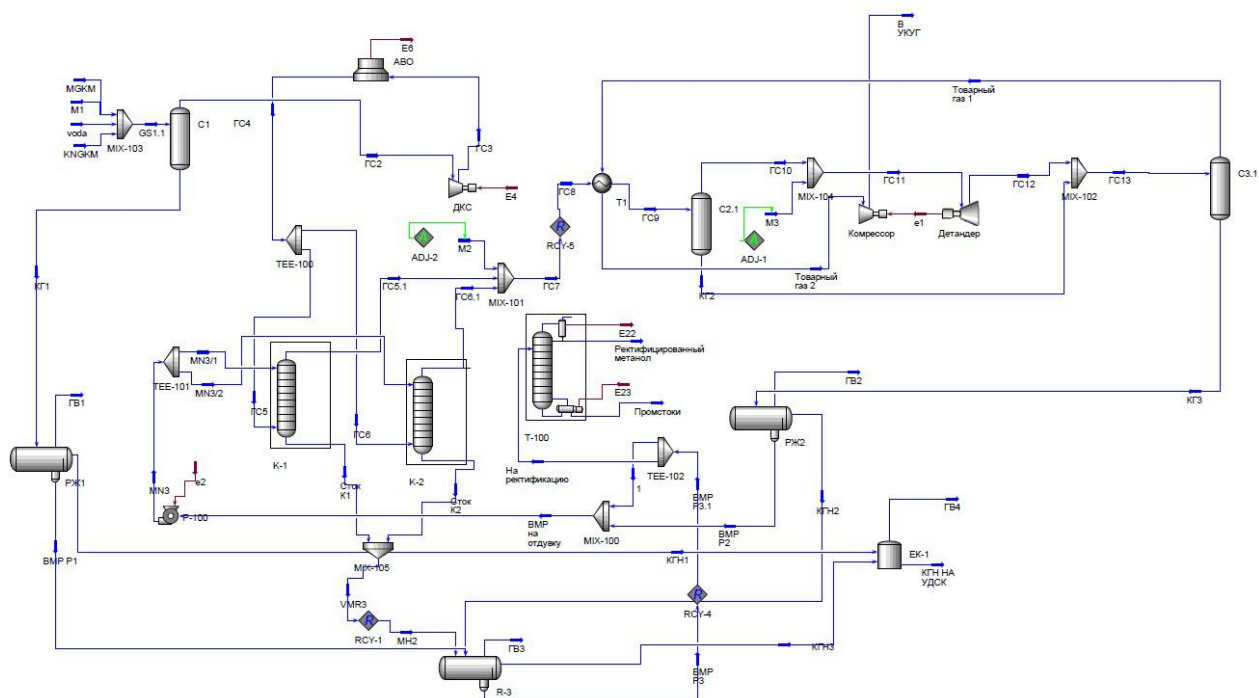


Рисунок 16 – Модернизированная рециркуляционная технология использования метанола на МГКМ

Поток ВМР из РЖ1, ранее уходящий на утилизацию в поглощающий пласт, перенаправляется в разделитель РЖ3. В этот же разделитель уходит ВМР из кубов колонн отдувки К1 и К2 и нестабильный конденсат из разделителя РЖ2. В разделителе РЖ3 происходит поглощение водой метанола из нестабильного конденсата, поступающего из РЖ2. Полученный ВМР смешивается с потоком ВМР из РЖ2 и подается на отдувку.

Таблица 4 – Сравнение схем подготовки без добавления попутного нефтяного газа

| Схема | Расход метанола в газе отдувки, кг/ч / % мольн. | Расход газа отдувки, кг/ч | Расход метанола в ВМР на отдувку, кг/ч | Унос метанола с конденсатом на УДСК, кг/ч | Доля метанола в конденсате на УДСК, % мольн / % мас. | Расход метанола с куба колонн, кг/ч / % мольн. | Температура ВМР на отдувку, °С | Расход концентрированного метанола, кг/ч | Унос метанола с товарным газом, кг/ч | Расход ВМР на ректификацию, кг/ч / выход метанола с ректификац. колонны, кг/ч |
|-------------------|---|---------------------------|--|---|--|--|--------------------------------|--|--------------------------------------|---|
| Действующая | 46/0,08 | 34531 | 43 | 181 | 1,2/0,76 | 2/2,5 | -10,5 | 261 | 12,4 | — |
| Модернизированная | 200/0,13 | 86378 | 256 | 26 | 0,2/0,12 | 65/6,8 | -26,2 | 145 | 13,4 | 511/93 |

Таблица 5 – Сравнение схем подготовки при работе с 50%-ной добавкой попутного нефтяного газа к сырому газу

| Схема | Расход метанола в газе отдувки, кг/ч / % мольн. | Расход газа отдувки, кг/ч | Расход метанола в ВМР на отдувку, кг/ч | Унос метанола с конденсатом на УДСК, кг/ч | Доля метанола в конденсате на УДСК, % мольн / % мас. | Расход метанола с куба колонн, кг/ч / % мольн. | Температура ВМР на отдувку, °С | Расход концентрированного метанола, кг/ч | Унос метанола с товарным газом, кг/ч | Расход ВМР на ректификацию, кг/ч / выход метанола с ректификац. колонны, кг/ч |
|-------------------|---|---------------------------|--|---|--|--|--------------------------------|--|--------------------------------------|---|
| Действующая | 58/0,1 | 35860 | 56 | 213 | 1,5/0,9 | 2,2/2,6 | -15,6 | 297 | 13,2 | - |
| Модернизированная | 226/0,15 | 89751 | 266 | 31,6 | 0,23/0,14 | 71/6,8 | -27,3 | 176 | 12,9 | 532/105 |

Таким образом, эффект сокращения расхода метанола на 40–45 % в зависимости от состава газа достигается в основном за счет уменьшения уноса метанола с нестабильным конденсатом. В абсолютных единицах это составляет 110–140 кг/ч в зависимости от состава сырого газа (таблица 6).

Расход метанола, необходимый для ингибирования действующей и модернизированной технологических схем в зависимости от содержания попутного нефтяного газа представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Сокращение расхода метанола вследствие модернизации технологической схемы

| | Содержание ПНГ в сыром газе, % | | | |
|--|--------------------------------|-----|-----|-----|
| | 0 | 30 | 50 | 80 |
| Расход метанола | 0 | 30 | 50 | 80 |
| Впрыск метанола перед Т1 в действующей схеме, кг/ч | 108 | 130 | 145 | 183 |
| Впрыск метанола перед Т1 в модернизированной схеме, кг/ч | 0 | 7 | 24 | 52 |
| Общий расход метанола в действующей схеме, кг/ч | 261 | 276 | 297 | 339 |
| Общий расход метанола в модернизированной схеме, кг/ч | 145 | 155 | 176 | 203 |
| Расход метанола в составе ВМР на ректификацию, кг/ч | 93 | 98 | 105 | 114 |
| Экономия (без учета ректификации), % | 45 | 44 | 41 | 40 |

С увеличением количества попутного нефтяного газа, поступающего на установку, необходимый расход метанола увеличивается, и экономия несколько снижается (таблица 6).

За счет перенаправления потоков «теплый» конденсат из сепаратора С2 не попадает в разделитель РЖ2, и в разделителе устанавливается температура минус 33 °С (как в НТ сепараторе), вместо минус 11 °С, как в действующей схеме. Это приводит к значительному снижению температуры потока ВМР, поступающего в колонны-десорберы на отдувку.

Увеличение количества ВМР на отдувку и его более низкая температура, потребовали большего количества тепла на перевод метанола в газовую фазу. Поэтому расход сырого газа на отдувку был увеличен от 34000–36000 кг/ч до 86000–90000 кг/ч. В результате содержание метанола в газе отдувки возрастает от 45–60 кг/ч до 200–230 кг/ч, что приводит к значительному сокращению подачи концентрированного метанола перед теплообменником Т1: от 108–153 кг/ч до 0–52 кг/ч (таблица 6).

Фазовая диаграмма на рисунке 17 показывает, что без метанола будут образовываться гидраты, если температура газа понизится до минус 33 °С при давлении 4 МПа.

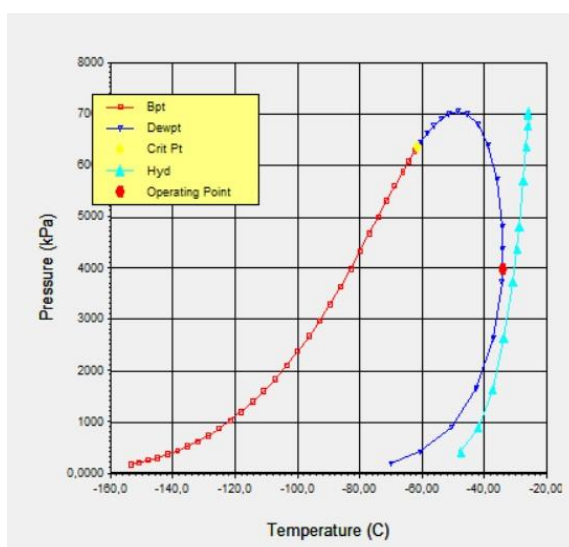


Рисунок 17 – Фазовая диаграмма для сухого газа без ввода метанола в схему

Введение метанола в поток подготавливаемого газа изменяет условия образования гидратов. Диаграмма на рисунке 18 показывает, что в присутствии

метанола гидраты в товарном газе не будут образовываться, если его температура понизится до минус 33 °С при давлении 4 МПа.

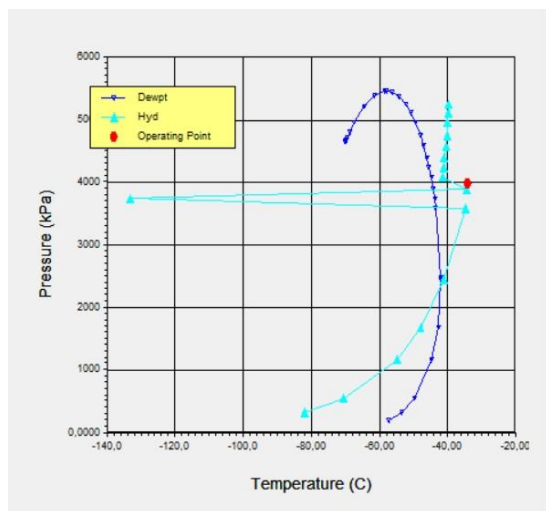


Рисунок 18 – Фазовая диаграмма для сухого газа в действующей схеме

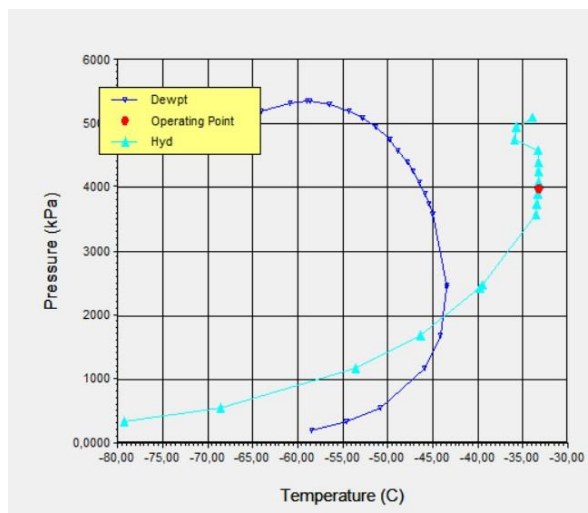


Рисунок 19 – Фазовая диаграмма для сухого газа в модернизированной схеме

Фазовая диаграмма на рисунке 19 показывает, что при модернизации технологии метанол защищает от образования гидратов до температуры подготовленного газа равной минус 33 °С при давлении 4 МПа.

В модернизированной схеме имеется неостребованный для отдувки поток ВМР низкой концентрации 20–25 мас. % с расходом 500–540 кг/ч, который предлагается направить на ректификацию.

В схему была добавлена установка ректификации метанола со следующими параметрами работы (таблица 7, рисунок 16).

Таблица 7 – Параметры работы установки ректификации метанола

| | |
|-----------------------|-----|
| Давление верха, кПа | 115 |
| Давление низа, кПа | 120 |
| Температура верха, °С | 68 |
| Температура низа, °С | 99 |
| Число тарелок | 26 |
| Подача на тарелку | 21 |

Данная установка позволяет получить порядка 85–120 кг/ч метанола с концентрацией 95 % мас. в зависимости от состава сырого газа.

Стоки с колонны ректификации метанола отправляются на утилизацию. Остаточное содержание метанола в сточной воде составляет 2,9 % мас., что соответствует традиционной технологии регенерации метанола методом ректификации [4].

Расчетная концентрация метанола в стоках 0,44 мг/л³, что ниже ПДК, равного 3 мг/л, установленного ГН 2.1.5.689-98.

Материальный баланс по концентрированному метанолу для действующей и модернизированной технологии подготовки представлен в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Материальный баланс по метанолу для действующей схемы

| Приход | | | Расход | | |
|----------------------------------|-----------|------|---------------------------------|-----------|------|
| | % масс | кг/ч | | % масс | кг/ч |
| Подача метанола перед С1 | 31 | 76 | Унос с нестабильным конденсатом | 73 | 181 |
| Подача метанола перед Т1 | 41 | 102 | Унос с товарным газом | 5 | 12 |
| Подача метанола перед детандером | 28 | 69 | Утилизация метанола в пласт | 22 | 55 |
| Итого | 100 | 248 | Итого | 100 | 248 |

Таблица 9 – Материальный баланс по метанолу для модернизированной схемы

| Приход | | | Расход | | |
|----------------------------------|-----------|------|---------------------------------|-----------|------|
| | % масс | кг/ч | | % масс | кг/ч |
| Подача метанола перед С1 | 55 | 76 | Унос с нестабильным конденсатом | 19 | 26 |
| Подача метанола перед Т1 | 0 | 0 | Унос с товарным газом | 9 | 13 |
| Подача метанола перед детандером | 45 | 62 | Метанол с колонны ректификации | 65 | 89 |
| | | | Утилизация метанола в пласт | 7 | 10 |
| Итого | 100 | 138 | Итого | 100 | 138 |

В работе [8] основной эффект сокращения расхода метанола достигается за счет подачи жидкости из сепаратора С2 в сепаратор С3 (рисунок 9). В нашем варианте основной эффект достигается за счет «отмывки» конденсата из РЖ2 в разделителе РЖ3. Там метанол переходит из конденсата в водную фазу (расход порядка 176 кг/ч), в составе которой затем отправляется на «отдувку» в газовую фазу).

В модернизированной схеме возрастает расход метанола с куба колонн (65–75 кг/ч вместо 2–4 кг/ч) – эффективность отдувки снижается. Однако, это не является существенным минусом, так как данный поток ВМР возвращается в производственный цикл через разделитель РЖ3 (рисунок 14, таблица 4, таблица 5).

Для повышения производительности, улучшения массообменных и фильтрационных характеристик колонны-десорбера необходимо будет провести ее модернизацию и заменить каплеотделитель на распределитель газожидкостного потока, за счет чего будет обеспечено равномерное распределение нагрузки на контактное устройство [8]. Массообменные тарелки с контактно-сепарационными элементами необходимо заменить на тарелки с промывными элементами. Фильтрационную часть аппарата необходимо заменить на каплеуловитель прямоточный комбинированный, особенностью которого является наличие фильтр-патронов, закрепленных снизу опорного полотна под каждым сепарационным элементом. Такая модернизация колонны-десорбера была проведена в 2018 г. на второй технологической нитке ГКП-22 Уренгойского месторождения [8].

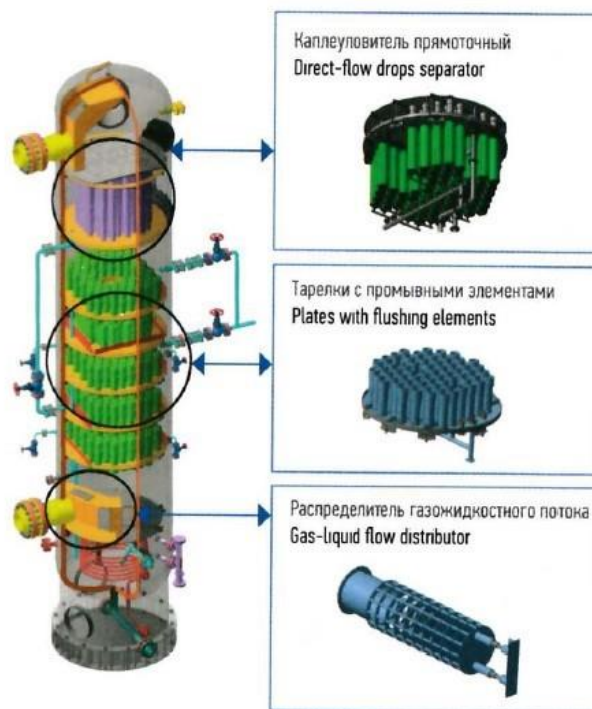


Рисунок 20 – Модернизация колонны-десорбера

5.4 Обсуждение результатов

Проведено сравнение параметров основных аппаратов, а также состава и свойств основных продуктов для модернизированной и действующей схем.

Таблица 10 – Сравнение параметров работы основных аппаратов до и после модернизации

| Параметр | Аппарат | | | | |
|-----------------|-----------|-------------|-------------|-------------|-----------|
| | С1 | С2 | С3 | ТДКА | РЖ1 |
| Т, °С до/после | 8,65/8,65 | -12,6/-12,6 | -34,2/-33,2 | -34,1/-33,1 | 8,75/8,58 |
| Р, кПа до/после | 2800/2800 | 6413/6413 | 3990/3990 | 4000/4000 | 2750/2750 |

Давления и температуры в основных точках технологической схемы изменились незначительно, следовательно, изменений технологического режима не потребуется.

Осушенный газ, полученный по модернизированной технологии практически не изменил своего состава. Несмотря на рост температуры точки росы, газ соответствует нормам СТО Газпром 089-2010 (таблица 11).

Таблица 11 – Состав и свойства осушенного газа

| Содержание компонента, мольная доля | Действующая схема | Модернизированная схема |
|---|-------------------|-------------------------|
| Метан | 0,925 | 0,927 |
| Этан | 0,043 | 0,042 |
| Пропан | 0,024 | 0,023 |
| Изо-Бутан | 0,0035 | 0,0034 |
| Бутан | 0,0028 | 0,0028 |
| Молекулярная масса | 17,65 | 17,62 |
| Метанол, мольная доля | 0,000092 | 0,000086 |
| Точка росы по воде при P=3,92 МПа по СТО Газпром 089-2010 | -41,66 | -36,26 |
| Точка росы по у/в при P= 3,9 МПа по СТО Газпром 089-2010 | -34,25 | -33,24 |
| Давление осушенного газа, кПа | 3990 | 3990 |
| Температура осушенного газа, °С | -34,2 | -33,2 |
| Расход осушенного газа, кмоль/ч | 4361 | 4368 |
| Расход осушенного газа, кг/ч | 76860 | 76880 |

Сравнение состава и свойств нестабильного конденсата, поступающего на подготовку на установку деэтанзации и стабилизации конденсата (УДСК) представлено в таблице 12.

Поток конденсата в модернизированной схеме имеет практически такой же расход и состав, как в действующей, за исключением снижения содержания метанола. Температура конденсата повысилась с минус 11,1 °С до минус 6,9 °С, что положительно сказывается на его дальнейшей подготовке, так как технология подразумевает его дальнейший нагрев.

Таблица 12 – Состав и свойства конденсата нестабильного

| Содержание компонента, мольная доля | Действующая схема | Модернизированная схема |
|--|-------------------|-------------------------|
| Метан | 0,159 | 0,154 |
| Этан | 0,073 | 0,076 |
| Пропан | 0,187 | 0,197 |
| Изо-Бутан | 0,088 | 0,09 |
| Бутан | 0,121 | 0,123 |
| Изо-пентан | 0,06 | 0,06 |
| Н-Пентан | 0,062 | 0,062 |
| Гексан | 0,09 | 0,09 |
| Гептан | 0,064 | 0,065 |
| Октан | 0,077 | 0,078 |
| Метанол | 0,013 | 0,0021 |
| ДНП, кПа | 1494 | 1485 |
| Давление нестабильного конденсата, кПа | 2700 | 2750 |
| Температура нестабильного конденсата, °С | -11,1 | -6,9 |
| Расход нестабильного конденсата кгмоль/ч | 384,9 | 383,3 |
| Расход нестабильного конденсата, кг/ч | 22221 | 22232 |

Соответствие составов и расходов для потоков осушенного газа (таблица 11) и нестабильного конденсата (таблица 11) в модернизированной и действующей схемах говорит об адекватности построенных моделирующих схем.

Таким образом, рециркуляционная технология использования ингибитора гидратообразования сокращает расход метанола на 110–140 кг/ч за счет уменьшения потерь с нестабильным конденсатом. Установка ректификации метанола из ВМР дополнительно позволяет вернуть в технологический процесс 85–120 кг/ч метанола, довести состав отделенной воды до экологических норм и безопасно утилизировать его закачкой в поглощающий пласт.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основной целью раздела является экономическая оценка мероприятий по установке и использованию разделителя трехфазного на Мыльджинском месторождении.

Задачи:

- 1) Рассчитать капитальные вложения
- 2) Рассчитать затраты на ежегодное обслуживание
- 3) Рассчитать эффективность и окупаемость капиталовложений

Внедрение в технологическую схему разделителя и перенаправление потоков сокращает расход метанола в среднем на 115 кг/час в зависимости от состава газа. Среднерыночная стоимость 1т метанола составляет 19000 руб.

Тогда доход дополнительный предприятия за счет экономии метанола за 1 год при эффективном времени работы 355 дней за год составит:

$$P_{\text{гг}} = \frac{115 \cdot 19000 \cdot 24 \cdot 355}{1000} = 18616,2 \text{ тыс. руб.} \quad (1)$$

При формировании бюджета проекта необходимо обеспечить полное и достоверное описание расходов. Бюджет проекта разделителя трехфазного состоит из следующих статей:

а) капитальные вложения, состоящие из затрат на покупку необходимого оборудования и полной заработной платы монтажной бригады;

б) затраты на ежегодное обслуживание

Капитальные вложения – это инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские и другие затраты.

6.1 Затраты на покупку необходимого оборудования

Конечная стоимость единицы оборудования $C_{едОБ}$ складывается из стоимости изготовления $C_{пер}$, стоимости доставки $C_{дост}$ и стоимости монтажа C_m формула (2).

$$C_{едОБ} = C_{пер} + C_{дост} + C_m \quad (2)$$

Расчет затрат на покупку оборудования приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет затрат на покупку оборудования

| Наименование оборудования | Количество оборудования, п, штук. | Стоимость изготовления, $C_{пер}$, тыс. руб. | Стоимость доставки, $C_{дост}$, тыс. руб. | Стоимость монтажа C_m , 40% от ($C_{пер} + C_{дост}$), тыс. руб. | Конечная стоимость ед. оборудования, $C_{едОБ}$, тыс. руб. | Конечная стоимость оборудования, $C_{об}$, тыс. руб |
|---------------------------------|-----------------------------------|---|--|--|---|--|
| Разделитель | 1 | 19518 | 4884 | 9760,8 | 34162,8 | 34162,8 |
| Рама | 1 | 1221 | 785 | 802,4 | 2808,4 | 2808,4 |
| Трубопровод | 5 | 488 | 250 | 295,2 | 1033,2 | 5166 |
| Блок предохранительных клапанов | 1 | 1680 | 350 | 812 | 2842 | 2842 |
| Манометр | 2 | 10 | 5 | 6 | 21 | 42 |
| Уровнемерные колонки | 2 | 899 | 100 | 399,6 | 1398,6 | 2797,2 |
| Запорно-регулирующая арматура | 4 | 655 | 249 | 361,6 | 1265,6 | 5062,4 |
| | | | | ИТОГО: | 43531,6 | 52880,8 |

6.2 Затраты на обслуживание

Затраты на ежегодное обслуживание разделителя приведены в таблице 14

Таблица 14 – Затраты на обслуживание

| Наименование операции | Количество операций, п, шт. | Стоимость проведения, Спр тыс. руб. | Конечная стоимость, Скон тыс.руб. |
|--------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| Продувка азотом | 2 | 51 | 102 |
| Механическая чистка разделителя | 1 | 85 | 85 |
| Тарировка предохранительных клапанов | 1 | 26 | 26 |
| Ультразвуковая дефектоскопия | 1 | 28 | 28 |
| Поверка манометров | 4 | 2 | 8 |
| | | ИТОГО | 249 |

6.3 Затраты на оплату труда

В данном разделе рассчитывается оплата труда монтажной бригады при установке разделителя. Данная статья расходов является частью капитальных вложений.

Состав статьи расходов на заработную плату формируется из:

а) основной заработной платы рабочего персонала, занимающегося монтажом тех. оборудования;

б) дополнительной заработной платы.

Дневной должностной оклад работника формула (3):

$$Z_{\text{дн}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} \quad (3)$$

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

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

$k_{\text{д}}$ - коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ - районный коэффициент, равный 1,5 (для Каргасокского района Томской области).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (4)$$

где T_p — продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ — среднедневная заработная плата работника, руб.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле (5):

$$Z_{\text{доп}} = 0,2 \cdot Z_{\text{осн}} = 0,2 \cdot 570970,62 = 114194,12 \text{ руб.} \quad (5)$$

Величина страховых взносов по формуле (6):

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (570970,62 + 114194,12) = 205549,39 \text{ руб.} \quad (6)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр).

Расчет заработной платы приведен в таблице 15

Таблица 15 – Расчет заработной платы

| | Разряд | Тарифная ставка в день, руб. | Тарифный коэффициент | Премимальный коэффициент | Коэффициент доплат и надбавок | Районный коэффициент | Оклад в день, руб. | Продолжительность работ, раб.дн. | Основная зп, руб. |
|-------------------|--------|------------------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------------|----------------------|--------------------|----------------------------------|-------------------|
| Прораб | 10 | 955 | 3,27 | 0,3 | 0,4 | 1,5 | 7963,26 | 24 | 191118,4 |
| Мастер | 8 | 878 | 2,54 | 0,3 | 0,3 | 1,5 | 5352,28 | 24 | 128454,9 |
| Сварщик | 6 | 720 | 2,33 | 0,3 | 0,35 | 1,5 | 4152,05 | 24 | 99649,44 |
| Слесарь КИПиА | 7 | 650 | 2,27 | 0,3 | 0,2 | 1,5 | 3319,87 | 24 | 79677 |
| Стропальщик | 7 | 593 | 2,11 | 0,3 | 0,3 | 1,5 | 3002,95 | 24 | 72070,85 |
| Всего | | | | | | | | | 570970,62 |
| Дополнительная ЗП | | | | | | | | | 114194,12 |
| Страховые взносы | | | | | | | | | 205549,39 |
| ИТОГО | | | | | | | | | 890714,13 |

Таким образом, капитальные вложения составят:

$$52880000,8 + 890714,13 = 53770714,93 \text{ руб.}$$

6.4 Расчет эффективности капиталовложений

Инвестиционный проект – обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, в том числе: необходимая проектно-сметная документация, а также бизнес-план как описание практических действий по осуществлению инвестиций.

Для оценки эффективности инвестиций используются расчет чистого приведенного эффекта и периода окупаемости.

Показатель чистого приведенного эффекта (NPV) является главным критерием доходности инвестиций.

Этот метод основан на сопоставлении величины исходной инвестиции (IC) с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых ею в течение прогнозируемого срока. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r (ставка дисконтирования), установленного аналитиком (инвестором) самостоятельно, исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый им капитал.

Если инвестиция (IC) будет генерировать в течение n лет чистые годовые доходы в размере P_1, P_2, \dots, P_n . Тогда, общая накопленная величина дисконтированных доходов (PV) и чистый приведенный эффект (NPV) будут равны:

$$PV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k}, \quad (7)$$

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} - IC. \quad (8)$$

Чистый доход за 1 год рассчитывается как разность экономии средств за счет снижения расхода метанола и текущих расходов на обслуживание

разделителя:

$$\text{ЧД} = P_{rt} - 249000 = 18616200 - 249000 = 18367200 \quad (9)$$

Расчет дисконтированных доходов на первые 10 лет службы разделителя при ставке дисконтирования 12 процентов представлен в таблице 16

Таблица 16 – Расчет дисконтированного дохода на 10 лет

| Год | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-------------------------------------|-----------|-----------|----------|----------|----------|
| Капитальные затраты, руб. | 53770714 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Текущие затраты, руб. | 249000 | 249000 | 249000 | 249000 | 249000 |
| Чистый доход, руб. | 18367200 | 18367200 | 18367200 | 18367200 | 18367200 |
| Коэффициент дисконтирования | 0,893 | 0,797 | 0,712 | 0,636 | 0,567 |
| Дисконтированный чистый доход, руб. | 16399285 | 14642219 | 13073410 | 11672687 | 10422042 |
| PV, руб. | -37371429 | -22729209 | -9655799 | 2016887 | 12438930 |

Продолжение таблицы 16

| Год | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Капитальные затраты, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Текущие затраты, руб. | 249000 | 249000 | 249000 | 249000 | 249000 |
| Чистый доход, руб. | 18367200 | 18367200 | 18367200 | 18367200 | 18367200 |
| Коэффициент дисконтирования | 0,507 | 0,452 | 0,404 | 0,361 | 0,322 |
| Дисконтированный доход, руб. | 9305395 | 8308388 | 7418204 | 6623396 | 5913746 |
| PV, руб. | 21744326 | 30052714 | 37470918 | 44094315 | 50008061 |

Срок службы разделителя составляет 25 лет. За это время накопленный дисконтированный доход составит 90285789,77 руб.

Таким образом, чистый приведенный эффект по формуле (8) составит:

$$NPV = 90285789,77 - 53770714,93 = 36515074,84 \text{ руб.} \quad (9)$$

NPV больше нуля, следовательно, проект реализуем.

Проект окупится, когда накопленная величина дисконтированных доходов PV станет больше нуля.

Таким образом, срок окупаемости проекта составляет:

$$T_{ок} = 3 + 9655799/13073410 = 3,74 \sim 3,7 \text{ года.} \quad (10)$$

Реальный доход от инвестиционного проекта начнёт поступать только по истечении периода окупаемости. При отборе вариантов предпочтение отдаётся проекту с наименьшим сроком окупаемости.

В данном разделе была дана экономическая оценка целесообразности установки разделителя трехфазного.

Были рассчитаны капитальные затраты и затраты на ежегодное обслуживание. На основе полученных данных был произведен расчет эффективности капиталовложений.

Расчеты показали, что проект окупится через 3,7 года и за 25 лет службы экономический эффект от сокращения затрат на метанол составит 36515074,84 рублей.

Можно сделать вывод, использование предлагаемых технологических решений позволит не только экономить ресурсы предприятия, но и принесет дополнительный доход.

7. Социальная ответственность

Введение

В магистерской диссертации решается задача повышения эффективности использования метанола при двуступенчатой регенерации путем внесения изменений в технологическую схему подготовки газа.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа Мыльджинского месторождения. Область применения: нефтегазовое дело.

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Район Мыльджинского ГКМ относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками АО «Томскгазпром» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии [13].

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в

районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

- обеспечение СИЗ.

- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

7.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место – место, где работник должен находиться или куда ему необходимо прибыть в связи с его работой и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели

функционирования предприятия [13].

Рабочее место состоит из следующих элементов:

- Установка подготовки газа;
- Основное оборудование;
- Приспособления для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

Процессу труда работника, независимо от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда.

7.2 Производственная безопасность

При работах на УКПГ возникают следующие вредные и опасные факторы [14]:

Таблица 17 – Вредные и опасные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) | Этап работ | Нормативные документы |
|---|---|--|
| | Эксплуатация и обслуживание установки комплексной подготовки газа | |
| 1. Повышенный уровень шума; | + | ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [15]; СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [16]; ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ [17]; ПБ 03-576-03[18]; ГОСТ 12.1.005-88 [19]; ГОСТ 2222-95 [20]; |
| 2. Повышенный уровень вибраций; | + | |
| 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; | + | |
| 4. Пожаровзрывоопасность; | + | |
| 5. Наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением; | + | |
| 6. Электрический ток; | + | |

7.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

При работе УКПГ возникают следующие вредные факторы:

- Повышенный уровень шума

В настоящее время шум - один из наиболее распространенных факторов внешней, в том числе производственной среды. Шум характеризуется силой (уровнем) звука, определяемой в децибелах (дБ), частотой в герцах (Гц) и интервалом частот в октавах. Вредное воздействие шума сказывается на нервной и сердечнососудистой системах, на работе органов пищеварения, повышает

кровенное давление, притупляет внимание и приводит к быстрому утомлению.

При этом уровень интенсивности звука вызывает у человека разные ощущения.

Таблица 18 – Предельно допустимые уровни звукового давления [16].

| Вид трудовой деятельности, рабочее место | Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц | | | | | | | | | Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА) |
|--|--|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|--|
| | 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | |
| 1.Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории; рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений, в лабораториях | 93 | 79 | 70 | 68 | 58 | 55 | 52 | 52 | 49 | 60 |
| 2.Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией; диспетчерская работа. Рабочие места в помещениях диспетчерской службы, кабинетах и помещениях наблюдения и дистанционного управления с речевой связью по телефону; машинописных бюро, на участках точной сборки, на телефонных и телеграфных станциях, в помещениях мастеров, в залах обработки информации на вычислительных машинах | 96 | 83 | 74 | 68 | 63 | 60 | 57 | 55 | 54 | 65 |
| 3.Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин | 103 | 91 | 83 | 77 | 73 | 70 | 68 | 66 | 64 | 75 |

Воздействие на рабочих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, обслуживании и эксплуатации установок комплексной подготовки газа. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и компрессоров могут достигать 90 – 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы [15].

Предельно допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест, разработанные с учетом категорий тяжести и напряженности труда, представлены в таблице 18. Работы на УКПГ относятся к 1, 2 и 3 группам.

- **Повышенный уровень вибраций**

Большинство работ на УКПГ попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 19.

В качестве средств индивидуальной защиты применяются:

- виброзащитные перчатки и рукавицы
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов;

Таблица 19 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» [17]

| Среднегеометрические частоты полос, Гц | Предельно допустимые значения по осям X_o, Y_o, Z_o | | | | | | | |
|--|---|---------|---------|---------|------------------------|---------|---------|---------|
| | виброускорения | | | | виброскорости | | | |
| | м/с ² | | дБ | | м/с · 10 ⁻² | | дБ | |
| | 1/3 окт | 1/1 окт | 1/3 окт | 1/1 окт | 1/3 окт | 1/1 окт | 1/3 окт | 1/1 окт |
| 1,6 | 0,089 | | 99 | | 0,89 | | 105 | |
| 2,0 | 0,079 | 0,14 | 98 | 103 | 0,63 | 1,30 | 102 | 108 |
| 2,5 | 0,070 | | 97 | | 0,45 | | 99 | |
| 3,15 | 0,063 | | 96 | | 0,32 | | 96 | |
| 4,0 | 0,056 | 0,10 | 95 | 100 | 0,22 | 0,45 | 93 | 99 |
| 5,0 | 0,056 | | 95 | | 0,18 | | 91 | |
| 6,3 | 0,056 | | 95 | | 0,14 | | 89 | |
| 8,0 | 0,056 | 0,10 | 95 | 100 | 0,11 | 0,22 | 87 | 93 |
| 10,0 | 0,070 | | 97 | | 0,11 | | 87 | |
| 12,5 | 0,089 | | 99 | | 0,11 | | 87 | |
| 16,0 | 0,110 | 0,20 | 101 | 106 | 0,11 | 0,20 | 87 | 92 |
| 20,0 | 0,140 | | 103 | | 0,11 | | 87 | |
| 25,0 | 0,180 | | 105 | | 0,11 | | 87 | |
| 31,5 | 0,220 | 0,40 | 107 | 112 | 0,11 | 0,20 | 87 | 92 |
| 40,0 | 0,280 | | 109 | | 0,11 | | 87 | |
| 50,0 | 0,350 | | 111 | | 0,11 | | 87 | |
| 63,0 | 0,450 | 0,79 | 113 | 118 | 0,11 | 0,20 | 87 | 92 |
| 80,0 | 0,560 | | 115 | | 0,11 | | 87 | |
| Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни | | 0,10 | | 100 | | 0,20 | | 92 |

- Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Метанол (метилвый спирт, формула CH_3OH) - бесцветная прозрачная легковоспламеняющаяся жидкость, с запахом этилового спирта. Смешивается с водой во всех отношениях.

На УКПГ метанол используется как ингибитор гидратообразования. В технологическом процессе предусмотрены операции по транспортировке и сливу-наливу метанола.

Метанол при поступлении через желудочно-кишечный тракт может привести к серьезному отравлению, вплоть до смертельного исхода, при приеме внутрь 5-10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление, а 30 г - смертельная доза. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, сильные боли во всем теле, желудке, мелькание перед глазами, общая слабость,

раздражение слизистых оболочек. В тяжелых случаях наблюдается резкая синюшность, глубокое и затрудненное дыхание, судороги, слабый учащенный пульс, потеря зрения.

Метанол обладает слабо выраженным местным действием на кожу, может проникать через неповрежденные кожные покровы (ПДУ загрязнения кожных покровов составляет 0,02 мг/см²).

Максимальная разовая предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны составляет 15 мг/м³, среднесменная (среднесуточная) – 5 мг/м³ [20].

Первая помощь при остром отравлении при приеме внутрь: промывание желудка в течение первых двух часов 2-4 л 2% раствора пищевой соды, для последующей борьбы необходимо каждые 30 минут давать по 5г соды, обильное питье (всего до 4л жидкости в сутки).

Ремонт трубопроводов, дозирующих насосов, аппаратуры, используемых при работе с метанолом, может производиться только после полного их опорожнения и тщательной промывки большим количеством воды.

Все заглушки и фланцевые соединения на емкостях и обвязке должны быть опломбированы и защищены от свободного к ним доступа.

При работе с метанолом необходимо руководствоваться документами о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах добычи, транспорта и ПХГ ОАО «Газпром» СТО Газпром 2-2.3-143-2007 и ГОСТ 2222-95 «Метанол технический».

Для обеспечения безопасных условий труда при работе с метанолом проводятся следующие мероприятия:

- Для исключения ошибочного применения метанол одорируется этилмеркаптаном в соотношении 1:1000, керосином 1:100 и окрашивается химическими чернилами и другими красителями.
- Выдаются средства индивидуальной защиты: спецодежда, защитные очки, резиновые сапоги, фартук, перчатки, противогазы марки «А, М,

БКФ», изолирующие противогазы шлангового типа ПШ-2, а также специальные костюмы для защиты всего тела работающего с метанолом.

- Производственные помещения, в которых проводятся работы с метанолом, снабжаются приточно-вытяжной вентиляцией.

7.2.2 Анализ выявленных опасных факторов:

- Пожаровзрывоопасность

Взрывы и пожары на трубопроводах, установках и сооружениях УКПГ могут произойти в результате техногенных аварий, связанных с газопроявлениями, разгерметизацией оборудования или трубопроводов и выходом в окружающее пространство природного газа, образующего с воздухом взрывоопасную смесь, а также разливов газового конденсата, метанола, дизельного топлива.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатацией и обеспечением средствами пожаротушения.

Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

Пожарный инвентарь:

- монопомпы;
- огнетушители (ОП - 50, ОХП - 10, ОХ 13П - 10, ОПШ -10, углекислотные);
- пеногенератор (ГПС - 200, ГПС - 600);

- рукава с гайками и без гаек;
- запас воды;
- пожарные щиты;
- ящики с песком;
- кошма, вёдра, лопаты.

При проведении работ на УКПГ запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра [13].

- Наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением

Сосудами, работающими под давлением, называются герметически закрытые емкости, предназначенные для ведения химических и тепловых процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением [18].

На УКПГ сосудами, работающими под давлением, являются сепараторы, колонны отдувки метанола, разделители и технологические емкости.

Основная опасность при эксплуатации таких сосудов заключается в возможности их разрушения при внезапном адиабатическом расширении газов и паров (физический взрыв). При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и ударную волну.

Особенно опасны взрывы сосудов, содержащих горючую среду, так как осколки резервуаров даже большой массы (до нескольких тонн) разлетаются на расстояние до нескольких сот метров и при падении на здания, технологическое оборудование, емкости вызывают разрушения, новые очаги пожара, гибель людей.

Для обеспечения безопасной эксплуатации сосудов под давлением на УКПГ Мыльджинского месторождения предусмотрены следующие технические решения:

- предусмотрена герметизация технологического оборудования и трубопроводов. Соединения труб выполнены сваркой;
- всё электрооборудование и электрические приводы арматуры приняты во взрывозащищенном исполнении;
- для защиты оборудования и трубопроводов обвязки от превышения рабочего давления на регулирующих линиях кустов скважин, шлейфов газа установлены предохранительные клапаны, клапаны отсекатели и электроприводные задвижки;
- ёмкости оборудованы полупогружными электронасосными агрегатами во взрывозащищенном исполнении и свечами рассеивания с огнепреградителями;
- предусмотрено заземление электрооборудования, молниезащита, защита от статического электричества и заноса высокого потенциала;
- полы во всех взрывоопасных помещениях выполнены безискровыми, негорючими.
- Электрический ток

На Мыльджинском месторождении используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промышленных объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В - используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтегазодобычи и подготовки. Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвиниловой изоляции необходимого сечения - 4 х 1,5 м.

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

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

Методы защиты от статического электричества:

- замена горючих средств менее горючими;
- изменение способности горючих веществ к электризации (антистатические присадки);
- вынос объектов, опасных по генерированию статического электричества, за пределы производственных помещений, в которых могут образоваться пожаро- и взрывоопасные смеси паров и газов.

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

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м. друг от друга и имеют длину 3 м. и диаметр 5 см [21].

7.3 Экологическая безопасность

При проведении работ на установке комплексной подготовки газа наблюдается вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

7.3.1. Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Загрязняющие воздух вещества могут поступать в атмосферу в виде неорганизованных и организованных выбросов. Выбросы и выделения вредных веществ в атмосферу происходят вследствие:

- потери газа через неплотности технологического оборудования,

- сжигания газа на факелах, жидкого и газообразного топлива в топках технологических печей и в котлоагрегатах,
- вентиляции производственных помещений,
- работы двигателей внутреннего сгорания,
- хранения сыпучих веществ.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта газа.
2. Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов.
3. Защита оборудования от коррозии.
4. Оснащение предохранительных клапанов всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление.
5. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

7.3.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения

Основными загрязнителями природной среды при работе УКПГ являются сточные воды и отработанный водометанольный раствор, содержащие механические примеси, органические соединения и метанол.

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.
2. Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы.
3. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.

4. Приготовление и дозировку химических реагентов необходимо производить только в специально оборудованных местах.
5. Производить сброс хозяйственно бытовых стоков в водоемы только после биологической очистки.
6. Ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтегазодобывающих объектов.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск

сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа во фланцевых соединениях из-за превышения давления.

Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;

- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений, превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:
- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Отсечь аварийный участок, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

Для предотвращения аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтегазодобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

1. перечень возможных аварий на объекте;
2. способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
3. действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию
4. людей и проведение предусмотренных мероприятий;
5. список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

6. способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (нарушения герметичности), предупреждению увеличения их размеров и осложнений.
7. список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты;
8. План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия, каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного за защиту и инструмент;
9. акты испытания СИЗ, связи, заземления
10. график и схему по отбору проб газовой среды;
11. технологическая схема объекта;
12. годовой график проведения учебных занятий

В разделе были рассмотрены основные опасные и вредные факторы, возникающие при ведении технологического процесса на установке комплексной подготовки газа Мыльджинского месторождения. Определены причины их возникновения, допустимые концентрации и степень влияния на человека. Для каждого фактора были приняты необходимые меры для защиты работников и снижения негативного влияния на них.

Проработана экологическая безопасность: выявлены источники загрязнения атмосферы, поверхностных вод и водоемов продуктами деятельности УКПГ. Разработаны мероприятия для минимизации воздействия на окружающую среду.

Также определены основные виды аварий и ЧС, возникающих при эксплуатации объекта. Выявлены возможные причины аварий и разработаны инструкции для персонала при ликвидации ЧС. Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций планы по ликвидации возможных аварий и проводятся тренировки.

Полученные результаты могут быть использованы на предприятии для более безопасного и безвредного ведения технологического процесса на производстве.

Заключение

В настоящее время в трудных экономических условиях сокращение затрат на предупреждение гидратообразования является одной из важных задач нефтегазодобывающих компаний.

В ходе выполнения выпускной работы был рассмотрен процесс гидратообразования. Основными факторами, влияющими на процесс образования гидратов, являются давление, температура газа, его состав и насыщение парами воды.

Выявлены причины использования метанола как основного ингибитора гидратообразования. Среди них: наивысшая антигидратная активность, низкая стоимость, низкая температура замерзания, наличие схем регенерации и утилизации. Основным недостатком метанола является высокая токсичность.

Проведен обзор развития рециркуляционных схем использования ингибитора гидратообразования при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации. Данный обзор показал, что за последние 30 лет разработаны эффективные и гибкие к технологическим условиям схемы регенерации ингибитора. При этом, в настоящее время продолжается оптимизация существующих и разработка новых методов сокращения расхода и потерь метанола.

Выполнено концептуальное исследование, показавшее принципиальную возможность реализации рециркуляционной технологии использования метанола в технологическом процессе подготовки газа подобном реализованному на УКПГ Мыльджинского месторождения.

Предлагаемый вариант рециркуляционной технологии позволяет сократить расход метанола за счет уменьшения уноса метанола с нестабильным конденсатом и сокращения количества метанола, отправляемого на утилизацию в сточных водах.

Преимущества рециркуляционной технологии использования метанола:

- сокращение расхода ингибитора на 110–140 кг/ч в зависимости от состава сырого газа;
- экономия метанола составляет 40–45% от действующей технологии;
- установка ректификации метанола позволяет получить 85–120 кг/ч метанола с концентрацией 95 % мас.;
- расчетная концентрация метанола в сточных водах составляет 0,44 мг/л и не превышает ПДК 3мг/л.

Для повышения эффективности процесса отдувки метанола предлагается внесение изменений в конструкцию колонны-десорбера.

Анализ показателей модернизированной схемы показал, что состав и свойства выходных потоков осушенного газа и нестабильного конденсата не ухудшились и соответствуют установленным требованиям.

Чистый приведенный эффект от предлагаемых технологических изменений составил 36515074,84 рублей.

Полученные результаты дают возможность рекомендовать к рассмотрению модернизацию технологической схемы использования метанола на Мыльджинском месторождении и аналогичных установках подготовки газа.

Список публикаций студента

1. Резван В.В. Повышение эффективности использования метанола для предотвращения образования гидратов на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО) / В.В. Резван ; науч. рук. О.В. Носова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 2. – [С. 162-163]
2. Резван В.В. Прогнозирование дефектов стенки трубопровода с помощью теплового расчета в программном комплексе Pipemodel / В.В. Резван, А.А. Самарин; науч. рук. С.Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 2. – [С. 600-602]
3. Резван В.В. Анализ динамики затрат на проведение геологоразведочных работ акционерного общества «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» / В.В. Резван, А.А. Самарин; науч. рук. И.В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2019. – Т. 2. – [С. 659-660]

Список использованных источников

1. Бурмистров А.Г. Способ подготовки углеводородного газа к транспорту / А. Бурмистров, В. Истомин, В. Лакеев // Патент РФ № 1350447. – 1991.
2. Бурмистров А.Г. Причины высоких концентраций метанола в низкотемпературном сепараторе УКПГ / А. Бурмистров, Б. Сперанский, Г. Степанова // Газовая промышленность. –1986. – № 4. –С. 21-22.
3. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Э. Бухгалтер – М.: Недра, 1986, –238 с.
4. Жданова Н.В. Осушка природных газов / Н. Жданова, А. Халиф – М.: Недра, 1975. – 160 с.
5. Запорожец Е.П. и др. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки природных и нефтяных газов / Е. Запорожец, Д. Антониади, Г. Зиберт – Краснодар: Издательский дом – ЮГ, 2012. – 620 с.
6. Истомин В.А. Технологии предупреждения гидратообразования в промысловых системах: проблемы и перспективы / В. Истомин, Р. Минигулов, Д. Грицишин // Газохимия, – 2009, – №6. – С.32-40.
7. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти / В. Истомин – М.: РАО ГАЗПРОМ, ВНИИГАЗ, 1990. – 213 с.
8. Корякин А.Ю. Развитие рециркуляционных технологий использования ингибитора гидратообразования на Ачимовских УКПГ Уренгойского НГКМ / А. Корякин, А. Ермолаев, В. Кобычев // Газовая промышленность. – 2018. – №6. – С. 28-34.
9. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Ю. Макогон – М.: Недра, 1985. – 232 с.
10. ОАО "Востокгазпром", ОАО "Томскгазпром". Технологический регламент участка комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения – г. Томск, 2016г.

11. Производство, регенерация и утилизация метанола в промышленных условиях / Истомин В.А., Квон В.Г., Юнусов Р.Р., Грицишин Д.Н. – Обз. инф. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – С. 72.
12. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам Технические условия. – М.: ОАО «Газпром», 2011. – 12 с.
13. Трудовой кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 30.12.2001 № 197-ФЗ. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс». Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/
14. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071>.
15. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606>.
16. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901703278>.
17. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/5200329>
18. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901866259>
19. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

- [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://docs.cntd.ru/document/1200003608>.
- 20.ГОСТ 2222-95. Метанол технический. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200020559>
- 21.ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1). – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/5200289>
- 22.Honeywell Unisim Design. Руководство пользователя. – Honeywell, 2016.
Режим доступа: [http:// www.honeywellprocess.com](http://www.honeywellprocess.com)

Приложение А

(обязательное)

The development of recycling technologies by means of a hydrate inhibitor

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2БМ83 | Резван Вячеслав Викторович | | |

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|---------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Миронова Вероника Евгеньевна | | | |

At present, virtually only methanol is used as an inhibitor of hydrate formation in the existing fields of the Far North of Russia. Methanol is a widespread anti-hydrate reagent used both to prevent hydrate formation and to eliminate hydrated deposits (incomplete hydrated plugs) that arise for any reason.

The widespread use of methanol as an inhibitor of hydrate formation at gas producing enterprises in Russia is due to the following reasons:

- Relatively low cost (compared with other hydrate formation inhibitors), a widely developed industrial base. Methanol production can be launched directly in the places of consumption - gas fields;
- High adaptability of the process of introducing and distributing methanol to the required sections of the technological chain; there is no need for a reagent preparation unit, which, for example, is a characteristic feature of the use of non-electrolyte inhibitors;
- The highest anti-hydration activity among known inhibitors that is preserved even at low temperatures;
- A very low freezing point of concentrated methanol solutions and their exceptionally low viscosity even at temperatures below minus 50 ° C;
- The relatively low solubility of methanol in an unstable condensate, especially when an unstable gas condensate comes in contact with a spent (saturated) aqueous methanol solution with a concentration of less than 50 weight percent;
- The non-corrosive nature of methanol and its aqueous solutions;
- The presence of fairly simple technological schemes for the regeneration of spent solutions;
- The principal elaboration at present of the issues of utilization and burial of industrial effluents containing methanol, in connection with the ever-increasing requirements for environmental protection;
- The high efficiency of the reagent, not only to prevent hydrate formation, but also during the elimination of discontinuous hydrate plugs (deposits) arising

from violations of the technological regime in field communications (wells, loops, collectors, air coolers, heat exchange equipment).

Instead of pure methanol, technical grades and its aqueous solutions can be used with practically the same antihydrate efficiency.

In accordance with the foregoing, there are a number of positive aspects that make it attractive to use concentrated methanol and its aqueous solutions, and in some cases compositions based on it, as an inhibitor of hydrate formation, especially under difficult conditions of gas and gas condensate fields in the north of the Tyumen region, Krasnoyarsk Territory and Yamal Peninsula.

However, the use of methanol-based inhibitors has a number of serious disadvantages, which primarily include:

- Very high toxicity (both when exposed to vapors and when it enters the skin and the body), as well as a high fire hazard;
- The possibility of precipitation of salts when mixed with highly mineralized formation water and, as a result, scaling in field communications;
- The effect of the accelerated growth of hydrates in the presence of dilute aqueous solutions of methanol in low concentration to prevent hydrates;
- High vapor pressure of methanol (normal boiling point ~ 65 °C), its very high solubility in compressed natural gas and, accordingly, an increased specific consumption of methanol.

Also, the use of methanol leads to the following organizational and technical problems:

- The high cost of imported concentrated methanol (concentration of 95-98 mass percent)
- Difficulties in its delivery: numerous loading and unloading operations, which require compliance with special safety requirements
- Utilization of water-methanol solution (WMS) of low concentrations, taking into account the increasing environmental requirements for environmental protection

Existing ways to save and reduce methanol consumption:

- The use of the technological map of inhibition of wells depending on the characteristics of their working
- Methanol recycling on the same gas preparation line
- The use of mixed inhibitors (methanol + deg)
- The use of a blower column with various combinations of accessories
- Regeneration using a distillation column

In this way, in the oil and gas industry, methanol is almost indispensable as an inhibitor of hydrate formation. This is due to both its physicochemical properties and low cost. However, in connection with the current economic crisis, the rise in the cost of production and the supply of methanol itself, there is an urgent need to look for new ways to save money and create conditions for its rational use.

Inhibition technology without regeneration

At the initial stage of the development of low-temperature separation technology, there were no methanol regeneration schemes that were used for inhibition, as a result of which the spent WMS was disposed of in absorbing layers [1].

Let us consider in more detail the low-temperature technology for the preparation of gases from gas condensate fields by the example of the LTS type plants at the Urengoy field (for the initial period of operation).

In accordance with the GTF process technology scheme, the gas of the Valanginian deposits of the Urengoy gas condensate field passes successively three separators: 1st stage (S-1), intermediate (S-4) and low-temperature (S-2). Before the intermediate and low-temperature separators, the gas is cooled by the return flow of cold gas in the heat exchangers T-1 and T-2, respectively, after which it is throttled in front of the low-temperature separator. The characteristic thermobaric parameters of the operating mode of the LTS installations in the initial period are as follows: the pressure at the inlet of the gas treatment plant is 12–13 MPa, the temperature is minus

20 to minus 35 ° C; in a low-temperature separator, the pressure is 7.6-7.8 MPa and the temperature is minus 25 - minus 30 ° C.

Methanol supply is provided in front of the T-1 and T-2 heat exchangers, as well as the throttling device. The non-hydrate mode of the T-2 heat exchanger operation is achieved at a concentration of saturated methanol in the aqueous phase after the heat exchanger equal to 45-55 wt. % . After condensation of methanol from the gas phase in the separator C-2, its concentration in the liquid phase increases to at least 67-72 wt. % (sometimes up to 75-85 wt.%).

Such high concentrations of spent methanol in low-temperature separators make it possible to develop a number of technological schemes for optimizing its use (technologies with methanol recirculation and blowing directly in the gas stream)

Supply of a part of the stream to the previous separation stage

This version of the recirculation technology was proposed in 1985 by Urengoy Gazprom and VNIIGAZ after analyzing the operation of the first LTS installation at the Urengoykoye oil and gas condensate field - UKPG-2V.

The technology was presented according to the patent of the Russian Federation № 1350447. A similar technology under the IFPEX-1 trademark was proposed somewhat later at the French Petroleum Institute.

A significant reduction in methanol consumption here is achieved by the fact that in the process scheme of the gas treatment unit, the liquid withdrawn from the separators falls into the hydrocarbon and aqueous phases (into gas condensate and the spent inhibitor solution), and then the inhibitor solution is fed into the gas stream to one of the previous separation stages. Thus, for the initial period the need for installing an inhibitor regeneration method by rectification disappears.

When the WMS is fed into the gas stream at one of the previous stages of separation, the volatile inhibitor evaporates and partially saturates the gas. Due to this, the consumption of concentrated (fresh) methanol is reduced, which is introduced further into the gas stream. At the same time, there is a decrease in the concentration

of methanol in the aqueous phase, in many cases, to values at which regeneration of this solution by rectification is not economically feasible, and disposal into the absorbing layer is permissible. To fulfill this requirement, the input of WMS is carried out through a stripper, in which methanol is stripped into the gas stream during countercurrent movement. As a stripper, a separator equipped in the upper part with a methanol blowing section can be used.

This technology is implemented as follows:

Gas at a temperature of 15-45 ° C and a pressure of 9.0-13 MPa enters the first stage in the separator 1, where the gas phase is separated from water and condensate.

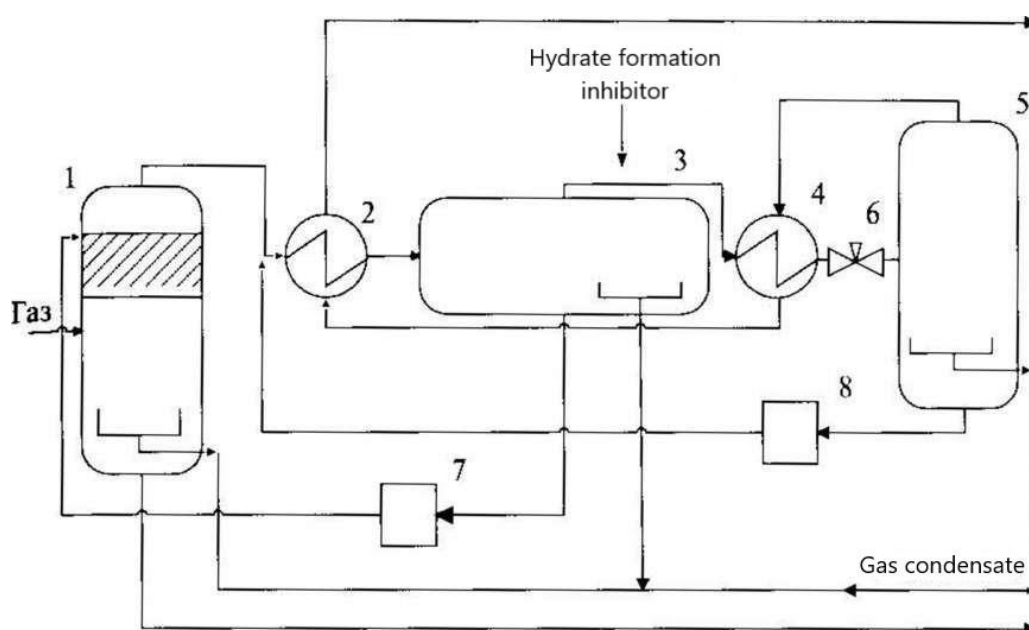


Figure 2 - The technology of direct-flow countercurrent circulation of methanol according to the patent of the Russian Federation № 1350447: 1 - separator 1 stage C-1; 2 - recuperative heat exchanger; 3 - separator 2 stage C-2; 4 - heat exchanger; 5 - low-temperature separator C-3; 6 - ejector; 7.8 – pump

Further, the gas is directed to the second separation stage and passes through a recuperative heat exchanger 2, where it is cooled by heat exchange with cold dry gas and enters the separator 3. An inhibitor of hydrate formation is introduced into the gas stream leaving the second separation stage and entering the low temperature stage. The place of the inhibitor entry is determined on the basis of the thermodynamic conditions of hydrate formation, which are realized in this particular case in the heat exchanger 4 and the separator 5.

In the third (low-temperature) separation stage, the gas is cooled in the heat exchanger 4, throttled on the nozzle 6 and fed to the separator 5. The cooled dry gas is sent through the heat exchangers 4 and 2 to the gas pipeline, and the hydrocarbon liquid from the separator 5 to the condensate pipeline.

The separated aqueous phase, which is a highly concentrated spent inhibitor solution (50 - 85 wt.%), is fed into the gas stream in front of the heat exchanger 2. A more dilute aqueous inhibitor solution (concentration in the range of 5.0 - 35 wt.%), is isolated in the separator of the second stage 3, served in the separator 1.

To improve the process of blowing off and more fully saturating the gas phase with an inhibitor, the upper part of the separator 1 will be equipped with hand-held devices or a section with a nozzle will be installed, where the aqueous solution of the inhibitor from separator 2 is fed. After the inhibitor is blown away, the aqueous solution flows into the separator 1, where the concentration of the inhibitor will be even lower due to mixing with moisture separated from the gas.

This technology has its flaws. The fundamental point is the presence of an “excessive” methanol concentration in WMS in the separators at the last separation stage (the effect is demonstrated at a separation temperature below minus 15 ° C) due to the significant condensation of methanol from the gas phase at low temperatures.

The use of the stripper

The second stage in the development of recirculation technologies was the practical introduction of methanol blowing technology with countercurrent contact between WMS and natural gas.

Work on the implementation of WMS blow-off technology at UKPG-2V was carried out by UrengoyGazprom LLC together with the Central Design Bureau of Oil Equipment and VNII GAZ.

The C-601 separator of the first stage of the 3-stage separation unit was modernized. The basic scheme of modernization is shown in Figure 3. In March 1998,

the WMS disposal scheme was launched, in April of the same year the first stage of the test process was carried out, the second stage of the tests was completed in 1999.

The design scheme for the inhibition of the process of low-temperature separation provided for the supply of methanol concentration of 95 mass. % in front of heat exchangers T-1 and T-2, WMS from low-temperature C-2 and intermediate C-4 separators was discharged into industrial wastewater. In the framework of the introduced technology, the water-methanol solution from the S-4 intermediate separators is collected from all technological threads and pumped into the upgraded primary separator of the experimental technological string № 6 where hot blowing of methanol vapours from a water-methanol into the gas phase occurs on the contact separation plates with the GPR 362 elements. From the gas phase, as the temperature decreases along the process chain of the low-temperature separation process, methanol vapors pass into the liquid phase and inhibit the low-temperature separation process.

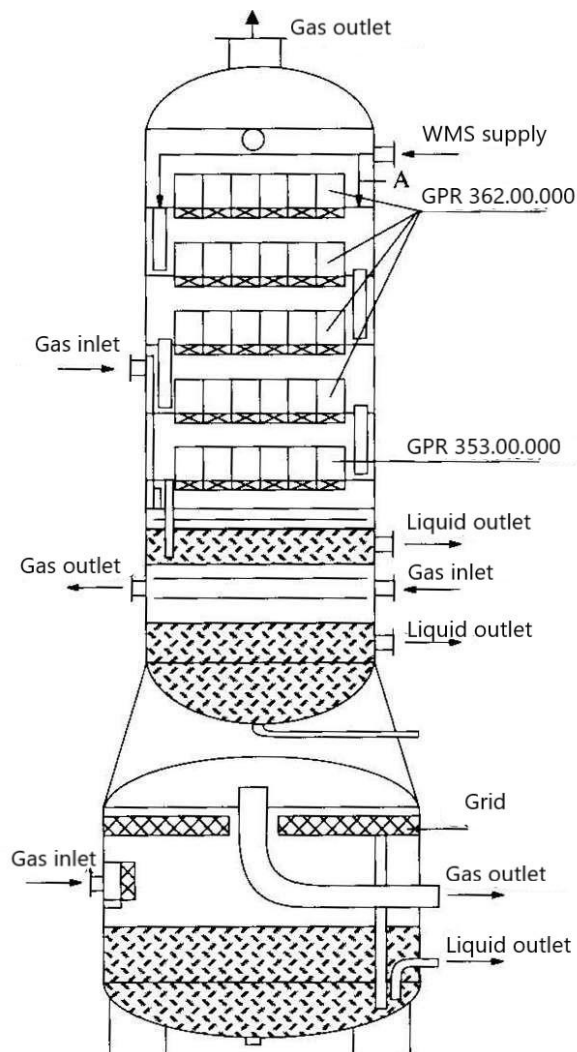


Figure 3 - Upgraded inlet separator S-601

The performed computational simulation of the methanol desorption process in relation to the actual thermobaric operating parameters of the UKPG-2V of the Urengoy oil and gas condensate field showed good convergence of the calculated and actual data obtained during the tests of the modernized separator, while the efficiency of plates with GPR 362 elements is 45-50%.

As a result, the average value of the methanol concentration in the industrial effluents of UKPG-2, after the introduction of methanol "blowing", decreased from 15,000 to 20,000 mg/dm³ in 1998 to 3,900 mg/dm³ in 1999.

Two-stage regeneration "Optimet" technology

The third stage in the development of blow-off technologies for the use of volatile hydrate inhibitors also includes the development of methanol regeneration options when CS is connected in the head of the LTS process.

During the development of the field, dropping reservoir pressure and decrease in the productivity of well clusters, the well operation system and gas collection system change. The gas temperature at the wellheads gradually decreases, and reservoirs and loops increasingly begin to work in hydrated mode. Concentrated methanol begins to be supplied gradually in increasing volumes to well clusters in order to inhibit loops and reservoirs. It leads to the fact that in the liquid aqueous phase parted in the separator of the first stage of the LTS installation, the concentration of spent methanol increases and is dependent on season from 3 to 20 wt. %. Thereby, the efficiency of preparing hydrocarbon gas for transport is gradually reduced due to the deterioration of the conditions for evaporation of the spent methanol supplied from the previous separation stage at the first one (due to a decrease in the "stripping gas-WMS" contact temperature and the presence of methanol vapor in the gas entering the first separation stage). In addition, the relatively low concentration aqueous solution of methanol in the first stage separator is no longer subject to regeneration in this technology and is pumped into the absorbing horizon. At the same time, not only the methanol consumption rate

increases, but the environmental indicators of the technological process under consideration also worsen.

Thus, at a late stage of field operation, a change in the technology of regeneration is required. Such a modification is shown in Figure 3, where a new gas treatment scheme is presented when connecting CS in the head of the LTS technological process.

The reservoir product from the bushes of gas condensate wells are piped by pipeline 1 to the first stage separator 2, where mechanical impurities, the aqueous phase (which is a mixture of condensation water, formation mineralized water and spent hydrate formation inhibitor, such as methanol) are separated from it and liquid hydrocarbon mixture (hydrocarbon condensate). The separated gas is sent for compression to the booster compressor station 3 and then to the stripping separator 4.

An aqueous solution of methanol is supplied to the stripper separator 4 in countercurrent with the hydrocarbon gas being treated, while methanol is blown into the gas stream, and the flowing aqueous phase (which is water with minor impurities of the volatile hydrate inhibitor) is sent for disposal. Next, the flow of hydrocarbon gas is sent to an air cooler 5, a heat exchanger 6 and an intermediate separator 7.

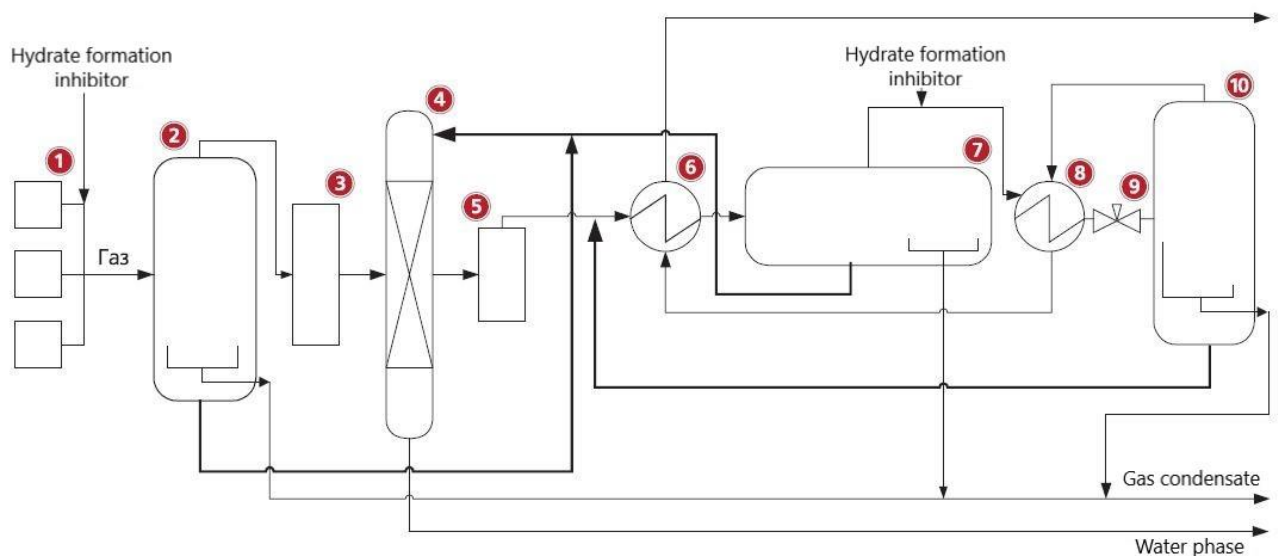


Figure 4 - Technology "Optimet"

1 - bushes of gas condensate wells; 2 - primary separator; 3 - compressor station; 4 - stripper; 5 - gas air coolers; 6.8 – «gas-to-gas» heat exchangers; 7 - intermediate separator; 9 - a throttle; 10 - final low temperature separator.

In the intermediate separator 7, an aqueous solution of the inhibitor and hydrocarbon condensate are separated. The aqueous phases from the inlet separator 2 and the intermediate separator 7 are combined and fed to the top of the stripper of the separator 4. The gas separated at the intermediate separation stage is sent to the heat exchanger 8 and expansion device 9 (a throttle, turbine expander or ejector is used as an expansion device) and then to the terminal low-temperature separator 10. In the separator 10, the aqueous phase (which is an aqueous solution of an inhibitor of sufficiently high concentrations) and the hydrocarbon condensate are separated. The aqueous phase from the separator 10 is introduced into the gas stream in front of the heat exchanger 6, and the hydrocarbon condensate streams from all stages of separation are combined and sent for further processing (to gas fractionation units). Concentrated methanol is introduced into the gas stream in front of the heat exchanger 8. Through recuperative heat exchangers 8 and 6 drained and purified from heavy hydrocarbons natural gas enters the main gas transmission system for supply to the consumer.

With a gradual decrease in the gas temperature at the wellheads and an increase in the concentration of methanol in the WMS in the inlet separator, there may come a time when there is enough methanol dissolved in the gas at the first stage of separation to further self-inhibit of the LTS installation with methanol condensing from the gas. Thus, the introduction of concentrated methanol will remain only on well clusters. In this limiting case, the technology according to patent № 1350447 becomes ineffective, while the Optimet technology is operational.

A significant difference in the circuit in Fig. 4 from the circuit in Fig. 2 consists in the fact that WMS is supplied to the blow-off not only from the subsequent, but also from the previous stage (in this case, from the input separator, where WMS comes from the plumes of the wellbores). A feature of this scheme implementation is the selection of the optimal amount of stripping gas entering the stripper separator depending on its temperature at a given amount of WMS and the concentration of methanol in it.

Another point is that the methanol concentrations in WMS from inlet separator 2 and in WMS from intermediate separator 7 can be very different: therefore, the technical solution shown in Figure 3 is not always optimal, consisting in mixing the WMS flows before they are fed for blowing.

There are varieties of this technological scheme. For example, WMS from the final separation stage can be sent to inhibition of well clusters. The choice of this or that variation is determined by the operating mode of a particular GTU. This technology can be applied to any gas treatment unit with the connection of CS in the head of the technical process, since it is able to respond to changes in the parameters of the installation.

2.5 Development of recycling technologies at Achimov gas treatment units of the Urengoy oil and gas condensate field

The analysis of the material-component balance of the gas and condensate preparation system GKP-22 of the Urengoy field made it possible to establish that the design recirculation scheme for the use of methanol has several disadvantages. The first one is associated with an excess concentration of methanol in a low-temperature separator in the traditional three-stage separation schemes[3,4]. The methanol content in the water-methanol solution (WMS) of the low-temperature separator is about 75 wt. %, which is higher than the minimum required concentration by 10-15 wt. %. Using technological modeling of the condensate-containing gas preparation process at GKP-22, it was established that an excess concentration of methanol in the BMP leads to an increase in methanol losses by a quarter with separation gas and about two times with unstable condensate.

Specialists of Gazprom dobycha Urengoy LLC improved the methanol recirculation technology, for which two patents for the invention were obtained. The first technical solution is based on the supply of the liquid phase from the intermediate separator C-2 to the passive gas pipeline of the ejector E-1 and through the ejector to the low-temperature separator C-3. The volume and temperature of the passive gas

provide anhydrate transportation of the aqueous phase from the separator C-2 to the ejector E-1.

Using the technological model of GKP-22, it was found that due to the supply of the liquid phase from the separator C-2 to the separator C-3, the concentration of methanol in WMS decreases to the optimum level of 60 wt. %. As a result, part of the hydrate inhibitor previously dissolved in the gas and hydrocarbon phases is sorbed by water. There is an increase in the amount of saturated WMS used to utilize methanol in the K-1 stripper column. Studies have shown that the most effective is the supply to the passive gas pipeline of the entire flow of the liquid phase from the separator C-2. The implementation of the first technical solution allows to reduce methanol consumption at the plant by 42 wt. %

The second technical solution is based on the technology of water extraction of methanol at UKPG-1V of the Yamburgskoye oil and gas condensate field and the Surgut condensate stabilization unit. It was proposed to use produced water from the R-1 separator as an aqueous methanol absorber, in which the methanol concentration does not exceed 3.0 wt. %. The implementation of this proposal is to supply part of the aqueous phase from the R-1 separator to the condensate transport pipeline from the T-3 heat exchanger to the R-3 separator. Such a device is absent in the design scheme GKP-22, therefore, the issue of modernizing the B-1 weathering device into the R-3 three-phase separator is being studied.

After water has absorbed part of the methanol contained in the unstable condensate, the gas, hydrocarbon and water phases are separated. The WMS obtained in the P-3 separator is mixed with the WMS from the P-2 splitter and sent to the K-1 stripping column for utilization of the inhibitor. The use of this technical solution can further reduce the consumption of methanol by 8 wt. %