



Об утверждении справочника по наилучшим доступным техникам "Добыча нефти и газа"

Постановление Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2023 года № 1202

В соответствии с пунктом 6 статьи 113 Экологического кодекса Республики Казахстан Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ**:

1. Утвердить прилагаемый справочник по наилучшим доступным техникам "Добыча нефти и газа".

2. Настоящее постановление вводится в действие со дня его подписания.

*Премьер-Министр
Республики Казахстан*

А. Смаилов

Утвержден
постановлением Правительства
Республики Казахстан
от 27 декабря 2023 года № 1202

Справочник по наилучшим доступным техникам "Добыча нефти и газа"

Оглавление

Список таблиц

Глоссарий

Предисловие

Область применения

Принципы применения

1. Общая информация

1.1. Структура нефтегазодобывающей отрасли

1.1.1. Добыча сырой нефти

1.1.2. Добыча газа (природного газа, попутного газа, газового конденсата)

1.2. Структура отрасли по видам добываемого сырья

1.2.1. Сырая нефть

1.2.2. Природный и попутный нефтяной газ, газовый конденсат

1.3. Производственные мощности предприятий нефтегазодобывающей отрасли

1.3.1. Мощности по переработке нефти Республики Казахстан

1.4. Основная и побочная продукция, выпускаемая отраслью

1.4.1. Рынок нефти Республики Казахстан

- 1.4.2. Рынок газа Республики Казахстан
- 1.5. Техничко-экономические характеристики
- 1.6. Основные экологические проблемы нефтегазодобывающей отрасли
 - 1.6.1. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух
 - 1.6.2. Сбросы загрязняющих веществ
 - 1.6.3. Образование и управление отходами
 - 1.6.4. Загрязнение почвы и подземных вод
 - 1.6.5. Шум и вибрация
- 2. Методология определения наилучших доступных техник
 - 2.1. Детерминация, принципы подбора
 - 2.2. Критерии отнесения техник к НДТ
- 3. Применяемые процессы: технологические, технические решения, используемые в настоящее время
 - 3.1. Добыча сырой нефти, нефтяного (попутного), природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата)
 - 3.1.1. Добыча сырой нефти
 - 3.1.2. Добыча газа (нефтяного (попутного) газа, природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата))
 - 3.1.3. Транспорт сырой нефти и газа по внутрипромысловым трубопроводам
 - 3.2. Предварительная подготовка газа и жидких углеводородов
 - 3.2.1. Сепарационные установки
 - 3.2.2. Стабилизация сырой нефти
 - 3.2.3. Процессы обезвоживания и обессоливание сырой нефти
 - 3.2.4. Десульфуризация сырой нефти
 - 3.3. Подготовка воды
 - 3.3.1. Предварительный сброс пластовой воды
 - 3.3.2. Подготовка пластовой воды
 - 3.4. Подготовка и переработка газа
 - 3.4.1. Осушка газа
 - 3.4.2. Аминовая очистка
 - 3.4.3. Демеркаптанализация (Щелочная очистка)
 - 3.4.4. Компримирование газа
 - 3.4.5. Производство сжиженного природного газа
 - 3.5. Реагентное хозяйство
 - 3.5.1. Регенерация реагента
 - 3.5.2. Регенерация сорбента
 - 3.5.3. Ввод реагента в трубопроводы
 - 3.5.4. Прием, смешение и подача реагента в скважины
 - 3.6. Производство газовой технической серы

3.6.1. Процесс Клауса

3.6.2. Технология доочистки отходящих газов установок Клауса (Сульфрен-процесс

)

3.7. Низкотемпературная конденсация и газофракционирование

3.8. Учет и замер сырой / товарной нефти, газа и воды

3.8.1. Приемно-сдаточный пункт

3.8.2. Узел учета сырой / товарной нефти

3.8.3. Узел учета газа

3.8.4. Система измерения количества и параметров газа

3.8.5. Система измерения количества и показателей качества сырой нефти

3.8.6. Система измерения количества и показателей качества воды

3.9. Поддержание пластового давления

3.9.1. Закачка воды в пласт

3.9.2. Закачка газа в пласт

3.10. Резервуарный парк

3.10.1. Хранение и транспортировка продукции

3.10.2. Система слива налива

3.11. Канализация и очистные сооружения (очистка сточных вод)

3.11.1. Технология процесса

3.11.2. Обработка и утилизация осадков бытовых и производственных сточных вод

3.12. Факельные системы

3.13. Энергетическая система

3.13.1. Парогенераторные станции

3.13.2. Газотурбинные установки

3.13.3. Теплоснабжение (котельная)

3.13.4. Электростанции

3.13.5. Печь дожига

3.14. Морская добыча сырой нефти и газа

4. Общие наилучшие доступные техники для предотвращения и/или сокращения эмиссий и потребления ресурсов

4.1 Снижение воздействия на окружающую среду

4.2 Система экологического менеджмента

4.3. Управление водными ресурсами

4.4. Управление выбросами в атмосферу

4.5. Управление производством

4.6. Повышение энергоэффективности

4.7 Организация работ по переработке и утилизации отходов

4.7.1. Биологическое разложение отходов

- 4.7.2. Использование нефтесодержащих шламов и/или отходов в качестве коксового сырья
- 4.7.3. Химический метод переработки бурового шлама
- 4.7.4. Физико-химический метод переработки бурового шлама
- 4.7.5. Термический метод переработки бурового шлама
- 5. Техники, которые рассматриваются при выборе наилучших доступных техник
 - 5.1. Добыча сырой нефти, нефтяного (попутного), природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата)
 - 5.1.1. Добыча сырой нефти
 - 5.1.2. Добыча газа (нефтяного (попутного) газа, природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата))
 - 5.1.3. Транспорт нефти и газа по внутрипромысловым трубопроводам
 - 5.2. Предварительная подготовка газа и жидких углеводородов
 - 5.2.1. Сепарационные установки
 - 5.2.2. Стабилизация сырой нефти
 - 5.2.3. Процессы обезвоживания и обессоливание сырой нефти
 - 5.2.4. Десульфуризация сырой нефти
 - 5.2.5. Центробежная сепарация с использованием декантера (трикантера)
 - 5.2.6. Центробежная сепарация с использованием тарельчатой центрифуги
 - 5.3. Подготовка воды
 - 5.3.1. Предварительный сброс пластовой воды
 - 5.3.2. Подготовка пластовой воды
 - 5.4. Подготовка и переработка газа
 - 5.4.1. Осушка газа
 - 5.4.2. Аминовая очистка
 - 5.4.3. Демеркаптаннизация (Щелочная очистка)
 - 5.4.4. Компримирование газа
 - 5.4.5. Производство сжиженного природного газа
 - 5.5. Реагентное хозяйство
 - 5.5.1. Регенерация реагента
 - 5.5.2. Регенерация сорбента
 - 5.5.3. Ввод реагента в трубопроводы
 - 5.5.4. Прием, смешение и подача реагента в скважины
 - 5.6. Производство газовой технической серы
 - 5.6.1. Методы восстановления серы и уменьшения выбросов SO_x
 - 5.6.1.1. Методы восстановления серы и уменьшения выбросов SO_x Обработка амином
 - 5.6.1.2. Методы восстановления серы и уменьшения выбросов SO_x. Процесс LO-CAT

5.6.2. Установки производства серы (УПС). Повышение эффективности процесса Клауса

5.6.3. Установки очистки отходящих газов (УООГ). Окисление до SO₂ и извлечение серы из SO₂

5.6.4. Методы борьбы с выбросами диоксида серы. Десульфуризация отходящих газов (FGD) 310

5.6.5. Котлы-утилизаторы (теплообменники) на выходе печей Клауса, Гидрогенизации и термоокислителя

5.6.6. Использование впрыскивания аммиака/каустика в случаях проскока SO₂ на колонну охлаждения в соответствии с лучшими практиками индустрии

5.6.7. Техника очистки кислой воды от сероводорода путем отпаривания в колонне

5.6.8. Комбинированная Техника SNOX для снижения уровня загрязнителей воздуха

5.6.9 Техника очистки углеводородных газов от кислых компонентов (H₂S и CO₂) циркулирующим раствором диэтаноламина (ДЭА)

5.6.10. Техника очистки хвостового газа путем гидрогенизации всех сернистых соединений в сероводород

5.6.11. Дегазация несвязанного сероводорода из жидкой серы

5.6.12. Термический дожиг остаточных соединений серы в хвостовом газе до SO₂ в печи

5.6.13. Техника очистки хвостовых газов путем превращения H₂S и SO₂ в элементарную серу при относительно низких температурах – процесс Сульфрен

5.6.14 Техники улавливания, использования и хранения углерода (Carbon capture, utilisation and storage, CCUS).

5.6.15. Двухконтактные/двухабсорбционные серноокислотные установки, работающие при изменяющихся характеристиках обрабатываемых газов.

5.7. Низкотемпературная конденсация и газофракционирование

5.7.1. Низкотемпературная абсорбция

5.7.2. Выбор катализатора

5.7.3. Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Селективное каталитическое восстановление (СКВ)

5.7.4. Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)

5.7.5. Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Специальные присадки для сокращения концентрации NO_x

5.7.6. Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Низкотемпературное окисление (процесс SNERT/метод LoTOX)

5.7.7. Меры борьбы отделения частиц от газов. Сепараторы третьей ступени

5.7.8. Меры борьбы отделения частиц от газов. Электростатические фильтры

- 5.7.9. Методы очистки газов от взвешенных веществ. Другие фильтры
- 5.7.10. Методы, предотвращающие загрязнение оксидами серы. SO_x-снижающие присадки
- 5.7.11. Мокрая очистка газов скрубберами (Нерегенеративная очистка, Регенеративная система очистки газов, Нерегенеративные скрубберы, Регенеративные скрубберы мокрой очистки газов)
- 5.7.12. Скрубберы сухой и полусухой очистки
- 5.7.13. Сокращение летучих выбросов
- 5.7.14. Техника извлечения углеводородов методом низкотемпературной конденсации или низкотемпературной конденсации и ректификации
- 5.7.15. Техники сорбционного отбензинивания газов
- 5.7.16. Техники сорбционного отбензинивания газов
- 5.7.17. Техника выделения гелия из природного газа
- 5.7.18. Технология ректификационного разделения широкой фракции легких углеводородов (газофракционирующие установки)
- 5.7.19. Методы снижения выбросов CO
- 5.7.20. Варианты контроля выбросов CO₂
- 5.7.21. Методы снижения выбросов NO_x. Низкотемпературное окисление NO_x
- 5.7.22. Когенерационные установки (КГУ)
- 5.7.23. Котел с псевдооживленным слоем
- 5.7.24. Рециркуляция отходящих газов
- 5.7.25. Стадия сжигания топлива (дожигание)
- 5.7.26. Переход на малозольные виды топлива
- 5.7.27. Процессы десульфуризации отходящих газов
- 5.7.28. Использование комбинированного слоя молекулярных сит для максимальной эффективности поглощения влаги в сыром газе
- 5.8. Учет и замер сырой / товарной нефти, газа и воды
- 5.8.1. Учет потребления энергоресурсов и усовершенствованные системы учета
- 5.8.2. Измерение потока с пониженной потерей давления в трубопроводе
- 5.9. Поддержание пластового давления
- 5.9.1. Закачка воды в пласт
- 5.9.2. Закачка газа в пласт
- 5.10. Резервуарный парк
- 5.10.1. Хранение и транспортировка продукции
- 5.10.2. Система слива / налива
- 5.11. Канализация и очистные сооружения (очистка сточных вод)
- 5.11.1. Очистка сточных вод
- 5.11.2. Установка отпарки кислых стоков

- 5.11.3. Сокращение содержания и извлечение углеводородов из источника сбросов сточных вод
 - 5.11.4. Первичная очистка сточных вод - извлечение нерастворимых веществ
 - 5.11.5. Этап 1 - Удаление нефти
 - 5.11.6. Этап 2 - Дальнейшая сепарация нефти/воды/ механических примесей
 - 5.11.7. Дополнительная очистка
 - 5.11.8. Система водоснабжения и водоотведения
 - 5.11.9. Интегрированные построенные водно-болотные угодья
 - 5.11.10. Повышение степени повторного использования сточных вод
 - 5.11.11. Аппаратный учет количества сбрасываемых сточных
 - 5.11.12. Двойной защитный экран на прудах испарения/прудах накопления сточных вод (изолирующее покрытие из полиэтилена высокой плотности)
 - 5.11.13. Разделение охлаждающих и технологических вод
 - 5.11.14. Блок ультрафильтрации для удаления твердых частиц вплоть до 0.02 микрон, а также коллоидных твердых веществ и бактериальных загрязнений
 - 5.11.15. Замкнутая система сбора, очистки и возврата конденсата в систему в качестве питательной воды для котлов
 - 5.11.16. Очистные сооружения с замкнутым циклом
 - 5.11.17. Сбор и очистка бытовых канализационных стоков
- 5.12. Факельные системы⁴⁵⁷
 - 5.12.1. Методы борьбы с выбросами. Факелы
 - 5.12.2. Высокоэффективная горелка бездымного горения, обеспечивающая сгорание отработанных потоков флюидов, обеспечивает бездымное сгорание отработанных потоков флюидов
 - 5.12.3. Факельные оголовки
 - 5.12.3.1. Факельные оголовки
 - 5.12.4. Разбавление сбрасываемого сырого газа добавками негорючих газов
- 5.13. Энергетическая система
 - 5.13.1. Методы проектирования
 - 5.13.2. Управление паром и снижение потребления пара
 - 5.13.3. Увеличение потребления газа
 - 5.13.4. Печи и котлы
 - 5.13.5 Газовые турбины
 - 5.13.6. Методы контроля и борьбы с оксидами азота. Горелки с низким выбросом NOX. Горелки с ультранизким выбросом NOX
 - 5.13.7 Сухие камеры сгорания с низким содержанием NOX
 - 5.13.8. Закачивание разбавителя
 - 5.13.9. Котел-утилизатор и детандер, утилизирующие дымовые газы
 - 5.13.10. Тепловая интеграция на установках перегонки сырой нефти

- 5.13.11. Снижение температуры отходящих газов
- 5.13.12. Установка подогревателя воздуха или воды
- 5.13.13. Рекуперативные и регенеративные горелки
- 5.13.14. Сокращение массового расхода отходящих газов за счет снижения избытка воздуха горения
- 5.13.15. Автоматизированное управление горелками
- 5.13.16. Оптимизация систем электроснабжения
- 5.13.17. Энергоэффективная эксплуатация трансформаторов
- 5.13.18. Энергоэффективные двигатели
- 5.13.19. Выбор оптимальной номинальной мощности двигателя
- 5.13.20. Приводы с переменной скоростью
- 5.13.21. Потери при передаче механической энергии (передаточные механизмы)
- 5.13.22. Утилизация тепла
- 5.13.23. Создание запаса сжатого воздуха вблизи потребителей с существенно варьирующим уровнем потребления
- 5.13.24. Оптимизация трубопроводной системы
- 5.13.25. Отопление и охлаждение помещений
- 5.13.26. Естественное охлаждение
- 5.13.27. Использование добываемого и подготовленного газа для выработки тепловой энергии, электроэнергии на собственные нужды предприятия
- 5.13.28. Использование добываемого газа для закачки в подземные хранилища газа с целью последующего рационального использования
- 5.13.29. Создании технологической инфраструктуры для передачи газа на газоперерабатывающие заводы с целью его дальнейшей глубокой переработки
- 5.13.30. Воздушное охлаждение
- 5.13.31. Снижение коксообразования осаждающихся на трубах печи
- 5.14. Морская добыча сырой нефти и газа
- 5.14.1. Меры по охране гидросферы от загрязнения и истощения
- 5.14.2. Автономное энергообеспечение
- 5.14.3. Мониторинг за состоянием морских вод
- 5.14.4. Предварительная подготовка углеводородного сырья на искусственных островах.
- 5.14.5. Глубокая переработка углеводородного сырья вне акватории моря.
- 6. Заключение, содержащее выводы по наилучшим доступным техникам
- 6.1. Заключение по общим НДТ
- 6.2. Система экологического менеджмента
- 6.3. Техники повышения энергоэффективности
- 6.4. Мониторинг выбросов в атмосферу
- 6.5. Мониторинг сбросов в водные объекты

- 6.6. Управление производством
 - 6.7. Образование и управление отходами
 - 6.8. Заключение по НДТ для добычи нефти, нефтяного (попутного), природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата)
 - 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов
 - 6.10. Заключение по НДТ для подготовки воды
 - 6.11. Заключение по НДТ для подготовки и переработки газа
 - 6.12. Заключение по НДТ для реагентного хозяйства
 - 6.13. Заключение по НДТ для производства газовой технической серы
 - 6.14. Заключение по НДТ для низкотемпературной конденсации и газофракционирования
 - 6.15. Заключение по НДТ по учету и замеру нефти, газа и воды
 - 6.16. Заключение по НДТ для поддержания пластового давления
 - 6.17. Заключение по НДТ для резервуарного парка
 - 6.18. Заключение по НДТ для канализации и очистных сооружений (очистка сточных вод)
 - 6.19. Заключение по НДТ факельных систем
 - 6.20. Заключение по НДТ для энергетической системы
 - 6.21. Заключение по НДТ для морской добычи нефти и газа
 - 6.22. Методы управления отходами
 - 6.23. Методы комплексного управления выбросами
 - 6.24. Минимизация отходящих газов и их обработка
 - 6.25. Очистка сточных вод
 - 6.26. Описание техник предотвращения и контроля выбросов в атмосферу
 - 6.27. Описание техник предотвращающие или контролирующие сбросы сточных вод
 - 6.28. Требования по ремедиации
- 7. Перспективные техники
 - 8. Дополнительные комментарии и рекомендации

Список схем/рисунков

- Рисунок 1.1. Общая схема работы нефтегазового комплекса
- Рисунок 1.2. Месячный объем добычи сырой нефти в Республике Казахстан
- Рисунок 1.3. Производственные показатели по добыче газа в РК
- Рисунок 1.4. Общая информация по мировым запасам природного газа
- Рисунок 1.5. Рейтинг стран по запасам нефти
- Рисунок 1.6. Статистические данные Республики Казахстан по экспорту сырой нефти
- Рисунок 1.7. Диаграмма экспорта казахстанской сырой нефти

Рисунок 1.8. Диаграмма экспорта природного газа

Рисунок 1.9. Соотношение долей вклада основных загрязняющих веществ в составе эмиссий в атмосферу при добыче нефти и газа

Рисунок 1.10. Соотношение долей вклада основных источников эмиссий в атмосферу при добыче нефти и газа

Рисунок 3.1. Схематичное изображение фонтанирующей скважины с достаточным давлением для подъема нефти на поверхность

Рисунок 3.2. Разделение жидкостей по мере протекания по насосно–компрессорной колонне

Рисунок 3.3. Газлифтовая установка

Рисунок 3.4. Основные части плунжерного подъемника

Рисунок 3.5. Цикл работы плунжерного подъемника

Рисунок 3.6. Наиболее распространенный тип штангового насоса

Рисунок 3.7. Схематичное изображение простого штангового насоса

Рисунок 3.8. Схема рабочего цикла штангового насоса

Рисунок 3.9. Два типа насосов для штанговых насосных установок

Рисунок 3.10. Схематический рисунок станка–качалки

Рисунок 3.11. Винтовой насос

Рисунок 3.12. Принципиальная схема погружного агрегата диафрагменного насосной установки

Рисунок 3.13. Принципиальная схема электроцентробежного насоса

Рисунок 3.14. Схематическое изображение промывочного бака или отстойника

Рисунок 3.15. Схематическое изображение двухфазного и трехфазного нефтяного сепаратора

Рисунок 3.16. Схема гравитационно–инерционного с сетчатой насадкой газовых сепараторов

Рисунок 3.17. Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и однократной конденсацией широкой газовой фракции

Рисунок 3.18. Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и фракционированной конденсацией широкой газовой фракции

Рисунок 3.19. Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и абсорбцией широкой газовой фракции

Рисунок 3.20. Технологическая схема стабилизации нефти ректификацией

Рисунок 3.21. Технологическая схема отстойника с распределительным коллектором

Рисунок 3.22. Технологическая схема ЭДГ

Рисунок 3.23. Принципиальная схема ЭДГ

Рисунок 3.24. Принципиальная технологическая схема обессоливания сырой нефти

Рисунок 3.25. Принципиальная технологическая схема процесса ДМС–1

Рисунок 3.26. Принципиальная технологическая схема процесса ДМС–3

Рисунок 3.27. Технологическая схема процесса гидрообессеривания

Рисунок 3.28. Резервуар УПСВ

Рисунок 3.29. Технологическая схема аппарата ОГ–200П для предварительного разделения нефти и пластовой воды

Рисунок 3.30. Технологическая схема установки по подготовке сточных вод открытого типа

Рисунок 3.31. Технологическая схема установки по подготовке сточных вод закрытого типа

Рисунок 3.32. Принципиальная схема гликолевой осушки газа

Рисунок 3.33. Принципиальная схема адсорбционной очистки газа

Рисунок 3.34. Принципиальная схема очистки газа от сероводорода

Рисунок 3.35. Технологическая схема установки очистки газов раствором

Рисунок 3.36. Схема однопоточной очистки газа

Рисунок 3.37. Схема подачи потоков аминового раствора с одинаковой (А) и разной (Б) температурой абсорбента

Рисунок 3.38. Схема аминовой очистки газа с разветвленными потоками раствора разной степени регенерации

Рисунок 3.39. Технологическая схема процесса MEROX

Рисунок 3.40. Типовая схема размещения оборудования МКС

Рисунок 3.41. Классификация применяемых в ГПА компрессоров

Рисунок 3.42. Установка компримирования ПНГ

Рисунок 3.43. Система подготовки ПНГ

Рисунок 3.44. Принципиальная схема процесса сжижения газа

Рисунок 3.45. Блок адсорбционной осушки– принципиальная технологическая схема

Рисунок 3.46. Процесс регенерации метанола

Рисунок 3.47. Схема огневой регенерации гликоля

Рисунок 3.48. Схема регенерации аминового раствора

Рисунок 3.49. Конструктивные особенности и состав блоков

Рисунок 3.50. Принципиальная технологическая схема установки производства серы методом Клауса

Рисунок 3.51. Технологические схемы процесса Клауса в зависимости от содержания сероводорода в кислом газе

Рисунок 3.52. Технологическая схема установки Клауса с двумя конверторами

Рисунок 3.53. Технологическая схема процесса "Сульфрин"

Рисунок 3.54. Технологическая схема процесса SCOT

Рисунок 3.55. Схема установки низкотемпературной конденсации

Рисунок 3.56. Технологические схемы установок НТКР

Рисунок 3.57. Типовая структурная схема приемо–сдаточного пункта товарной нефти в составе магистральных нефтепроводов

Рисунок 3.58. Технологическая схема СИКН

Рисунок 3.59. Схема приконтурного заводнения

Рисунок 3.60. Схемы внутриконтурного заводнения

Рисунок 3.61. Система разработки с блоковым заводнением

Рисунок 3.62. Эволюция резервуаров

Рисунок 3.63. Принципиальная схема обвязки установки УЛФ

Рисунок 3.64. Схемы налива нефтепродуктов из вагонов–цистерн

Рисунок 3.65. Пример верхнего налива углеводородов в автоцистерны

Рисунок 3.66. Схема установки для очистки нефтепромысловых сточных вод

Рисунок 3.67. Основные схемы, по которым выполняется очистка сточных вод от нефтепродуктов (физико–химическим методом)

Рисунок 3.68. Схема биологической очистки сточных вод

Рисунок 3.69. Технологическая схема сброса газов и паров в факельную систему

Рисунок 3.70. Принципиальная схема парогенераторной установки

Рисунок 3.71. Схема ГТУ простой схемы в условных обозначениях

Рисунок 3.72. Технологическая схема Водогрейного котла

Рисунок 3.73. Технологическая схема печи подогрева

Рисунок 3.74. Технологическая схема дизельного двигателя

Рисунок 3.75. Принцип работы газопоршневого двигателя

Рисунок 3.76. Принципиальная схема Сульфурен–процесса применительно к установке Клауса

Рисунок 4.1. Системное совершенствование модели СЭМ

Рисунок 5.1. Традиционная схема сбора и транспорта нефти и газа

Рисунок 5.2. Схема сбора и транспорта нефти и газа с использованием мультифазных насосных станций

Рисунок 5.3. Технологическая схема декантерной центрифуги

Рисунок 5.4. Технологическая схема тарельчатой центрифуги

Рисунок 5.5. Технологическая схема установки НТС

Рисунок 5.6. Принципиальная технологическая схема процесса каталитической окислительной демеркаптанзации углеводородного сырья "Мерокс"

Рисунок 5.7. Схема получения сжиженных газов с впрыском метанола

Рисунок 5.8. Схема глубокого извлечения C3+ с использованием детандер–компрессорного агрегата

Рисунок 5.9. Технологическая схема установки газоразделения без выделения этана

Рисунок 5.10. Принципиальная схема хранения СПГ с изометрическим резервуаром

Рисунок 5.11. Технология очистки СУГ

Рисунок 5.12. Упрощенная технологическая схема установки отпарки кислых стоков

Рисунок 5.13. Технологическая схема SNOX на заводе в Gela

Рисунок 5.14. Принципиальная схема установки аминовой очистки

Рисунок 5.15. Схема материальных потоков в абсорбере

Рисунок 5.16. Стандартная структура катализатора, стойкого к истиранию.

Рисунок 5.17. Влияние выбора катализатора, нестойкого к истиранию, на выбросы взвешенных частиц ($\text{мг}/\text{Нм}^3$) через 100 дней

Рисунок 5.18. Выбросы в атмосферу от установки с реакторным блоком СНКВ на предприятии Германии

Рисунок 5.19. Результаты сокращения концентрации NOX из–за применения присадок на установках

Рисунок 5.20. Выбросы оксидов азота (NOX) на установке в режиме полного сжигания представлены в виде функции избыточного кислорода O2 в конфигурации с различными присадками к катализатору

Рисунок 5.21. Производительность установки в режиме полного сжигания, где применяется присадка, сокращающая концентрации NOX

Рисунок 5.22. Первоначальные результаты промышленной эксплуатации установки США (штат Техас) – 2007 год

Рисунок 5.23. Схема TSS с использованием вихревых сепараторов в виде циклона–конфузора

Рисунок 5.24. Среднесуточные концентрации взвешенных частиц, с применением ЭСФ на установке

Рисунок 5.25. Среднесуточные концентрации взвешенных частиц, с применением ЭСФ на установке

Рисунок 5.26. Распределение ежедневных значений пылевых выбросов по итогам непрерывного мониторинга установки, оснащенного ЭСФ

Рисунок 5.27. Производительность трехступенчатого фильтра обратной продувки из спеченного сплава на установке

Рисунок 5.28. Графическое изображение влияния SOX–снижающих присадок на исходный профиль концентрации газа на установке неполного сжигания

Рисунок 5.29. Эффективность SOX–снижающих присадок в переработке сырья с содержанием серы 1,6 %

Рисунок 5.30. Эффективность SOX–снижающих присадок, если в составе сырья с 0,5 %–м содержанием серы

Рисунок 5.31. Снижение выбросов SO2 с применением присадок, сокращающих концентрацию SOX

Рисунок 5.32. Удельная стоимость присадок снижения содержания SOX на тестовой установке в сравнении с целевыми показателями снижения содержания SOX

Рисунок 5.33. Экономические аспекты присадок сокращения концентрации SOX на тестовых установках – общий обзор затрат

Рисунок 5.34. Принципиальная схема технологии полусухой сероочистки

Рисунок 5.35. Технологическая схема получения гелиевого концентрата (вар. I)

Рисунок 5.36. Технологическая схема получения гелиевого концентрата (вар. II)

Рисунок 5.37. Принципиальная технологическая схема установки выделения гелиевого концентрата, этана и широкой фракции углеводородов из природного газа

Рисунок 5.38. Технологическая схема установки извлечения из природного газа гелия с одновременным выделением фракции C₂₊ и азота

Рисунок 5.39. Принципиальная схема технологии мокрой сероочистки

Рисунок 5.40. Принципиальная схема технологии полусухой сероочистки

Рисунок 5.41. Принципиальная схема осушки молекулярным ситом

Рисунок 5.42. Пример резервуара с плавающей крышей

Рисунок 5.43. Пример нескольких уплотнений на резервуаре с плавающей крышей, сооруженном на предприятии по нефтегазодобывающей отрасли в Германии

Рисунок 5.44. Процесс адсорбции активированным углем VRU

Рисунок 5.45. Процесс мембранного разделения VRU

Рисунок 5.46. Упрощенная технологическая схема установки улавливания паров

Рисунок 5.47. Изменчивость выбросов в атмосферу от VRU (набор данных 12) в течение месяцев

Рисунок 5.48. Изменчивость выбросов в атмосферу от двух VRU (наборы данных 8 и 9) в течение дня

Рисунок 5.49. Капитальные затраты на некоторые методы VRU и термическое окисление (2001 год)

Рисунок 5.50. Общее описание сепаратора нефть–вода API

Рисунок 5.51. Общее описание сепаратора с параллельными пластинами PPI

Рисунок 5.52. Упрощенная технологическая схема факельной системы

Рисунок 5.53. Технологическая схема закрытого факела

Рисунок 5.54. Соотношение между частицами топливной смеси и удельными выбросами NOX и SO₂ для выборки европейских предприятий

Рисунок 5.55. Процентное содержание серы в газе и нефти в выборке данных технической рабочей группы европейского Бюро НДТ за 2008 год

Рисунок 5.56. Влияние состава топливного газа нефтегазодобывающих предприятий на выбросы NOX (применяется только к существующим установкам)

Рисунок 5.57. Влияние предварительного нагрева воздуха на выбросы NOX при сжигании топливного газа (применяется только к существующим установкам)

Рисунок 5.58. Суточные вариации выбросов в атмосферу от газовой турбины, использующей три вида топлива (пример с завода J–GTA –170 МВт)

Рисунок 5.59. Эффект применения закачивания пара в газовую турбину, работающую со смесью природного газа и топливного газа (75 % топливного газа)

Рисунок 5.60. Характеристики горелок с низким уровнем выбросов NOX для газовых и многотопливных установок сжигания

Рисунок 5.61. Котел–утилизатор и детандер, используются для утилизации тепла отходящих газов

Рисунок 5.62. Схема системы сжигания с предварительным подогревом воздуха

Рисунок 5.63. Принцип работы регенеративных горелок

Рисунок 5.64. Различные режимы сжигания

Рисунок 5.65. Схема трансформатора

Рисунок 5.66. Энергоэффективность трехфазных индукционных электродвигателей

Рисунок 5.67. Затраты на протяжении срока службы электродвигателя

Рисунок 5.68. Зависимость КПД электродвигателя от его нагрузки

Рисунок 5.69. Соотношение напора и расхода

Рисунок 5.70. Возможная схема системы с естественным охлаждением

Список таблиц

Таблица 1.1. Объемы отгрузки нефти на внутренний рынок для переработки за период 2015–2018 гг.

Таблица 1.2. Объемы сброшенных и неочищенных сточных вод за период 2000–2020 гг.

Таблица 1.3. Объемы водоотведения крупных нефтегазодобывающих компаний

Таблица 1.4. Значения максимальных и минимальных концентрации загрязняющих веществ в производственных сточных водах

Таблица 1.5. Диапазоны изменения максимальных и минимальных значений концентраций загрязняющих веществ в производственных сточных водах нефтегазодобывающих компаний по категориям

Таблица 1.6. Укрупненное процентное соотношение показателей образования каждого вида отходов

Таблица 3.1. Потребление энергетических ресурсов УЭЦН

Таблица 3.2. Потребление энергетических ресурсов ШГН

Таблица 3.3. Потребление энергетических ресурсов установки атмосферно–вакуумной трубчатки и мультифазными насосами

Таблица 3.4. Потребление энергетических ресурсов электродегидратором

Таблица 3.5. Потребление энергетических ресурсов установки производства серы

Таблица 3.6. Потребление энергетических ресурсов процесса "Резид HDS"

Таблица 3.7. Отходы установки абсорбирующих и субстратных материалов

Таблица 3.8. Потребление энергетических ресурсов насосов установки подготовки пластовой воды

Таблица 3.9. Потребление энергетических ресурсов процесса осушки газа

Таблица 3.10. Образование отходов происходит в результате замены абсорбента

Таблица 3.11. Потребление энергетических ресурсов на тонну H₂S, удаляемого в установке аминовой очистки

Таблица 3.12. Потребление энергетических ресурсов при эксплуатации дожимной компрессорной станции

Таблица 3.13. Потребление энергетических ресурсов установки процесса СПГ

Таблица 3.14. Потребление энергетических ресурсов установки адсорбции

Таблица 3.15. Описание технологического процесса регенерации метанола

Таблица 3.16. Описание технологического процесса огневой регенерации гликоля

Таблица 3.17. Описание технологического процесса регенерации аминового раствора

Таблица 3.18. Составы ингибиторов коррозии для серосодержащих сред

Таблица 3.19. Составы ингибиторов коррозии для кислородсодержащих сред

Таблица 3.20. Составы ингибиторов коррозии для сероводородсодержащих и углекислотных сред

Таблица 3.21. Потребление энергетических ресурсов при технологии производства газовой технической серы

Таблица 3.22. Выбросы маркерных загрязняющих веществ от инсинераторов (печи дожига газообразных остатков (хвостовых газов), печи дожига на установках Клауса, Установка извлечения серы, Установка производства серы)

Таблица 3.23. Потребление энергетических ресурсов при технологии низкотемпературной конденсации

Таблица 3.24. Потребление энергетических ресурсов на стадии учета и замера сырой / товарной нефти, газа и воды

Таблица 3.25. Потребление энергетических ресурсов при технологии низкотемпературной конденсации

Таблица 3.26. Потребление энергетических ресурсов на стадии транспортировки продукции

Таблица 3.27. Потребление энергетических ресурсов канализационных насосов

Таблица 3.28. Потребление энергетических ресурсов очистки сточных вод

Таблица 3.29. Выбросы маркерных загрязняющих веществ от факельных установок (замеры осуществляются расчетным методом)

Таблица 3.30. Выбросы водогрейных котлов

Таблица 3.31. Выбросы маркерных загрязняющих веществ от дизельных двигателей (дизельные электростанции, дизельные приводы установок)

Таблица 3.32. Потребление энергетических ресурсов котельной

Таблица 3.33. Выбросы газотурбинных установок, газоперекачивающих агрегатов, компрессоров, газопоршневых установок

Таблица 3.34. Выбросы котельных, огневых испарителей, парогенераторы

Таблица 3.35. Выбросы маркерных загрязняющих веществ от технологических печей (печи подогрева, устьевые подогреватели)

Таблица 3.36. Выбросы печей дожига, котлов–утилизаторов, инсинераторов

Таблица 3.37. Выбросы дизельных генераторов на газообразном и дизельном топливе

Таблица 4.1. Информация по каждой технике, описанной в данном разделе

Таблица 4.2. Количество техник рассмотренных в разделах 4 и 5

Таблица 4.3. Примеры методов нейтрализации выбросов ЛОС

Таблица 4.4. Техники энергосбережения

Таблица 5.1. Распределение методов интенсификации притока нефти

Таблица 5.2. Инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы и расходы на техническое обслуживание

Таблица 5.3. Технологические показатели при извлечении углеводородов методом низкотемпературной сепарации

Таблица 5.4. Характеристики SNOX после 72–часового тестового запуска после 5 месяцев эксплуатации (Gela)

Таблица 5.5. Характеристики SNOX при средних рабочих условиях (Gela)

Таблица 5.6. Характеристики SNOX (OMV Швехат)

Таблица 5.7. Показатели системы CHKВ по трем установкам.

Таблица 5.8. Различные характеристики присадок NOX, используемых на установках полного сжигания в США

Таблица 5.9. Экономические аспекты по циклонам третьей ступени, применяемых на установках.

Таблица 5.10. Экономические данные по ЭСФ, применяемые на установке

Таблица 5.11. Производительность и удельные затраты на утилизацию SOX–снижающих присадок при постоянной работе форсуночных устройств

Таблица 5.12. Основные предполагаемые значения эффективности очистки и уровней выбросов после применения скрубберов мокрой очистки

Таблица 5.13. Производительность скрубберов Вентури мокрой очистки газов некоторых установок в США.

Таблица 5.14. Стандартные значения производительности, достигнутые с помощью регенеративной системы очистки скруббером Wellman–Lord.

Таблица 5.15. Затраты на переоснащение скрубберов мокрой очистки газов, расположенных на установках

Таблица 5.16. Удельные затраты установки на различные нерегенеративные скрубберы мокрой очистки отходящих газов

Таблица 5.17. Сравнение затрат между регенеративными и нерегенеративными скрубберами мокрой очистки газов.

Таблица 5.18. Сопутствующие эффекты, связанные с методами VRU

Таблица 5.19. Технологические показатели при сорбционном отбензинивании газов

Таблица 5.20. Технологические показатели очистки ШФЛУ от сернистых соединений

Таблица 5.21. Технологические показатели при выделении гелия из природного газа

Таблица 5.22. Показатели потребления энергетических ресурсов, показатели норм расхода материально-технических ресурсов и выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух технологии разделения ШФЛУ на ГФУ и дополнительной азеотропной осушки пропана (АОП)

Таблица 5.23. Контроль ЛОС в резервуарном парке нефти и нефтепродуктов (хранилище нефти и нефтепродуктов)

Таблица 5.24. Проектные данные сооружения резервуаров

Таблица 5.25. Выбор уплотнений и прогнозируемая эффективность

Таблица 5.26. Сметные затраты на модернизацию непроницаемой геомембраной на различных резервуарах

Таблица 5.27. Типовые данные по очистке резервуаров сырой нефти

Таблица 5.28. Типовые сметные затраты на очистку резервуаров сырой нефти

Таблица 5.29. Достигнутые экологические выгоды и экологические показатели

Таблица 5.30. Значения выбросов для установок улавливания паров

Таблица 5.31. Сопутствующие эффекты, связанные с методами VRU

Таблица 5.32. Обзор применимости некоторых методов VRU

Таблица 5.33. Пример данных о затратах (2008 г.) для одноступенчатой адсорбции VRU, работающей при 3,5 г/Нм³

Таблица 5.34. Примеры данных о затратах для некоторых французских сайтов VRU

Таблица 5.35. Примеры заявленных капитальных затрат и спецификаций мощности для VRU

Таблица 5.36. Метод контроля термического окисления ЛОС, применяемый в промышленности

Таблица 5.37. Различные применения факельной системы

Таблица 5.38. Примеры состава факельного газа

Таблица 5.39. Пример расчетных условий двух факелов на нефтеперерабатывающем заводе в Великобритании (2007 г.)

Таблица 5.40. Примеры инвестиций в увеличение теплообмена, о которых сообщалось на предприятиях Европейского Союза

Таблица 5.41. Ожидаемые выбросы CO из печей и котлов с оптимальной горелкой и конструкцией

Таблица 5.42. Ожидаемые выбросы NOX из печей и котлов с оптимальной горелкой и конструкцией

Таблица 5.43. Ожидаемые выбросы взвешенных частиц из печей и котлов с оптимальной горелкой и конструкцией

Таблица 5.44. Ожидаемые выбросы в атмосферу от газовых турбин при применении первичных методов

Таблица 5.45. Выбросы NOX от газовых турбин – Данные по выборке европейских предприятий в сфере нефти и газа

Таблица 5.46. Представленная производительность горелок с низким выбросом NOX в вопросниках на уровне технической рабочей группы европейского Бюро НДТ

Таблица 5.47. Типичные диапазоны выбросов, измеренные при различных условиях эксплуатации нефтегазодобывающего промысла в случае модернизации

Таблица 5.48. Пример горелок со сверхнизким выбросом NOX на заводах по производству природного газа в Норвегии

Таблица 5.49. Конкретные примеры затрат на модернизацию горелок с низким и сверхнизким выбросом NOX

Таблица 5.50. Выбросы NOX достигаются с помощью сухих камер с низким содержанием NOX для различных типов оборудования

Таблица 5.51. Выбросы NOX, достигаемые газовыми турбинами с помощью закачивания разбавителя

Таблица 5.52. Примеры влияния процесса выдувания сажи по трем немецким предприятиям нефтегазовой промышленности

Таблица 5.53. Расчет коэффициента Зигерта в зависимости от вида топлива

Таблица 5.54. Возможные результаты организации предварительного подогрева воздуха горения

Таблица 5.55. Пример экономического эффекта в результате утилизации тепла

Таблица 6.1. Технологические показатели эмиссий в атмосферу от технологических печей (печи подогрева, котлы (в том числе водогрейные), устьевого подогреватели)

Таблица 6.2. Технологические показатели эмиссий в атмосферу от инсинераторов (термоокислителей) осуществляющих сжигание отработанных газов в процессе нейтрализации щелочных стоков

Таблица 6.3. Технологические показатели выбросов окиси углерода (CO) от инсинераторов после установок извлечения серы (термический окислитель, печи-дожиги газообразных остатков (хвостовых газов), печи дожиги на установках Клауса, SCOT, Lo-Cat, Sulfreen процессов установок извлечения / производства серы)

Таблица 6.4. Технологические показатели выбросов Оксидов серы (SO₂) от инсинераторов после установок извлечения серы (термический окислитель, печи-дожиги газообразных остатков (хвостовых газов), печи дожиги на установках Клауса, SCOT, Lo-Cat, Sulfreen процессов установок извлечения / производства серы)

Таблица 6.5. Технологические показатели выбросов в атмосферный воздух от дизельных двигателей (дизельные электростанции, дизельные приводы установок)

Таблица 6.6. Технологические показатели выбросов в атмосферный воздух от газовых двигателей (Газотурбинная установка, Газопоршневые электростанции, Газовый двигатель в качестве привода установок, Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным двигателем)

Глоссарий

Настоящий глоссарий предназначен для облегчения понимания информации, содержащейся в настоящем справочнике по наилучшим доступным техникам "Добыча нефти и газа" (далее – справочник по НДТ). Определения терминов в этом глоссарии не являются юридическими определениями (даже если некоторые из них могут совпадать с определениями, приведенными в нормативных правовых актах Республики Казахстан).

Глоссарий представлен следующими разделами:

термины и их определения;

аббревиатуры и их расшифровка.

Термины и их определения

В настоящем справочнике по НДТ используются следующие термины:

мониторинг эмиссий в атмосферу	-	оценка концентрации выбросов загрязняющих веществ в отходящих газах, полученная с помощью прямых инструментальных и/или косвенных методов измерений
установка сжигания	-	установка, сжигающая топливо отдельно или с другими видами топлива для производства энергии /тепла на объекте, такими как котлы, печи и газовые турбины и т.п..
новая установка	-	установка, впервые допущенная к эксплуатации на предприятии после публикации настоящих заключений по НДТ, или полная замена агрегата на существующем фундаменте в пределах предприятия после публикации настоящих заключений по НДТ
остаточный газ	-	газы, выходящие из установки после стадии окисления из УРС (Например, регенератор, процесс Клауса, SCOT, Сульфрен)).
существующая установка	-	установка, которая не является новой установкой
установка	-	сегмент/подраздел установки, в котором выполняется определенная операция обработки
периодические измерения	-	определение измеряемой величины через заданные интервалы времени с использованием ручных или автоматизированных эталонных методов
летучие органические соединения (ЛОС)	-	любое органическое соединение, а также фракция креозота, имеющая при 293,15 К давление пара 0,01 кПа или более или имеющую соответствующую летучесть при определенных условиях использования
		уровни эмиссий, связанные с применением наилучших доступных техник, выраженные в виде предельного количества (массы) маркерных загрязняющих веществ на единицу объема эмиссий (мг/нм ³ , мг/дм ³) и (или) количества потребления электрической и (или) тепловой

технологические показатели	-	энергии, иных ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги, которые могут быть достигнуты при нормальных условиях эксплуатации объекта с применением одной или нескольких наилучших доступных техник, описанных в заключении по наилучшим доступным техникам, с учетом усреднения за определенный период времени и при определенных условиях
непрерывное измерение	-	круглосуточные измерения, допускающие перерывы для проведения ремонтных работ, устранения дефектов, пуско-наладочных, поверочных, калибровочных работ
отходящий газ	-	газ, образующийся в результате процесса (термического, химического окисления), который должен быть очищен, от загрязняющих веществ и (или) обезврежен. (Например, в установке удаления кислых газов и установке рекуперции серы (УРС), путем сжигания (инсинерации), химической обработки
CO	-	окись углерода
NO _x , выраженный как NO ₂	-	сумма оксида азота (NO) и диоксида азота (NO ₂), выраженная как NO ₂
H ₂ S	-	сероводород. Карбонилсульфид и меркаптан не включены
хлористый водород, выраженный как HCl	-	все газообразные хлориды, выраженные как HCl
фтористый водород, выраженный как HF	-	все газообразные фториды, выраженные как HF
SO _x выраженный как SO ₂	-	сумма диоксида серы (SO ₂) и триоксида серы (SO ₃), выраженная как SO ₂

Аббревиатуры и их расшифровка

Аббревиатуры	Расшифровка
ГПЗ	Газоперерабатывающие заводы
ГФУ	Газофракционирующие установки

ШФЛУ	Широкие фракции легких углеводородов
УПС	Установки производства серы
АСМ	Автоматизированная система мониторинга эмиссий
НПЗ	Нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы
СУГ	Сжиженные углеводородные газы
НТА	Низкотемпературная абсорбция
НТК	Низкотемпературная конденсация
НТС	Низкотемпературная сепарация
УООГ	Установка очистки отходящих газов

Предисловие

Краткое описание содержания справочника по наилучшим доступным техникам: взаимосвязь с международными аналогами

Справочник по наилучшим доступным техникам "Добыча нефти и газа" (далее – справочник по НДТ) разработан в целях реализации Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Экологический кодекс) в рамках реализации бюджетной программы Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан 044 "Содействие ускоренному переходу Казахстана к зеленой экономике путем продвижения технологий и лучших практик, развития бизнеса и инвестиций".

При разработке справочника по НДТ учтены наилучший мировой опыт и аналогичные и сопоставимые справочные документы Российской Федерации по наилучшим доступным техникам "Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям "Добыча нефти" (ИТС 28-2021)" и "Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям "Добыча газа" (ИТС 29-2017)", Соединенных Штатов Америки Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for The Natural Gas and Oil Industry (USA 2021), Development of Emission Factors for Leaks in Refinery Components in Heavy Liquid Service (USA), с учетом необходимости обоснованной адаптации к климатическим, экономическим, экологическим условиям, топливно-сырьевой базе Республики Казахстан, обуславливающим техническую и экономическую доступность наилучших доступных техник в области применения.

Справочник по НДТ предназначен для предприятий, осуществляющих деятельность в области добычи нефти и газа, а также для уполномоченного органа в области охраны окружающей среды для принятия решений в отношении выдачи комплексных экологических разрешений на воздействие на окружающую среду.

Технологические показатели, связанные с применением одной или нескольких в совокупности наилучших доступных техник для технологического процесса определены технической рабочей группой по разработке справочника по наилучшим доступным техникам "Добыча нефти и газа".

Информация о сборе данных

В справочнике по НДТ использованы данные результатов комплексного технического аудита и анкетирования, включающие технико-экономические показатели, выбросы и сбросы загрязняющих веществ предприятиями нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан. Комплексный технический аудит и анкетирование проводилось подведомственной организацией уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, осуществляющей функции Бюро по наилучшим доступным техникам. Перечень объектов для комплексного технологического аудита утвержден уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и рассмотрен технической рабочей группой по разработке справочника по наилучшим доступным техникам "Добыча нефти и газа".

В справочнике по НДТ использованы данные Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан, Министерства энергетики Республики Казахстан, анализировались отчеты АО "НК "КазМунайГаз", ОЮЛ "Казахстанская Ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса "KAZENERGY", Национальный энергетический доклад KAZENERGY, законодательные акты Республики Казахстан, регулирующие деятельность нефтегазодобывающей отрасли. Дополнительно информация предоставлялась технической рабочей группой, которая была создана в целях осуществления деятельности по рассмотрению, участию в разработке, доработке проекта справочника по наилучшим доступным техникам приказом Председателя Правления НАО "Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов" №08-22П от 12 января 2022 г., №77-22П от 11 июля 2022 г.

Бюро наилучших доступных техник обеспечивал анализ и оценку полученных данных, осуществлял организационную, методическую и экспертно-аналитическую поддержку деятельности технических рабочих групп по вопросам разработки справочников по наилучшим доступным техникам, руководствуясь принципами пункта 6 Статьи 113 Экологического Кодекса, в том числе открытости и прозрачности, ориентированности на наилучший мировой опыт.

Взаимосвязь с другими справочниками по НДТ

Справочник по НДТ является одним из серии разрабатываемых в соответствии с требованием Экологического кодекса справочников по НДТ:

- 1) сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии;
- 2) переработка нефти и газа;
- 3) производство неорганических химических веществ;
- 4) производство цемента и извести;
- 5) энергетическая эффективность при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности;
- 6) производство меди;

- 7) производство цинка и кадмия;
- 8) производство свинца;
- 9) производство изделий дальнейшего передела черных металлов;
- 10) добыча нефти и газа;
- 11) добыча и обогащение железных руд;
- 12) добыча и обогащение руд цветных металлов (вкл. драгоценные);
- 13) производство ферросплавов;
- 14) производство чугуна и стали;
- 15) очистка сточных вод при производстве продукции;
- 16) мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух и водные объекты;
- 17) утилизация и удаление отходов путем сжигания;
- 18) производство титана и магния;
- 19) производство алюминия;
- 20) производство редких и редкоземельных металлов;
- 21) промышленные системы охлаждения;
- 22) производство редких и редкоземельных металлов;
- 23) очистка сточных вод централизованных систем водоотведения населенных пунктов;
- 24) обращение с вскрышными и вмещающими горными породами;
- 25) производство продукции тонкого органического синтеза и полимеров.

Справочник по НДТ "Добыча нефти и газа" имеет связь с:

Наименование справочника по НДТ	Связанные процессы
Переработка нефти и газа	Переработка и подготовка сырого газа
Энергетическая эффективность при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности	Энергетическая эффективность
Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух и водные объекты	Мониторинг эмиссий
Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии	Производство энергии

Область применения

В соответствии с Приложением 3 Экологического кодекса настоящий справочник по НДТ распространяется на:

добычу нефти и природного газа.

Область применения настоящего справочника по НДТ, а также технологические процессы, оборудование, технические способы и методы в качестве наилучших доступных техник для области применения настоящего справочника по НДТ определены технической рабочей группой по разработке справочника по наилучшим доступным техникам "Добыча нефти и газа".

Справочник по НДТ распространяется на следующие основные производственные / технологические процессы осуществляемые на месторождениях добычи нефти и газа:

Производственные / Технологические процессы	Краткое описание процесса
1	2
1	Добыча сырой нефти, нефтяного (попутного), природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата)
1.1	<p>Добыча сырой нефти</p> <p>Процессы добычи сырой нефти, посредством: -газлифтным методом; -фонтанным методом; - применения механизированных методов (штанговые глубинные насосы, погружные винтовые насосы, установки электроприводных лопастных насосов, погружные диафрагменные насосы, плунжерный лифт)</p>
1.2	<p>Добыча газа (нефтяного (попутного) газа, природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата))</p> <p>Процессы добычи газа (нефтяного (попутного) газа, природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата))</p>
1.3	<p>Транспорт сырой нефти и газа по внутрипромысловым трубопроводам</p> <p>Транспорт сырой нефти и газа по промышленным трубопроводам надземного, наземного и подземного исполнений, мультифазная насосная станция, обогрев трубопроводов</p>
2	Предварительная подготовка газа и жидких углеводородов
2.1	<p>Сепарационные установки</p> <p>Процессы сепарации с целью удаления воды, газов, механических примесей</p>
2.2	<p>Стабилизация сырой нефти</p> <p>Процесс удаления (отгонки) из нефти (конденсата) остаточного количества углеводородных газов и легких жидких фракций</p>
2.3	<p>Процессы обезвоживания и обессоливания сырой нефти</p> <p>Процессы удаления солей и воды из нефтяной эмульсии посредством термического, химического, гравитационного, электромагнитного воздействия.</p>
2.4	<p>Десульфуризация сырой нефти</p> <p>Процесс удаления из нефти серосодержащих соединений</p>
3	Подготовка воды
3.1	<p>Предварительный сброс пластовой воды</p> <p>Процесс сепарирования и пескоочистки при предварительно сбросе пластовой воды</p>

3.2	Подготовка пластовой воды	Процессы сепарации с целью удаления воды, газов, механических примесей
4	Подготовка и переработка газа	
4.1	Осушка газа	Процесс удаления влаги из газов и газовых смесей
4.2	Аминовая очистка	Процесс очистки газов от сероводорода и углекислого газа
4.3	Демеркаптанализация (Щелочная очистка)	Процесс удаления меркаптанов (меркаптановой серы) из углеводородных фракций
4.4	Компримирование газа	Процесс повышения давления (сжатия) газа с помощью компрессора.
4.5	Производство сжиженного углеводородного газа, товарного газа	Процесс предварительной очистки сжиженного углеводородного газа
5	Реагентное хозяйство	
5.1	Ввод реагента в трубопроводы	Процесс подачи химических реагентов в нефте-газоводотрубопроводы
5.2	Прием, смешение и подача реагента в скважины	Процесс приема, смешения и подачи ингибитора в скважины
5.3	Регенерация реагента	Процесс регенерации метанола, гликоля
5.4	Регенерация сорбента	Процесс регенерации абсорбента, адсорбента
6	Производство газовой технической серы	Процесс производства газовой технической серы на месторождениях
7	Низкотемпературная конденсация и газофракционирование	Процессы низкотемпературной конденсации и газофракционирования
8	Учет и замер сырой / товарной нефти, газа и воды	Процесс учета и замера нефти и газа, включая приемо-сдаточный пункт, узел учета сырой / товарной нефти, узел учета газа, систему измерения количества и параметров газа, систему измерения количества и показателей качества сырой нефти, систему измерения количества и показателей качества воды или приборы учета воды
9	Поддержание пластового давления	
9.1	Закачка воды в пласт	Процесс закачки воды в нагнетательные скважины в целях поддержания пластового давления

9.2	Закачка газа в пласт	Процесс закачки газа в пласт посредством нагнетательных газовых скважин, трубопроводов, с применением оборудования подготовки газа
10	Резервуарный парк	
10.1	Хранение и транспортировка продукции	Процесс хранения и транспортировки, включая улавливание легких фракций углеводородов
10.2	Система слива / налива	Процесс слива-налива на приемо-сдаточном пункте
11	Канализация и очистные сооружения (очистка сточных вод)	Процесс сбора и очистки сточных вод
12	Факельные системы	Процесс сброса и сжигания горючих газов (паров) в факельных системах включая горизонтальные, вертикальные, совмещенные
13	Энергетическая система	Процесс электро-, тепло-, паро-, водоснабжения и энергоэффективность
14	Морская добыча сырой нефти и газа	Добыча сырой нефти и газа на искусственном острове

Справочник по НДТ не распространяется на следующие виды деятельности, технологическое оборудование и технологические процессы:

- 1) разведку нефтяных/газовых/нефтегазовых и газоконденсатных месторождений (промыслово-геофизические исследования, поисково-оценочные работы и разведочные работы, геологические и сейсмические исследования);
- 2) бурение скважин;
- 3) транспортировку нефтяной эмульсии, сырой нефти, попутного и природного газа, продуктов переработки нефти и газа (за пределами границ месторождений);
- 4) добычу горючих (битуминозных) сланцев и битуминозных песков и извлечение из них нефти;
- 5) производство нефтепродуктов;
- 6) процессы консервации и ликвидации скважин и иных объектов добычи углеводородного сырья;
- 7) вопросы, касающиеся исключительно обеспечения промышленной безопасности или охраны труда;
- 8) некоторые процессы вспомогательного производства, такие как работа станков в ремонтных мастерских, вертолетных площадок, объекты охраны/сигнализации, пожарные депо, автотранспортное хозяйство, системы вентиляции.
- 9) монтаж, установка промышленных машин и оборудования;

10) период ремонта и технического обслуживания, в том числе машин/оборудования для добычи нефти и газа (включая период останова и пуска оборудования);

11) регулирование факельного сжигания при техническом обслуживании, ремонтных и пусконаладочных работах технологического оборудования.

12) на технологическое оборудование / установки валовые эмиссии которых в атмосферу составляют менее 1 тонны в год;

13) источники неорганизованных выбросов.

Настоящий справочник по НДТ содержит приоритетную информацию, специфичную для процессов добычи нефти и газа.

Это означает, в частности, что:

к процессу очистки сточных вод применяются качественные техники с целью снижения негативного воздействия на окружающую среду. В разделе 6 дается пояснение об установлении технологических показателей с учетом особенностей образования, состава и сбросов сточных вод нефтегазодобывающих предприятий;

аспекты управления отходами при осуществлении производственной деятельности на месторождениях нефти и газа в настоящем справочнике по НДТ рассматриваются только в отношении отходов, образующихся в ходе основного вида деятельности. В настоящем справочнике по НДТ рассматриваются общие принципы управления отходами вспомогательных технологических процессов.

Справочник по НДТ включает в себя анализ энергетических систем, присутствующих на месторождениях нефти и газа, т. е. только установки, работающие на топливе, для выработки тепловой и электрической энергии на собственные нужды. Дополнительная информация по техникам и допустимым уровням выбросов на крупных сжигающих установках приведена в справочнике по НДТ "Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии".

При наличии информации экономические данные приведены вместе с описанием техник, представленных в разделе 5. Эти данные дают ориентировочное представление о величине затрат и их эффективности.

Фактические затраты и выгоды от применения метода могут сильно зависеть от конкретной ситуации для рассматриваемой установки, которая не может быть полностью оценена в данном справочнике по НДТ.

В отсутствие данных о затратах выводы об экономической эффективности методов делаются на основе примеров из опыта стран ОЭСР на существующих установках.

Техники, перечисленные и описанные в настоящем справочнике по НДТ, не носят нормативный характер и не являются исчерпывающими. Могут использоваться другие техники при условии обеспечения уровня защиты окружающей среды, не превышающей установленных технологических показателей.

Принципы применения

Статус документа

Справочник по НДТ предназначен для информирования операторов объекта/объектов, уполномоченных государственных органов, и общественности о наилучших доступных техниках и любых перспективных техниках, относящихся к области применения справочника по НДТ с целью стимулирования перехода операторов объекта/объектов на принципы "зеленой" экономики и наилучших доступных техник.

Положения, обязательные к применению

Положения раздела "6. Заключение, содержащее выводы по наилучшим доступным техникам" справочника по НДТ являются обязательными к применению при разработке заключений по наилучшим доступным техникам.

Необходимость применения одного или совокупности нескольких положений заключения по наилучшим доступным техникам определяется операторами объектов самостоятельно, исходя из целей управления экологическими аспектами на предприятии при условии соблюдения технологических показателей. Количество и перечень наилучших доступных техник, приведенных в настоящем справочнике по НДТ, не являются обязательным к внедрению.

На основании заключения по наилучшим доступным техникам операторами объектов разрабатывается программа повышения экологической эффективности, направленная на достижение уровня технологических показателей, утвержденных в заключениях по наилучшим доступным техникам.

Рекомендательные положения

Рекомендательные положения имеют описательный характер и рекомендованы к анализу процесса установления технологических показателей, связанных с применением НДТ:

Раздел 1: представлена общая информация о добыче нефти и газа, о структуре отрасли, используемых промышленных процессах и технологиях.

Раздел 2: описаны методология отнесения к НДТ, подходы идентификации НДТ.

Раздел 3: описаны основные этапы производственного процесса или производства конечного продукта, представлены данные и информация об экологических характеристиках установок нефте- и газодобывающих предприятий в эксплуатации на момент написания с точки зрения текущих выбросов, потребления и характера сырья, потребления воды, использования энергии и образования отходов.

Раздел 4: описаны методы и техники, применяемые при осуществлении технологических процессов для снижения их негативного воздействия на окружающую среду и не требующие технического переоснащения, реконструкции объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Раздел 5: представлено описание существующих техник, которые предлагаются для рассмотрения в целях определения НДТ.

Раздел 7: представлена информация о новых и перспективных техниках.

Раздел 8: приведены заключительные положения и рекомендации для будущей работы в рамках пересмотра справочника по НДТ.

1. Общая информация

Настоящий раздел справочника по НДТ содержит общую информацию о конкретной области применения, включая описание нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан, а также описание основных экологических проблем, характерных для области применения настоящего справочника по НДТ, включая текущие уровни эмиссий, а также потребления энергетических, водных и сырьевых ресурсов.

Развитие настоящей цивилизации сопровождается постоянным увеличением количества производимых и потребляемых энергоресурсов, вовлекаемых в различных областях производственных и бытовых потребностей.

Нефтегазовая отрасль является одной из ведущих отраслей среди других видов минерально-сырьевых секторов промышленности в обеспечении формирования необходимых финансовых ресурсов экономического суверенитета страны.

Нефтегазодобывающая отрасль Республики Казахстан, является сектором интереса для большей части прямых иностранных инвестиций. За последнее десятилетие объем прямых иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль Казахстана составил более 70 млрд долл. США. Широкое присутствие мировых лидеров энергетической индустрии свидетельствует о привлекательности региона для инвесторов.

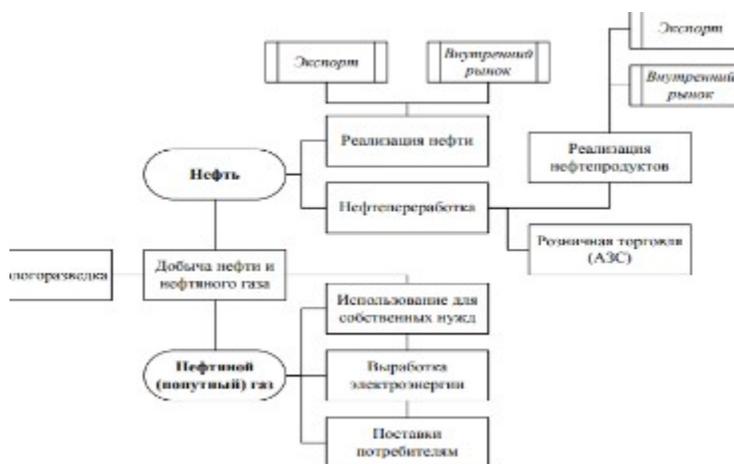


Рисунок 1.1. Общая схема работы нефтегазового комплекса

1.1. Структура нефтегазодобывающей отрасли

Структура отрасли - это совокупность предприятий, выпускающих продукцию одного назначения и являющихся реальными или потенциальными конкурентами. Анализ структуры отрасли выявляет лидеров производства, формирующих

техническую и ценовую политику, а также служит основой инвестиционной политики государства и отдельных производителей.

1.1.1. Добыча сырой нефти

По подтвержденным запасам нефти Казахстан входит в число 15 ведущих стран мира, обладая 3 % мирового запаса нефти. Нефтегазоносные районы занимают 62 % площади страны, и располагают 172 нефтяными месторождениями, из которых более 80-ти находятся в разработке. Более 90 % запасов нефти сосредоточено на 15 крупнейших месторождениях – Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол, Каламкас, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Северные Бузачи, Алибекмола, Центральная и Восточная Прорва, Кенбай, Королевское.

Месторождения находятся на территории шести областей Казахстана. Это Актюбинская, Атырауская, Западно-Казахстанская, Карагандинская, Кызылординская и Мангистауская области. При этом примерно 70 % запасов углеводородов сконцентрировано на западе Казахстана.

Наиболее разведанными запасами нефти обладает Атырауская область, на территории которой открыто более 75 месторождений с запасами промышленных категорий 930 млн тонн. Крупнейшее месторождение области – Тенгиз (начальные извлекаемые запасы – 781,1 млн тонн). На долю остальных месторождений области приходится около 150 млн тонн. Более половины этих запасов сосредоточены на двух месторождениях – Королевское (55,1 млн тонн) и Кенбай (30,9 млн тонн).

Тенгиз был открыт в 1979 г. – это самое глубокое в мире нефтяное месторождение-супергигант, верхний нефтеносный коллектор которого залегает на глубине около 4000 м. Тенгизский коллектор протянулся на 19 км в длину и 21 км в ширину, а высота нефтеносного пласта составляет 1,6 км.

Общие разведанные запасы Тенгизского коллектора составляют 3,2 млрд тонн (25,5 млрд баррелей) и 200 млн тонн (1,6 млрд баррелей) в Королевском месторождении. Извлекаемые запасы нефти Тенгизского и Королевского месторождений составляют от 890 млн до 1,37 млрд тонн.

Крупнейшим месторождением в Западно-Казахстанской области является Карачаганак с извлекаемыми запасами жидкого углеводородного сырья около 320 млн тонн и газа более 450 млрд куб м. В сентябре 2005 г. было объявлено об обнаружении углеводородного сырья на соседствующем с Карачаганак блоке. Согласно данным последнего Отчета КПО о пересчете запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов на Карачаганак, принятого Государственным комитетом по запасам РК 17 ноября 2017 года, запасы месторождения Карачаганак оцениваются в 13,6 млрд баррелей жидких углеводородов и 59,4 трлн куб. футов газа, из которых около 13 % добыто по состоянию на 2019 год.

Федоровский: запасы нефтяного и газового конденсата оцениваются в 200 млн тонн. Еще одним перспективным регионом с точки зрения нефтегазового потенциала

является Актюбинская область. Здесь открыто около 25 месторождений. Наиболее значимым геологическим открытием в этом регионе является Жанажольская группа месторождений с извлекаемыми запасами нефти и конденсата около 170 млн тонн. В 2005 г. было объявлено об открытии на центральном блоке восточной части прикаспийской впадины нового месторождения Умит.

Основой нефтедобывающей отрасли Кызылординской и Карагандинской областей является Кумкольская группа месторождений – пятый по значимости нефтегазовый регион Казахстана. Летом 2005 г. работающая в этом регионе компания "ПетроКазахстан" объявила об обнаружении коммерческих запасов нефти на лицензионной территории Кольжан, которая прилегает к северной границе месторождения Кызылкия.

Гигантское месторождение Кашаган является одним из крупнейших нефтяных месторождений, открытых за последние четыре десятилетия; его извлекаемые запасы составляют приблизительно 9–13 млрд баррелей (1-2 млрд. тонн) нефти. Коллектор морского месторождения Кашаган находится в 80 км от города Атырау и залегает на глубине воды 3–7 м и более 4 км (4 200 м) ниже дна моря.

Структура нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан состоит из четырех крупных нефтеперерабатывающих заводов, такие как ТОО "Атырауский нефтеперерабатывающий завод", ТОО "Павлодарский нефтехимический завод", ТОО "Петро Казахстан Ойл Продактс" и ТОО "СП "CaspiBitum", а также более 30 мини-НПЗ, три из них прошли модернизацию и реконструкцию в рамках Государственной программы индустриально-инновационного развития:

Атырауский первенец нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан, построен в годы Великой Отечественной войны в течение двух лет, на базе комплектации оборудования, поставляемого из США по "ленд-лизу", введен в эксплуатацию в сентябре 1945 года.

Павлодарский нефтехимический завод (ПНХЗ), проектная мощность – 6 млн тонн нефти в год; крупнейшее предприятие на северо-востоке Казахстана по переработке нефти и производству нефтепродуктов. Завод был введен в эксплуатацию в 1978 году и ориентирован на переработку нефтяного сырья западносибирских месторождений.

Шымкентский завод "Петро Казахстан Ойл Продактс", проектная мощность - 5,25 млн тонн нефти в год; построенный в 1985 году, является самым новым из трех НПЗ Казахстана. Шымкентский НПЗ – это единственный нефтеперерабатывающий завод, расположенный на юге Казахстана, в самой густонаселенной части республики. С учетом благоприятного географического расположения и высоких технических возможностей у предприятия есть все предпосылки для осуществления поставок на внутренний и внешний рынки.

Завод по производству битума ТОО СП "CaspiBitum" в г. Актау построен в рамках реализации проекта "Производство дорожных битумов на Актауском заводе

пластических 13 масс", предусмотренного Государственной программой по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010–2014 годы для обеспечения потребностей дорожной отрасли в высококачественном дорожном битуме. Мощность по переработке нефти завода составляет 1 млн тонн в год.

1.1.2. Добыча газа (природного газа, попутного газа, газового конденсата)

По своей структуре добываемый газ в Республике Казахстан в основном является попутным нефтяным газом.

Более 75 % добычи газа в Казахстане обеспечивают проекты Карачаганак, Кашаган и Тенгиз (при этом валовой объем добычи на Карачаганаке на протяжении четырех лет оставался практически неизменным, а на Тенгизе и Кашагане в течение трех лет постепенно увеличивался).

По итогам 2021 года порядка 32 % добытого попутного нефтяного газа закачано обратно в пласт для поддержания пластового давления, 13 % использовано на собственные технологические нужды недропользователей, выработку электроэнергии и утилизацию, а также 55 % было направлено на переработку.

Из общего объема реализации переработанного газа было направлено на потребности внутреннего рынка – 72 % и экспорт – 28 %.

Для сохранения энергетической безопасности и дальнейшего устойчивого развития газовой отрасли необходимо расширение ресурсной базы.

Увеличение объемов добычи сырого газа и производства товарного газа в приоритетном порядке планируется за счет разведанных месторождений, готовых к разработке в настоящее время (Каламкас - Море, Прорвинская группа месторождений, Урихтау).

Дополнительно планируются изучение и проведение доразведки на месторождении Имашевское (172 млрд м³), которое является трансграничным.

1.2. Структура отрасли по видам добываемого сырья

На сегодняшний день экономика Казахстана зависит от экспорта сырьевых ресурсов и поэтому в значительной степени подвержена воздействию внешних резких колебаний цен на сырьевых рынках. Казахстан достигнет максимального уровня добычи и экспорта нефти в период между 2030 и 2040 годами. Кроме того, существует высокая неопределенность в уровне цен на углеводороды. По оценкам Международного энергетического агентства и информационного агентства США по энергетике, цены на нефть до 2035 года могут находиться в диапазоне от 50 до 200 долларов США/баррель.

1.2.1. Сырая нефть

По данным EDIN и Vantage Data на 18 января 2020, Казахстан входит в топ-5 входящих в ОПЕК стран по оставшимся запасам нефти категории 2P (вероятные 2P (Probablereserves – PRB) согласно классификации PRMS). Согласно базовому сценарию

IHS Markit, в Казахстане прогнозируется рост добычи сырой нефти: до 148,3 млн тонн ежегодно в 2040 году

Общая динамика добычи нефти в Казахстане будет по-прежнему в существенной мере зависеть от трех крупномасштабных проектов: Тенгиза, Карачаганак и Кашагана. Также основными центрами добычи сырой нефти, помимо вышеупомянутых месторождений, являются три "мегапроекта", эксплуатацию которых осуществляют компании ТШО, КПО и НКОК, и эти же международные проекты, являются главными источниками роста добычи нефти в Казахстане (рисунок 1.2).

Прогноз IHS Markit предполагает рост количества новых проектов сравнительно небольшого масштаба в течение прогнозного периода, а также относительно медленный спад добычи на старых действующих месторождениях Казахстана, благодаря более широкому применению новых технологий и методов работы.

Около 60 % экспортной выручки приходится на сырую нефть и газ, в лидерах стран-импортеров казахстанской нефти по итогам 2019 были Италия, Нидерланды и Франция.

На внутренний рынок для переработки, недропользователями страны поставляется чуть более 15 % добываемой нефти по стране.



Рисунок 1.2. Месiачный объем добычи сырой нефти в Республике Казахстан

Объемы отгрузки нефти на внутренний рынок для переработки за период 2014-2018 гг. приведен в Таблице 1.1.

Таблица 1.1. Объемы отгрузки нефти на внутренний рынок для переработки за период 2015-2018 г.г. (тыс. тонн)

	2015 г.	% к объему добычи	2016 г.	% к объему добычи	2017 г.	% к объему добычи	2018 г.	% к объему добычи
Отгрузка на внутренний рынок	14108,1	17,8%	13082,1	16,8%	13231,6	15,4%	14372,6	15,9%

1.2.2. Природный и попутный нефтяной газ, газовый конденсат

За январь-май 2020 года добыча природного газа в жидком или газообразном состоянии достигла 24,8 млрд куб. м - на 7,2 % больше, чем в аналогичном периоде годом ранее. На долю природного газа в газообразном состоянии пришлось 40,3% добычи, или 10 млрд куб. м, на долю нефтяного попутного газа - 59,7 %, или 14,8 млрд куб. м. В денежном выражении добыча природного газа составила 141,9 млрд тенге.

В региональном разрезе наибольший объем добычи природного газа пришелся на Атыраускую область (45,3 % от РК, 11,2 млрд куб. м - плюс 18,6 % за год). Также среди главных газодобывающих областей традиционно Западно-Казахстанская (36,6 % от РК, 9,1 млрд куб. м - плюс 5 %) и Актюбинская (10,5% от РК, 2,6 млрд куб. м - минус 12,2 %)

Производственные показатели по добыче газа в Республике Казахстан, также общая информация по мировым запасам природного газа представлены на рисунках 1.3–1.4.

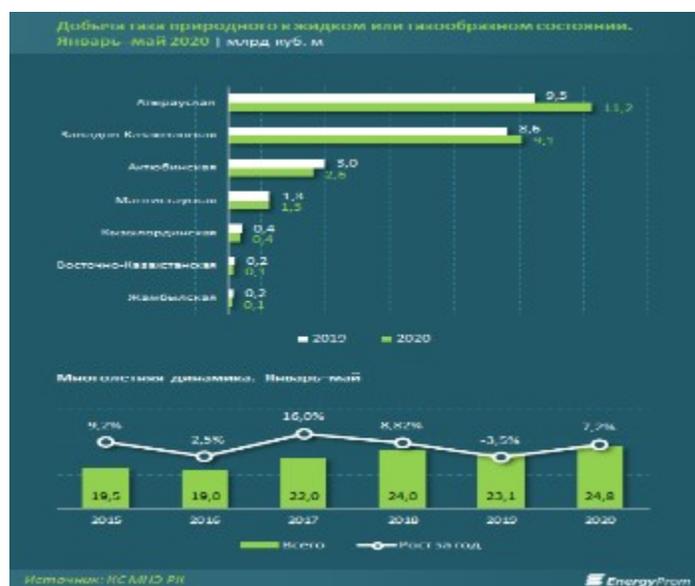


Рисунок 1.3. Производственные показатели по добыче газа в Республике Казахстан

До введения запрета на факельное сжигание в 2004 году часть добываемого попутного нефтяного газа (до 5 млрд куб. м) не перерабатывалась в товарный газ, а сжигалась в факелах месторождений, что в значительной мере сказывалось на выбросах в атмосферу и экологии районов добычи. С 2004 года объемы факельного сжигания стали постепенно сокращаться за счет обратной закачки газа в пласт для увеличения добычи нефти и сжигания для выработки тепла и электроэнергии на собственных котельных и электростанциях месторождений**.

* В отличие от попутного, природный газ содержит в основном метан и зачастую сразу может поставляться как товарный газ по газотранспортной системе без переработки.

** За период 2004–2018 годов объемы обратной закачки в пласт возросли в 9,5 раза (до 19,1 млрд куб. м), при этом общая установленная мощность газовых электростанций, введенных на месторождениях, увеличилась на 955 МВт.

ТОП-10 стран по мировым запасам природного газа (трлн куб. м)				
	2017 (ОПЕК)	Доля от мировых запасов	2017 (BP)	Доля от мировых запасов
Всего	199,4	100,0%	193,5	100,0%
ТОП-10	157,8	79,1%	151,2	78,2%
Россия	50,6	25,4%	35,0	18,1%
Иран	33,8	17,0%	33,2	17,2%
Катар	23,9	12,0%	24,9	12,9%
Туркменистан	9,8	4,9%	19,5	10,1%
Соединённые Штаты Америки	9,1	4,5%	8,7	4,5%
Саудовская Аравия	8,7	4,4%	8,0	4,2%
Объединённые Арабские Эмираты	6,1	3,1%	5,9	3,1%
Венесуэла	5,7	2,9%	6,4	3,3%
Нигерия	5,6	2,8%	5,2	2,7%
Алжир	4,5	2,3%	4,3	2,2%
Казахстан	1,9	1,0%	1,1	0,6%
По регионам				
Страны ОПЕК	95,2	47,7%	-	-
Страны ОЭСР	20,4	10,2%	17,8	9,2%
Страны, не входящие в ОЭСР	-	-	175,6	90,8%
Бывший Советский Союз	65,1	32,6%	-	-
Европейский Союз	-	-	1,2	0,6%

Источники: OPEC Annual Statistical Bulletin 2018 и BP Statistical Review of World Energy 2018 

Рисунок 1.4. Общая информация по мировым запасам природного газа

В соответствии с законодательством Казахстана, недропользователи обязаны предусматривать программы развития переработки попутного газа, подлежащие утверждению уполномоченным органом в области нефти и газа и согласованию с уполномоченными органами по изучению и использованию недр в области охраны окружающей среды. Программы должны обновляться каждые три года в целях рационального использования попутного газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду путем сокращения объемов его сжигания или обратной закачки в пласт (утилизации).

1.3. Производственные мощности предприятий нефтегазодобывающей отрасли

В соответствии с "Концепцией развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года" № 724 от 28 июня 2014 года прогноз добычи нефти по Республике Казахстан до 2030 года выглядит следующим образом:

Добыча нефти, млн. т	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Всего	83*	84	85	91	96	99	101,5	111,5	118,1

* с учетом возобновления добычи нефти на месторождении Кашаган в 2016 году.

В более долгосрочной перспективе при текущих планах разработки запасов и активности в сегменте геологоразведки до 2050 года может наступить значительный спад в физических объемах добычи УВС до 55 млн тонн в год.

Прогноз по балансу газа в Республике Казахстан до 2030 года согласно "Комплексному плану развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022–2026 годы" утвержденного Постановлением Правительства Республик Казахстан от 18 июля 2022 года № 488 приведен ниже (млн м3):

№ п/п	Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Добыча сырого газа Республики Казахстан	57 497	58 690	66 609	71 832	72 973	82 716	86 559	85 479	87 089
3	Добыча газа (действующие месторождения)	57 486	58 391	65 529	69 531	70 007	78 781	82 050	80 175	81 711
4	Закачка сырого газа Республики Казахстан	20 503	21 795	26 595	31 712	35 577	39 275	40 991	42 564	41 051
5	Дополнительные объемы сырого газа от ввода новых месторождений	11	299	1 080	2 302	2 966	3 935	4 509	5 304	5 378
6	Производство товарного газа Республики Казахстан	29 590	30 227	32 091	33 137	35 446	38 164	38 830	39 079	42 218

7	Дополнительные объемы товарного газа от ввода всех новых проектов	126	356	1 735	2 709	5 528	7 521	7 986	8 616	12 588
8	Производство товарного газа (действующие месторождения)	29 464	29 871	30 355	30 427	29 918	30 643	30 844	30 463	29 630
9	Товарный газ на собственные технологические нужды недропользователей (на выработку у электроэнергии, печи подогрева нефти, котельные и т.д)	4 588	4 499	5 747	7 119	8 593	8 890	8 926	8 823	8 742
10	Ресурсы товарного газа, млн м3 (реализация)	25 002	25 728	26 344	26 018	26 853	29 274	29 904	30 256	33 476
11	Потребление товарного газа на внутрен	19 817	21 269	23 178	28 001	29 104	31 206	31 573		32 363

	не м рынке, млн.м3								31 946	
12	Текущее внутрен нее потребл ение	18 271	18 734	19 113	19 634	20 062	21 639	22 006	22 379	22 796
13	Перспек тивное потребл ение	1 546	2 535	4 065	8 367	9 042	9 567	9 567	9 567	9 567
14	Проекты газохим ии	939	939	1 089	1 189	1 464	1 989	1 989	1 989	1 989
15	Перевод промыш ленных предпри ятий на газ (Арселор и Казахмы с)	384	684	684	684	684	684	684	684	684
16	Проекты электроэ нергети ки	223	912	2 292	6 494	6 894	6 894	6 894	6 894	6 894
17	Экспорт товарно го газа и з Республ ики Казахста н, млн м3	5 186	4 459	3 166	-1 983	-2 251	-1 932	-1 669	-1 690	1 113

1.3.1. Мощности по переработке нефти Республики Казахстан

Ожидаемые прогнозные результаты развития нефтяного комплекса согласно "Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года" № 724 от 28 июня 2014 года приведены в таблице ниже:

№ п/п	Описание	2015	2020	2030
-------	----------	------	------	------

1	2	3	4	5
1	Объем добычи нефти	84 млн. тонн в год	101 млн. тонн в год	118 млн. тонн в год

2	Мощности по переработке нефти	Реконструкция и модернизация	Завершение модернизации	Расширение мощностей на 5 млн . тонн
3	Глубина переработки нефти	70%	90%	90%
4	Обеспечение потребностей внутреннего рынка нефтепродуктов	100%	100%	100%
5	Доля прямых иностранных инвестиций в отрасль	-	Не менее 30 %	Не менее 30 %

1.4. Основная и побочная продукция, выпускаемая отраслью

1.4.1. Рынок нефти Республики Казахстан

Казахстан занял 11-е место в мире в рейтинге стран по запасам нефти с объемом в 30 миллиардов баррелей (рисунок 1.5). По итогам 10 месяцев объем добычи сырой нефти составил 61 миллион тонн, сократившись, согласно договоренностям, на 6% за год.



Рисунок 1.5. Рейтинг стран по запасам нефти

За январь - сентябрь 2020 года Казахстан экспортировал 55 млн тонн нефти на сумму 18,7 млрд долл. США. Рост в натуральном выражении составил 7,6 %, в денежном - напротив, показатель упал сразу на 24,8 %.

В страны СНГ была отправлено 439,4 тыс. тонн сырой нефти на 120,3 млн долл. США (рисунок 1.6–1.7). Основной импортер казахстанской нефти среди стран СНГ -

Узбекистан. В остальные страны мира было отправлено 54,6 млн тонн нефти на сумму 18,6 млрд долл. США. Основными импортерами стали Италия, Нидерланды и Индия.

Экспорт. Нефть сырая и нефтепродукты сырые, полученные из битуминозных минералов. Январь–сентябрь 2020						
	2020/09		2019/09		Рост за год	
	тыс. тонн	млн долл. США	тыс. тонн	млн долл. США	тыс. тонн	млн долл. США
Всего	55 010,5	18 725,6	51 108,9	24 899,9	7,6%	-24,8%
Страны СНГ	439,4	120,3	153,5	61,2	186,3%	96,7%
Узбекистан	397,5	111,2	97,1	42,3	309,3%	162,9%
Россия	42,0	9,1	56,4	18,9	-25,6%	-51,8%
Остальные страны мира	54 571,1	18 605,4	50 955,4	24 838,8	7,1%	-25,1%
Италия	14 799,7	4 976,8	12 415,0	6 050,7	19,2%	-17,7%
Нидерланды	5 948,7	1 931,9	5 138,3	2 544,6	15,8%	-24,1%
Индия	4 537,1	1 726,2	1 524,6	768,7	197,6%	124,6%
Китай	3 741,5	1 172,3	1 686,7	823,7	121,8%	42,3%
Швейцария	3 433,0	1 003,4	3 316,2	1 493,0	3,5%	-32,8%
Франция	3 285,7	1 145,9	5 540,4	2 736,0	-40,7%	-58,1%
Греция	3 252,4	1 037,1	2 084,6	1 005,6	56,0%	3,1%
Румыния	2 576,8	954,7	2 671,2	1 261,5	-3,5%	-24,3%
Турция	2 529,3	947,1	2 400,6	1 132,2	5,4%	-16,3%
Испания	2 079,8	657,4	3 647,4	1 802,9	-43,0%	-63,5%
Прочие	8 387,1	3 052,5	10 530,5	5 220,1	-20,4%	-41,5%

Источник: Бюро национальной статистики АСПиР РК

 EnergyProm

Рисунок 1.6. Статистические данные Республики Казахстан по экспорту сырой нефти

С точки зрения экспорта сырой нефти в долгосрочной перспективе структура внешнеторговых партнеров Республики Казахстан сохранится, за исключением растущей доли Китая. Европейский рынок сырой нефти будет стагнировать, однако снижение спроса на казахстанскую нефть на данный момент не прогнозируется. Основным драйвером изменения динамики спроса в долгосрочной перспективе станет Азиатско-Тихоокеанский регион, в частности Индия и Китай.

С 2019 года ведется работа по экспорту казахстанских нефтепродуктов в страны Центральной Азии принятию необходимых законодательных и нормативно-правовых документов в этой части. Модернизация трех крупных НПЗ позволила Казахстану избавиться от зависимости от российских поставок, более того, уже летом 2018 года вводился запрет на ввоз бензина из РФ с целью не допустить затоваривания резервуаров трех крупных казахстанских НПЗ нефтепродуктами. По данным национальной компании "КазМунайГаз", казахстанские производители могут экспортировать до 1,2 млн тонн топлива в 2019 году.

Топ-10 покупателей казахстанской сырой нефти в январе-августе 2020 года
(млн долларов, по данным Комитета по статистике РК)

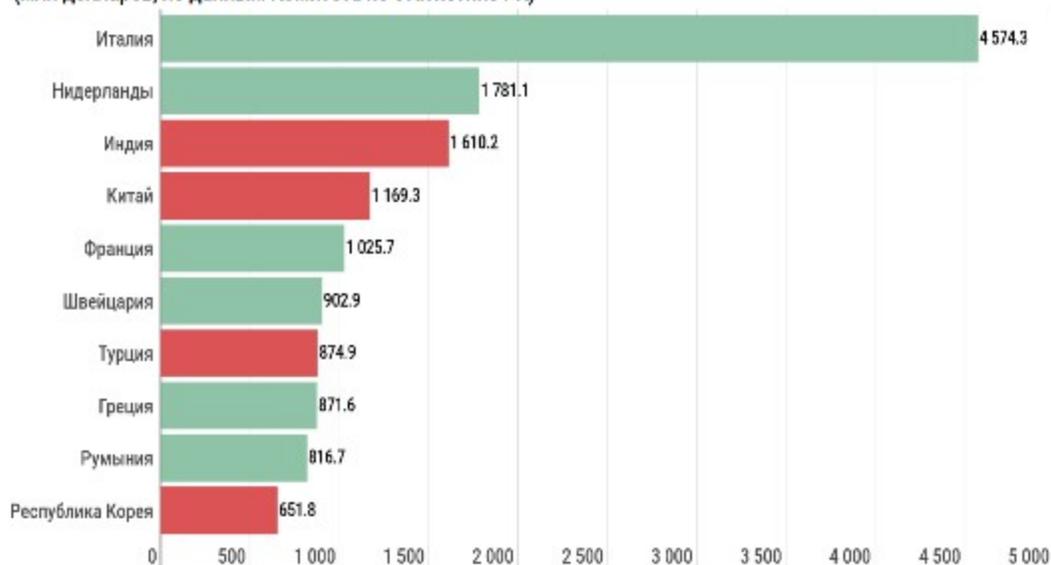


Рисунок 1.7. Диаграмма экспорта казахстанской сырой нефти

1.4.2. Рынок газа Республики Казахстан

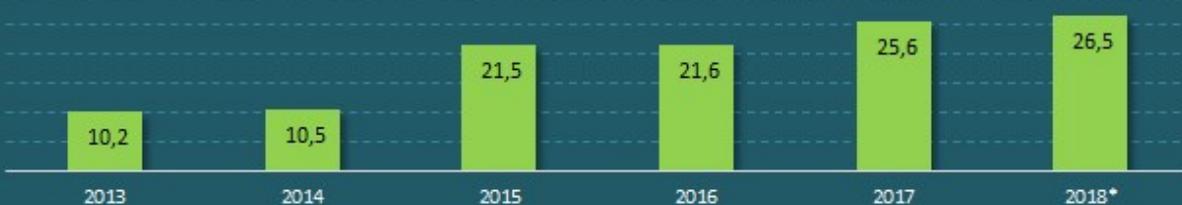
В Казахстане АО "QazaqGaz" управляет централизованной инфраструктурой по транспортировке товарного газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям, обеспечивает международный транзит и занимается продажей газа на внутреннем и внешнем рынках, разрабатывает, финансирует, строит и эксплуатирует трубопроводы и газохранилища. В управлении АО "QazaqGaz" находится огромная газотранспортная система, включающая более 40 тысяч километров газораспределительных сетей, более 18 тысяч километров магистральных газопроводов, 56 компрессорных станций, на которых установлено 316 газоперекачивающих агрегатов, 3 подземных хранилища газа.

В 2018 году реализовано 46 проектов газификации на общую сумму 21 млрд. тенге (в 2017 году – 17 проектов). Уровень газификации страны на 1 января 2019 года достиг 49,68 %, прирост в 2,3 % по сравнению с 2017 годом. Доступ к газу имеют порядка 9 млн. человек. По итогам 2019 года планируется выйти на уровень газификации в 50,5 %.

В 2007 году крупнейшим экспортером природного газа в мире была Россия (около 200 млрд м³/год), за ней следовали Канада и Норвегия с объемом около 87 млрд м³/год. Первый экспортер ЕС-27, Нидерланды, занял девятое место с показателем 30 млрд м³/год. На рисунке 1.8 представлен импорт природного газа по регионам за 2009 год.

	2019		2018		Рост за год	
	количество	тыс долл. США	количество	тыс долл. США	количество	тыс долл. США
Газ природный	4 935,3	512 030,2	4 808,7	340 363,3	2,6%	50,4%
Страны СНГ	3 022,8	167 790,0	3 343,1	164 323,6	-9,6%	2,1%
Россия	1 701,0	34 293,1	1 670,7	28 027,9	1,8%	22,4%
Украина	1 254,2	123 434,6	1 271,7	99 304,5	-1,4%	24,3%
Кыргызстан	67,5	10 062,3	79,5	11 849,6	-15,1%	-15,1%
Узбекистан	-	-	321,1	25 141,5	-	-
Остальные страны мира	1 912,5	344 240,2	1 465,6	176 039,7	30,5%	95,5%
Китай	1 432,0	313 377,7	784,8	133 054,7	82,5%	135,5%
Швейцария	424,4	27 582,9	680,8	42 985,0	-37,7%	-35,8%
Польша	56,2	3 279,6	-	-	-	-

Годовые данные | млрд куб м



Источник: КСМНЭ РК | * оперативные данные, январь–декабрь

EnergyProm

Рисунок 1.8. Диаграмма экспорта природного газа

В Казахстане 5 февраля 2019 года впервые были проведены торги сжиженным нефтяным газом (СНГ) в режиме двойного встречного анонимного аукциона (ДВАА) на площадке товарной биржи ETS. Торги были осуществлены в рамках реализации изменений и дополнений в Закон "О газе и газоснабжении" от 09.01.2012, предусматривающих реализацию СНГ на внутренний рынок Казахстана посредством электронных торговых площадок. При подготовке к запуску торгов сжиженным нефтяным газом в течение трех месяцев было обучено около 500 сотрудников – представителей 13 заводов-производителей, а также 76 газосетевых организаций (ГСО) – оптовых покупателей СНГ. Для всех этих компаний в течение трех месяцев были проведены тестовые имитационные торги.

Участниками электронных торгов в качестве покупателей сжиженного нефтяного газа являются субъекты систем снабжения сжиженным нефтяным газом либо их представители: газосетевые организации, промышленные потребители, владельцы газонаполнительных пунктов или автогазозаправочных станций, имеющие на праве собственности или иных законных основаниях емкости хранения сжиженного нефтяного газа общим объемом не менее 60 кубических метров с возможностью их заполнения с железнодорожных цистерн либо заключившие договор об оказании услуг по хранению и перевалке сжиженного нефтяного газа объемом не менее 60 кубических метров в месяц с владельцем газонаполнительной станции.

На первом этапе предлагается реализовывать через электронные торговые площадки 10-20 % сжиженного газа, поставляемого на внутренний рынок в рамках плана поставок, с последующим поэтапным повышением доли.

Ранее правительство ограничивало максимальную оптовую стоимость газа в соответствии с Законом "О газе и газоснабжении". Это приводило не только к убыткам производителей, но и увеличивался риск дефицита газа на внутреннем рынке из-за незаконного экспорта. Производство сжиженного нефтяного газа в Казахстане составляет примерно 2,6-2,7 млн тонн в год. Внутри страны потребляется около 36 % от этого объема, а остальное направляется на экспорт. Впоследствии рыночное ценообразование на внутреннем рынке газа может привлечь иностранных инвесторов, которые способны построить дополнительные мощности по сжижению. В этом случае можно будет рассчитывать на существенное увеличение экспорта.

1.5. Технико-экономические характеристики

В 2019 году завершились остаточные работы крупных инвестиционных проектов, включая модернизацию нефтеперерабатывающих заводов на территории Республики Казахстан. Благодаря завершившейся глубокой модернизации ведущих нефтеперерабатывающих предприятий Казахстана - Атырауского, Павлодарского и Шымкентского заводов - увеличилась мощность и глубина переработки сырой нефти, обеспечено высокое качество нефтепродуктов по стандартам К4 и К5, а также впервые осуществлен экспорт нефтепродуктов.

В целях реализации стратегии в 2019 году были реализованы следующие проекты:

за счет загрузки новых мощностей, полученных в результате модернизации трех нефтеперерабатывающих заводов (АНПЗ, ПНХЗ и ПКООП) удалось полностью покрыть потребности внутреннего рынка в нефтепродуктах. Потенциал переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах был увеличен до 18,5 млн тонн в год, глубина переработки увеличена на 10 %, до уровня 90 %. Внутренние потребители Республики Казахстан обеспечены собственными горюче-смазочными материалами (экологических классов К4 и К5) в полном объеме. 37 тыс. тонн бензина направлено на экспорт;

на ПНХЗ ведется разработка технико-экономического обоснования (ТЭО) по проекту "Ертыс", который направлен на выработку зимних сортов дизтоплива с температурой помутнения -32 °С и ниже; увеличен выпуск нефтехимической продукции (бензол и параксилол) до 145 тонн (445 %) на АНПЗ;

достигнут рекордный объем производства битума на предприятии CaspiBitum – 369 тыс. тонн, что позволило полностью обеспечить внутренний рынок.

1.6. Основные экологические проблемы нефтегазодобывающей отрасли

Предприятия, осуществляющие добычу и переработку углеводородов, относятся к объектам I категории в соответствии с Приложением 2 к Экологическому кодексу. Их деятельность оказывает негативное воздействие на компоненты окружающей среды, среду обитания, биоразнообразие флоры и фауны.

Основные экологические проблемы нефтегазодобывающей отрасли связаны с уровнем воздействия на компоненты окружающей среды и могут возникать на каждом технологическом этапе и операциях добычи, транспорта, хранения, предварительной подготовки и переработки, сбыта углеводородов и вызваны эмиссиями вредных химических веществ в окружающую среду, образованием отходов производства и потребления, шумом и вибрацией, потерями сырья (технологическими и аварийными).

В отношении качества и количества выбросов нефтегазодобывающих предприятий важно знать, что на макроуровне сырая нефть, конденсат, попутный и/или природный газ изменяется лишь в ограниченной степени по своему составу, и как следствие, качеству. Следовательно, качественный и количественный состав эмиссий в окружающую среду в результате деятельности нефтегазодобывающей отрасли в штатном режиме хорошо известны. Однако время от времени добыча углеводородов может сопровождаться изменением состава (например, образованием сероводорода в пласте, обводнение продуктивного пласта) и может оказывать непредвиденное воздействие на производительность процессов добычи, что напрямую влияет на качественный и количественный состав эмиссий в окружающую среду.

Выявление маркерных загрязняющих веществ, которые выбрасываются в окружающую среду в процессе добычи нефти и газа, выполнялось с учетом текущего технического состояния отрасли промышленности, с учетом экономических, экологических составляющих, а также с учетом доступности в применении одного или нескольких в совокупности наилучших доступных техник, а также на основании анализа результатов комплексных технологических аудитов крупных нефтегазодобывающих компаний Республики Казахстан и общедоступных статистических данных.

1.6.1. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Обобщенные открытые и общедоступные данные по качественному и количественному составу выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно от нефтегазодобывающей отрасли в Республики Казахстан в настоящее время отсутствуют.

Согласно последним из имеющихся данных в Республике Казахстан за 2020 год суммарные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников Республики Казахстан составили 2441 тысяч т/год, из них 86,6 % являются выбросами промышленных предприятий, из которых газообразных и жидких веществ - 79,5 %, твердых - 20,5 %.

Основной состав выбросов в атмосферу представлен следующими ингредиентами: диоксид серы - 868,1 тыс.т (35,6 %), оксид углерода -486,5 тысяч т (19,9 %), оксиды азота (в пересчете на NO₂) - 311,4 тысяч т (12,8 %).

Анализ результатов комплексных технологических аудитов крупных компаний нефтегазодобывающей отрасли показал следующее:

в атмосферу в результате производственной деятельности (основной и вспомогательной) могут выбрасываться 53 наименования загрязняющих веществ;

основными загрязняющими веществами, поступающими в атмосферный воздух, являются: оксиды азота, оксид углерода, метан, смесь предельных углеводородов C1-C5 и C6-C10, диоксид серы, сероводород;

суммарная доля вклада основных загрязняющих веществ составляет 81%. Соотношение долей вклада каждого из основных загрязняющих веществ приведено на рисунке 1.9;

основными источниками поступления загрязняющих веществ в атмосферу являются установки по сжиганию топлива различного назначения, на них суммарно приходится 91 % от суммарного количества выбросов. Соотношение долей вклада основных источников эмиссий в атмосферу при добыче нефти и газа приведена на рисунке 1.10.

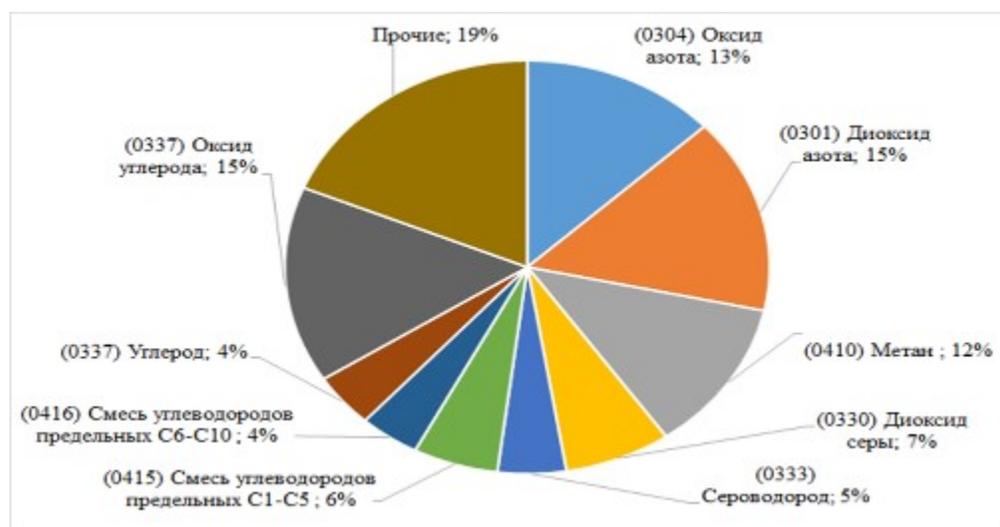


Рисунок 1.9. Соотношение долей вклада основных загрязняющих веществ в составе эмиссий в атмосферу при добыче нефти и газа

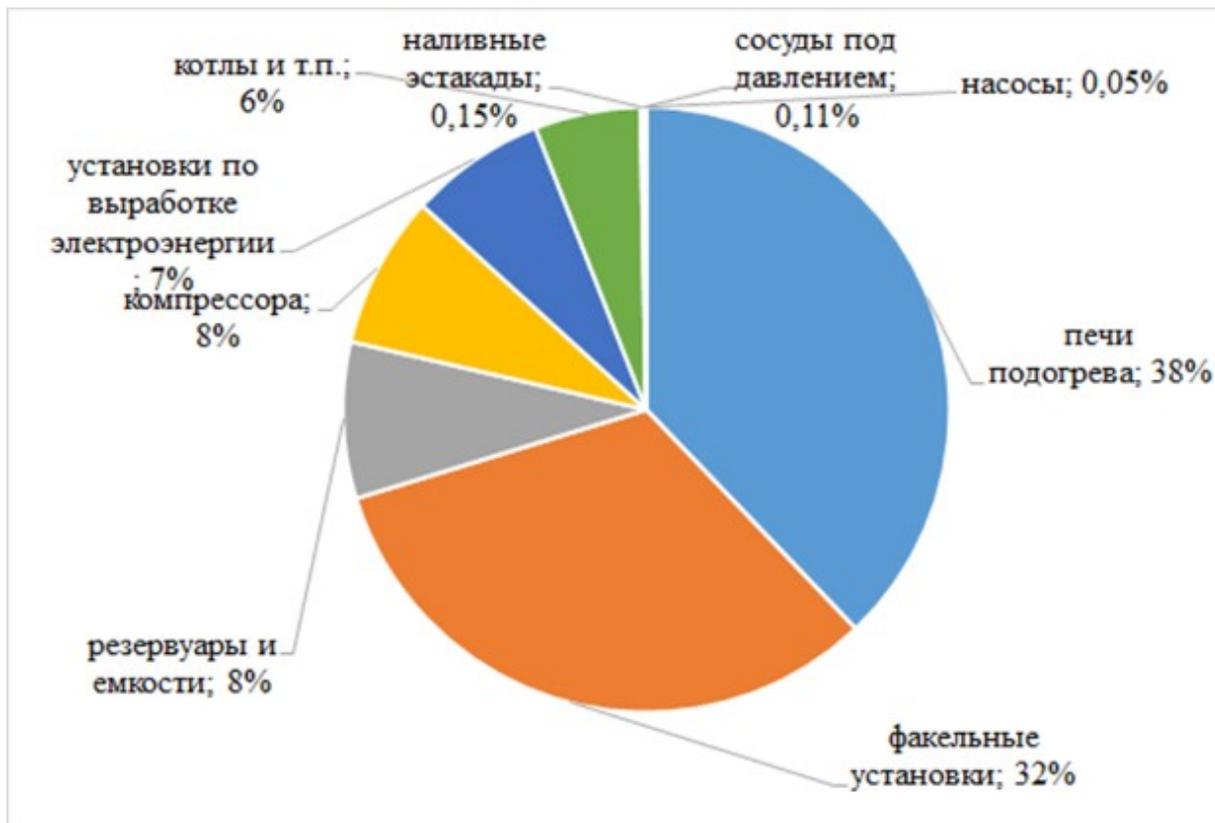


Рисунок 1.10. Соотношение долей вклада основных источников эмиссий в атмосферу при добыче нефти и газа

Основные источники эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу в нефтегазодобывающей отрасли:

№ п/п	Основные загрязняющие вещества	Основные источники
1	Оксиды азота NOx (NO, NO2)	технологические печи, двигатели внутреннего сгорания силового привода, котлы, факельные установки, газотурбинные и газопоршневые установки, компрессорные установки, дизельные и газовые электростанции, установки извлечения серы, нагреватели, печи дожигания, парогенераторы, установки по сжиганию паров, ребойлеры, сепараторы подогреватели, установки по сжиганию замазученного грунта, термоокислители, установки осушки газа
		дегидратор с подогревом, двигатели внутреннего сгорания силового привода,

2	Оксид углерода (CO)	технологические печи, котлы, факельные установки, газотурбинные и газопоршневые установки, компрессорные установки, дизельные и газовые электростанции, установки извлечения серы, нагреватели, печи дожигания, парогенераторы, установки по сжиганию паров, ребойлеры, сепараторы подогреватели, установки по сжиганию замазученного грунта, термоокислители, установки осушки газа
3	Оксиды серы SO _x (SO ₂ , SO ₃)	дегидратор с подогревом, двигатели внутреннего сгорания силового привода, технологические печи, котлы, факельные установки, газотурбинные и газопоршневые установки, компрессорные установки, дизельные и газовые электростанции, установки извлечения серы, нагреватели, печи дожигания, парогенераторы, установки по сжиганию паров, ребойлеры, сепараторы подогреватели, установки по сжиганию замазученного грунта, термоокислители, установки осушки газа (наличие в эмиссиях зависит от наличия/отсутствия соединений серы в используемом топливе)
4	Метан (CH ₄)	дегидратор с подогревом, технологические печи, факельные установки, газотурбинные и газопоршневые установки, компрессорные установки, установки одоризации, нагреватели, печи дожигания, парогенераторы, установки по сжиганию паров, ребойлеры, сепараторы-подогреватели, установки по сжиганию замазученного грунта, термоокислители, установки осушки газа
5	Летучие органические соединения (ЛОС)	резервуары, емкости, погрузочно-разгрузочные устройства, установки под давлением, неплотности запорно-регулирующей арматуры

		и фланцевых соединений, насосы, продувочные свечи
6	Сероводород (H ₂ S)	резервуары, емкости, погрузочно-разгрузочные устройства, установки под давлением, неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений, насосы, продувочные свечи, факельные установки, печь дожига, установка грануляции (наличие в эмиссиях зависит от наличия/отсутствия сероводорода в углеводородах)
7	Углерод (C)	факельные установки, газотурбинные и газопоршневые установки, компрессорные установки, двигатели внутреннего сгорания силового привода, установки по сжиганию замазученного грунта,

1.6.2. Сбросы загрязняющих веществ

По происхождению сточных вод нефтегазодобывающей отрасли, их можно разделить на ливневые (дождевые/ талые), хозяйственно-бытовые, производственные/ технологические сточные воды.

Производственные сточные воды образуются в результате:

отделения попутно-добываемой пластовой воды от углеводородов на разных этапах добычи углеводородов;

использования воды для технологических целей (обессоливание сырой нефти, использования в качестве агента для систем водяного охлаждения);

промывки технологического оборудования;

проведения испытаний на герметичность технологических систем, трубопроводов и оборудования (гидроиспытания).

Производственные сточные воды в свою очередь делятся по составу на условно чистые, нормативно чистые и загрязненные:

условно чистыми называют сточные воды, качество которых позволяет использовать их в производственных системах водоснабжения без дополнительной очистки; образуются от охлаждения деталей, компрессорных установок, теплообменных аппаратов и не загрязнены специфическими примесями;

нормативно чистыми являются воды, в которых загрязняющие вещества не превышают предельно допустимые значения;

загрязненные сточные воды образуются в результате использования воды в технологическом процессе, в результате которого используемая вода загрязняется вредными веществами (например, в процессе предварительной подготовки нефти –

обессоливании) и содержат углеводороды, азотсодержащие соединения, взвешенные вещества, соли.

Хозяйственно - бытовые сточные воды образуются в результате функционирования объектов жизнедеятельности нефтегазодобывающих компаний и загрязнены веществами минерального, органического и бактериологического происхождения. В настоящем документе не рассматриваются.

Дождевые и талые стоки, образующиеся на промышленных площадках, и могут быть загрязнены нефтепродуктами, фенолами, соединениями азота, другими минеральными и органическими веществами в растворенном и взвешенном состоянии, а также АПАВ.

Местами приема сточных вод на объектах недропользования могут выступать: поля испарения, поля фильтрации, биофильтрации, подземной фильтрации, закачка в пласт, пруд-накопитель, полигон захоронения пластовых вод.

Открытые и общедоступные данные по качественному и количественному составу эмиссий загрязняющих веществ в сбросах нефтегазодобывающей отрасли в Республики Казахстан в настоящее время отсутствуют.

В таблице 1.2 приведены общедоступные данные Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан и Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан по объему сброшенных и неочищенных сточных вод за период 2000–2020 гг.

Таблица 1.2. Объемы сброшенных и неочищенных сточных вод за период 2000–2020 гг.

№ п/п		Единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Сброшенные сточные воды						
1.1	Общий объем сточных вод (с учетом нормативно-чистых (без очистки) сточных вод)	млн. м3/год	5 205	5 502	5 408	5 073	5 426
2	Очистка сточных вод на очистных сооружениях (ГСОСВ), всего						
2.1	Число сооружений (механической, биологической очистки)	единиц	188	192	186	238	244

3	Первичная очистка						
3.1	Расчетная производи тельность (объем)	млн. м3 в год	1075	1091	1110	516,1	502,8
3.2	Фактическо е использован ие (объем)	млн. м3 в год	47	48,3	47,8	83,7	77,5
4	Пропущено сточных вод через очистные сооружения (на полную биологическую очистку (физико-химическую))						
4.1	Расчетная производи тельность (объем)	млн. м3 в год	1037,1	1051,4	1062,7	997	1014,8
4.2	Фактическо е использован ие (объем)	млн. м3 в год	535,6	533,3	532,9	495,5	501,1
5	Неочищенные сточные воды*						
5.1	Неочищенн ые (недостаточн о очищенные) сточные воды	млн.м3/год	149	50	-	0,05	-
5.2	Доля неочищенн ых (недостаточн о очищенных) сточных вод в общем объеме сброшенны х сточных вод	%	2,86	0,91	-	-	-
5.3	Доступ к централизов анному водоотведен ию***	%	52,2	55,6	-	-	-
5.4	Охват очисткой сточных вод ***	%	-	-	68,7	70,5	70,5

Анализ результатов комплексных технологических аудитов крупных компаний нефтегазодобывающей отрасли показал следующее:

объемы образования сточных вод варьируются в широких пределах (4–2,2 млн м³/год) и напрямую зависят от технологических операций, которые выполняются на месторождении;

30 % из обследованных компаний повторно используют воду, при этом суммарный объем повторно используемых сточных вод не превышает 0,31 % от общего объема сточных вод;

состав эмиссий производственных сточных вод контролируется по 23 наименованиям;

основные показатели и загрязняющие вещества, которые регистрируются в производственных сточных водах в целом по отрасли представлены следующими ингредиентами: азот аммонийный, БПК₅ взвешенные вещества, железо общее, нефтепродукты, нитраты, нитриты, СПАВ, сульфаты, фосфаты, хлориды, ХПК;

диапазон содержания загрязняющих веществ в сточных водах имеет очень широкий диапазон концентраций по каждому загрязняющему веществу. Соотношение между максимальным и минимальным значением концентрации загрязняющих веществ может варьироваться в диапазоне порядка 10¹–10⁴ и это является следствием широкого диапазона состава попутно-добываемых пластовых вод и различными технологическими процессами.

Сведения по объемам водоотведения крупных нефтегазодобывающих компаний, значения максимальных и минимальных концентрации загрязняющих веществ в производственных сточных водах приведены в таблицах 1.3 и 1.4 соответственно.

Диапазон максимальных и минимальных концентраций загрязняющих веществ в производственных сточных водах приведен на рисунке 1.3.

Таблица 1.3. Объемы водоотведения крупных нефтегазодобывающих компаний

№ п/п компании	Объем повторно используемых сточных вод, м ³ /год		Производственные сточные воды, м ³ /год		Хозяйственно-бытовые сточные воды, м ³ /год	
	max	min	max	min	max	min
1	2	3	4	5	6	7
1	141,747	88,794	0	0	324,971	235,322
2	0	0	0	0	316,614	296,492
3	0	0	0	0	237,377	174,149
4	0	0	4023,694	3450,768	75,162	67,136
5	0	0	0	0	133,136	133,136
6	4164,125	3802,47	5	4	28,875	26,53
7	2455,28	1101,912	2192585,7	1233343,74	12739,767	433,17
8	0	0	0	0	22,8	15,4
9	0	0	0	0	96,679	56,194
10	0	0	0	0	44,882	25,033
Общий итог	6761,152	4993,176	2196614,4	1236798,51	14020,263	1462,562

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Алюминий			0,63	0,09					0,63	0,09
2	БПК5	61,443	35,08							61,443	35,08
3	Взвешенные вещества	66,3	45,5	150	9,33	50	0,014	42	15	150	0,014
4	Диэтаноламин			49,15	1,5					49,15	1,5
5	Железо общее	1,61	1,46	38,78	1,66	5,32	0,036	0,32	0,2	38,78	0,036
6	МДЭА (флексорб)			12,94	0,5					12,94	0,5
7	Медь			0,1	0,02					0,1	0,02
8	Нефтепродукты	0,209	0,062	220	0,19	0,8	0,006			220	0,006
9	Сероводород			380	0,05					380	0,05
10	СПАВ	1,74	0,613	3,75	0,9					3,75	0,613
11	Сульфаты (по SO4)	503,8	184	4059	2,352	1936,11	122,3	211,2	90,1	4059	2,352
12	Сульфиды			1000	0,5					1000	0,5
13	Сухой остаток	3583	2506,667							3583	2506,667
14	Фосфаты	23,684	14,73	135,78	12,97					135,78	12,97
15	Хлориды (по Cl)	851,1	474,183	4303	2,32	102805	273	316,1	198,9	102805	2,32
16	ХПК	193,633	69							193,633	69
17	Общий итог	3583	0,062	4303	0,02	102805	0,002	316,1	0,015	102805	0,002

1.6.3. Образование и управление отходами

Деятельность нефтегазодобывающих компаний напрямую связана с образованием отходов. В результате деятельности компаний образуются следующие группы отходов: производственные (от основного и вспомогательного производства); коммунальные.

Все виды образующихся отходов, в первую очередь, зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций.

К основным отходам нефтегазодобывающих компаний относятся буровые нефтешламы, буровые шламы бурового раствора, отработанные буровые растворы,

вынутый загрязненный грунт (горных пород забоя и стенок скважин), нефтешламы, отходы подготовки нефти и газа, а также переработки газа на месторождениях.

Принимая во внимание область применения настоящего справочника по НДТ, образование и управление отходами по процессам разведки нефтяных/газовых/нефтегазовых и газоконденсатных месторождений (промыслово-геофизические исследования, поисково-оценочные работы и разведочные работы, геологические и сейсмические исследования), ремонтные работы, а также бурение скважин и процессы консервации и ликвидации скважин и иных объектов добычи углеводородного сырья, в настоящем справочнике по НДТ не рассматриваются.

Укрупненное соотношение количества образования отходов в процессах добычи и подготовки нефти, а также подготовки и переработки газа представлено в таблице 1.6. Данные, отраженные в настоящей таблице, составлены с учетом массы образования отходов по данным КТА за период с 2019–2021 гг.

Таблица 1.6. Укрупненное процентное соотношение показателей образования каждого вида отходов.

№ п/п	Наименование отхода	Показатели образования отхода
1	2	3
1	Нефтешламы	64,4200%
2	Отработанные масла системы технологических установок (трансмиссионные, трансформаторные и иные виды масел)	18,5200%
3	Нефтешлам от зачистки резервуаров	14,6700%
4	Аминовый шлам и аминоксодержащие растворы	0,2570%
5	Жидкие отходы химических материалов	0,0095%
6	Загрязненная сера	0,0080%
7	Щелочесодержащий шлам	0,0025%
8	Этиленгликоль	0,0002%
9	Прочие отходы (за исключением ТБО)	2,1100%

Управление отходами осуществляется с момента их образования до окончательного их удаления и регламентируется разделом 19 Экологического кодекса.

К операциям по управлению отходами относятся: накопление отходов на месте их образования, сбор отходов, транспортировка отходов, восстановление отходов, удаление отходов, вспомогательные операции (подготовка отходов к повторному использованию, переработка отходов, утилизация отходов), проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов.

Безопасное обращение с отходами в нефтегазовой отрасли должно основываться на основных принципах: иерархии, близости к источнику, ответственности образователя отходов.

В соответствии со ст. 329 Экологического кодекса образователи и владельцы отходов применяют следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;
- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

На объектах предприятий проводится инвентаризация отходов и устанавливается перечень всех отходов, образующихся в подразделениях предприятия.

Результаты инвентаризации учитывают при установлении стратегических экологических целей и на их основе разрабатывают мероприятия по регенерации, утилизации, обезвреживанию, реализации и отправке на специализированные предприятия отходов производства, которые включаются в программу достижения стратегических экологических целей.

Ответственный за обращение с отходами, на основании инвентаризации отходов, ведет первичный учет объемов образования, сдачи на регенерацию, утилизации, реализации, отправки на специализированные предприятия и размещения на полигонах отходов, образованных в результате производственной и хозяйственной деятельности.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности ("опасные"; "неопасные"; "зеркальные")

На предприятии сбор отходов производится отдельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными маркированными контейнерами/площадками для сбора отходов. Согласно ст. 321 Экологического кодекса компании производят сортировку и накопление отходов в процессе их сбора. Под сортировкой отходов понимаются операции по разделению отходов по их видам и (или) фракциям либо разбору отходов по их компонентам, осуществляемые отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы

подвергаются операциям по восстановлению или удалению (п. 2 ст. 326). Выделяются такие вторичные ресурсы, как пластик, бумага/картон, стекло и стеклотара, металлолом, использованные металлические банки (жестяные, алюминиевые).

1.6.4. Загрязнение почвы и подземных вод

Основными источниками воздействия на почвенный покров и подземные воды в результате деятельности нефтегазодобывающей отрасли являются: транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования в период строительно-монтажных работ, весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов, отходы производства и потребления, а также объекты их размещения.

Для предотвращения загрязнения почв при проектировании объектов нефтепромыслов предусматривается:

- полная герметизация систем сбора, сепарации и подготовки нефти и газа;
- автоматическое отключение скважин отсекающими при прорыве выкидной линии;
- покрытие изоляцией усиленного типа магистральных нефтепроводов со 100 %-ным просвечиванием стыков на переходах через искусственные и естественные преграды;
- использование бессточных систем канализации промышленно-ливневых и фекальных стоков;
- полное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в продуктивные пласты и поддержания пластового давления;
- внутреннее противокоррозионное покрытие трубопроводов, перекачивающих пластовую воду.

1.6.5. Шум и вибрация

Развитие технологических процессов, а также постоянно увеличивающихся объемах потребности в углеводородном сырье, требует внедрение специальной современной технической оснастки основного и вспомогательного оборудования предприятий добычи и переработки нефти и газа. В связи с чем увеличиваются парком мощных и быстродействующих механизмов, которые являются источниками шумового и вибрационного воздействия на окружающую среду и рабочий персонал.

Производственные / технологические процессы на месторождении такие как:

- бурение скважин,
 - спускоподъемные операции при ремонте скважин,
 - процессы перекачки углеводородного сырья,
 - процесс гидроразрыва пласта
- переработка газа, сопровождаются значительными шумом и вибрацией.

В связи с чем, современное оборудование должно соответствовать требованиям санитарных норм и правил, используемых в Республике Казахстан.

1.6.5.1. Методы защиты от шума

Для выбора наиболее эффективных методов защиты от шума необходимо учитывать характер шумообразования. Основными методами борьбы с шумом, являются:

№ п/п	Конструктивный метод	Организационный метод	Индивидуальный метод
1	<p>Конструктивный метод учитывает создание бесшумной конструкции машин и агрегатов, предусматривается конструктивное исполнение при проектировании и/или в процессе модернизации. Основными примерами данного метода являются :</p> <ul style="list-style-type: none"> - замена механизмов ударного действия на безударные, - возвратно-поступательные механизмы замещаются на винтовые и/или иные механизмы меньшего шумового воздействия, - поглощение шума путем покрытия стен материалом, поглощающих шумы, - установка на выходных трубах мягких глушителей, - точная сборка и тщательная регулировка приборов, - обеспечение достаточной смазки трущихся элементов. 	<p>Организационный метод состоит в изменении технологического процесса с целью устранения или уменьшения шума, автоматизации процессов производства, рациональное размещение цехов на предприятии и иное и иные организационные моменты исключают попадание влияния шума на рабочий персонал.</p>	<p>Индивидуальными средствами защиты должен быть оснащен каждый работник подверженный шумовому воздействию: антифоны; шлемы; наушники, беруши и др.</p>

Звуковое давление шума оказывает вредное влияние на нервную систему человека и его организм - в частности, на органы слуха, вызывая раздражение, утомление, ослабление внимания.

1.6.5.2. Методы защиты от вибрации

Для уменьшения вибраций на предприятиях промышленности применяют следующие основные методы:

Вибродемпфирование	Виброгашение	Виброизоляцию

<p>Метод ориентирован на уменьшение амплитуды колебаний деталей машин после нанесения на них слоя упруго-вязких материалов (демпфирующего слоя) либо применяя двухслойные материалы, такие как сталь-алюминий, сталь-медь и иное.</p>	<p>Метод достигается путем увеличения массы вибрирующего агрегата за счет установки его на жесткие мощные фундаменты, либо путем повышения жесткости конструкции посредством добавочных ребер жесткости.</p>	<p>Метод учитывает изоляцию посредством ослабления передачи колебаний от источника на основание (пол, рабочую площадку, ручки механизированного ручного инструмента и иное) за счет устранения между ними жестких связей и/или установки упругих виброизоляторов (например: в качестве виброизоляторов использовать пружинные или рессорные механизмы, прокладочные элементы из резины, войлока, либо резинометаллические, пружинно-пластмассовые и пневморезиновые конструкции).</p>
---	--	---

В целях исключения прямого воздействия рабочего персонала с вибрирующими поверхностями, за пределами рабочей зоны ставят ограждения, предупреждающие знаки, сигнализацию.

2. Методология определения наилучших доступных техник

Процедура определения наилучших доступных техник для области применения настоящего справочника по НДТ организована НАО "Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов" в лице Бюро НДТ (далее – Центр) и технической рабочей группой по вопросам разработки справочника по НДТ "Добыча нефти и газа" в соответствии с положениями Постановления Правительства Республики Казахстан от 28 октября 2021 года № 775 "Об утверждении Правил разработки, применения, мониторинга и пересмотра справочников по наилучшим доступным техникам" и Методологией определения НДТ.

В рамках данной процедуры, учтена международная практика и подходы к определению НДТ, основанные в том числе основанные на справочном документе Российской Федерации по НДТ "Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям "Добыча нефти" (ИТС 28-2021)", "Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям "Добыча газа" (ИТС 29-2021)", справочном документе Европейского Союза по экономическим аспектам и вопросам воздействия на различные компоненты окружающей среды "EU Reference Document on Economics and Cross-Media Effects", а также на Руководстве по определению НДТ и установлению уровней экологической эффективности для выполнения условий получения экологических разрешений на

основе НДТ "Best Available Techniques for Preventing and Controlling Industrial Pollution, Activity 4: Guidance Document on Determining BAT, BAT-associated Environmental Performance Levels and BAT-based Permit Conditions".

2.1. Детерминация, принципы подбора

Определение наилучших доступных техник основываются на соблюдении последовательности действий технических рабочих групп:

1) определение ключевых экологических проблем для отрасли с учетом маркерных загрязняющих веществ эмиссий;

Для каждого технологического процесса добычи нефти и газа определен перечень маркерных веществ.

Метод определения перечня маркерных веществ основывался преимущественно на изучении проектной, технологической документации и сведений, полученных в ходе проведенного КТА предприятий по области применения настоящего справочника по НДТ.

Из перечня загрязняющих веществ, присутствующих в эмиссиях основных источников загрязнения, для каждого технологического процесса в отдельности был определен перечень маркерных веществ при условии их соответствия следующим характеристикам:

вещество характерно для рассматриваемого технологического процесса (вещества, обоснованные в проектной и технологической документации);

вещество оказывает значительное воздействие на окружающую среду и (или) здоровье населения, в том числе, обладающее высокой токсичностью, доказанными канцерогенными, мутагенными, тератогенными свойствами, кумулятивным эффектом, а также вещества, относящиеся к стойким органическим загрязняющим веществам.

2) определение и описание техник-кандидатов, направленных на комплексное решение экологических проблем отрасли;

При формировании перечня техник-кандидатов рассматривались технологии, способы, методы, процессы, практики, подходы и решения, которые направлены на комплексное решение экологических проблем области применения настоящего справочника по НДТ, из числа имеющихся в Республике Казахстан (выявленных в результате КТА) и в международных документах в области НДТ, в результате чего был определен перечень из (количество) техник-кандидатов, представленные в разделе 5.

Для каждой техники-кандидата приведено технологическое описание и соображения касательно технической применимости техник-кандидатов; экологические показатели и потенциальные выгоды от внедрения техники-кандидата; экономические показатели, потенциальные кросс-медиа (межсредовые) эффекты и триггеры.

3) анализ и сравнение техник-кандидатов в соответствии с показателями технической применимости, экологической результативности и экономической эффективности;

В отношении рассматриваемых в качестве НДТ техник-кандидатов была проведена оценка в следующей последовательности:

1. Оценка техники-кандидата по параметрам технологической применимости.
2. Оценка техники-кандидата по параметрам экологической результативности.

Был проведен анализ экологического эффекта от внедрения техник-кандидатов, выраженный в количественном значении (единица измерения или % сокращения/увеличения), в отношении следующих показателей:

атмосферный воздух: предотвращение и (или) сокращение выбросов;

водопотребление: сокращение общего водопотребления;

сточные воды: предотвращение и (или) сокращение сбросов;

почва, недра, подземные воды: предотвращение и (или) сокращение влияния на компоненты природной среды;

отходы: предотвращение и (или) сокращение образования/накопления производственных отходов и/или их вторичное использование, восстановление отходов и энергетическая утилизация отходов;

потребление сырья: сокращение уровня потребления, замещение альтернативными материалами и (или) отходами производства и потребления;

энергопотребление: сокращение уровня потребления энергетических и топливных ресурсов; использование альтернативных источников энергии; возможность регенерации и рециклинга веществ и рекуперации тепла; сокращение потребления электро- и теплоэнергии на собственные нужды;

шум, вибрация, электромагнитные и тепловые воздействия: снижение уровня физического воздействия;

Также учитывалось отсутствие или наличие кросс-медиа эффектов.

Соответствие или несоответствие техники-кандидата каждому из вышеперечисленных показателей основывалось на сведениях, полученных в результате КТА.

Следует отметить, что техники-кандидаты из перечня НДТ, представленные в утвержденных аналогичных справочниках по НДТ, официально применяемых в государствах, являющихся членами ОЭСР, на предмет экологической результативности не оценивались.

3. Оценка техники-кандидата по параметрам экономической эффективности.

Факт промышленного внедрения устанавливался в результате анализа сведений, выявленных в результате КТА.

4. Определение технологических показателей, связанных с применением НДТ.

Определение уровней эмиссий и иных технологических показателей, связанных с применением НДТ, в большинстве случаев применено в отношении техник, обеспечивающих снижение негативного антропогенного воздействия и контроль загрязнения на стадии процесса добычи нефти и газа.

Так, технологические показатели, связанные с применением НДТ, определялись в том числе и с учетом уровней национального отраслевого "бенчмарка", что подтверждено документами проведенного КТА. Следует отметить, что эти уровни ниже уровней, определенных в аналогичных справочниках по НДТ, официально применяемых в государствах, являющихся членами ОЭСР;

2.2. Критерии отнесения техник к НДТ

В соответствии с п. 3 ст. 113 Экологического кодекса критериями определения наилучших доступных техник являются:

- использование малоотходной технологии;
- использование менее опасных веществ;
- содействие рекуперации и рециркуляции веществ, образующихся и используемых в процессе, а также отходов, где это необходимо;
- сопоставимые процессы, установки или методы работы, которые были успешно опробованы в промышленных масштабах;
- технический прогресс и изменения в научных знаниях и понимании;
- характер, последствия и объем соответствующих выбросов;
- сроки ввода в эксплуатацию новых или существующих установок;
- время, необходимое для внедрения наилучшей доступной техники;
- потребление и характер сырья (включая воду), используемого в технологическом процессе, и энергоэффективность;
- необходимость предотвращения или снижения до минимума общего воздействия выбросов на окружающую среду и рисков для нее;
- необходимость предотвращения аварий и минимизации последствий для окружающей среды;
- информация, публикуемая общественными международными организациями;
- промышленное внедрение на двух и более объектах в Республике Казахстан или за ее пределами.

Обеспечением соблюдения принципов Экологического кодекса при определении техники в качестве НДТ является условие сочетания указанных критериев, выражаемое в соблюдении следующих условий для каждой техники из сформированного перечня НДТ:

- наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду;
- применение ресурсо- и энергосберегающих техник;
- промышленное внедрение на двух и более объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

3. Применяемые процессы: технологические, технические решения, используемые в настоящее время

Настоящий раздел справочника по НДТ содержит описание основных технологических процессов, в числе которых добыча сырой нефти, нефтяного (попутного), природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата).

3.1. Добыча сырой нефти, нефтяного (попутного), природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата)

3.1.1. Добыча сырой нефти

3.1.1.1. Добыча сырой нефти фонтанным методом эксплуатации

Добывающие скважины обычно классифицируют по типу механизма, используемого для доставки жидкостей с забоя скважины в выкидной трубопровод. Это может быть либо естественный поток, либо какой-то искусственный способ подъема. Газовые скважины обладают естественной продуктивностью. Некоторые нефтяные скважины фонтанируют на ранних стадиях своей продуктивной жизни благодаря присущей им внутренней энергии (рисунок 3.1), но рано или поздно и им требуется дополнительная энергия для поддержания продуктивности.



Рисунок 3.1. Схематичное изображение фонтанирующей скважины с достаточным давлением для подъема нефти на поверхность

Когда скважина открывается для добычи, нефть поступает в ствол скважины под действием перепада давлений в скважине и в коллекторе. По мере подъема нефти по насосно-компрессорной колонне давление продолжает снижаться. При снижении

давления растворенный газ начинает выделяться, образуя в нефти пузыри. Эти пузыри газа расширяются и столб жидкости становится легче. Совместное действие давления коллектора и уменьшенного веса столба жидкости и обеспечивают фонтанирование скважины.

По мере извлечения нефти пузыри газа образуются и в самом коллекторе. Они продолжают расширяться, вытесняя больше нефти в скважину. Однако в конце концов расширяющиеся пузыри газа соединяются между собой, формируя сплошные газовые каналы внутри коллектора.

Когда это происходит, газ начинает стекать в скважину, оставляя за собой большую часть более тяжелой нефти (рисунок 3.2). Эти явления продолжают до тех пор, пока давление в коллекторе не уменьшится до такой степени, что не сможет выталкивать оставшуюся, более тяжелую нефть на поверхность. Начиная с этого момента требуется механизированная добыча.

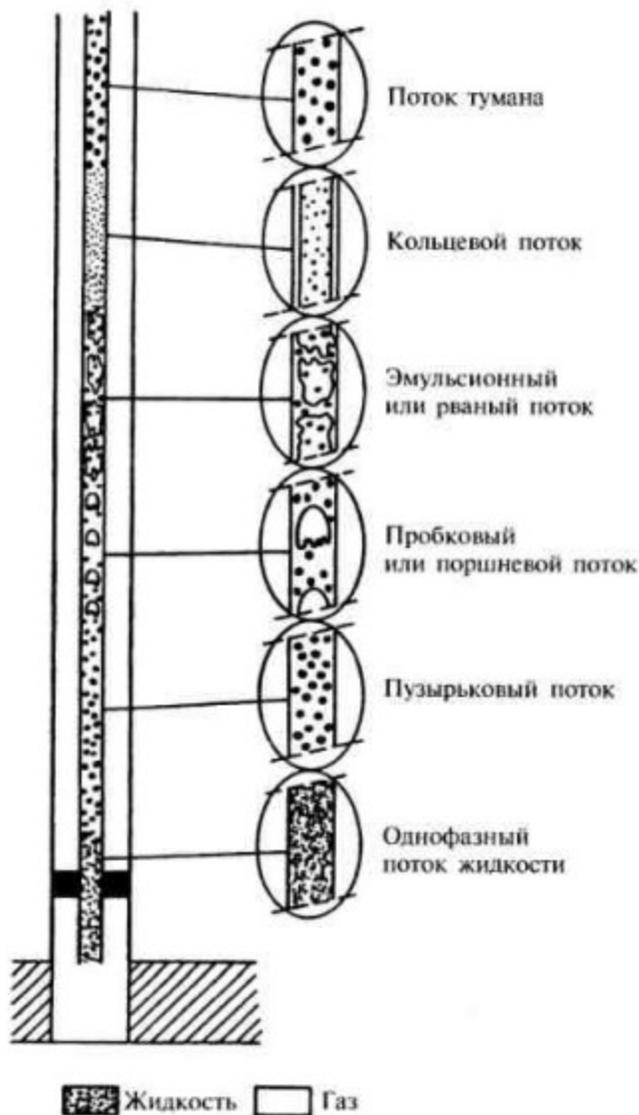


Рисунок 3.2. Разделение жидкостей по мере протекания по насосно-компрессорной колонне

Также под фонтанной эксплуатацией понимается такой способ подъема продукции скважины от забоя на дневную поверхность, при котором располагаемая энергия на забое $M_{заб}$ больше или равна энергии, расходуемой на преодоление различных сопротивлений M_c , на всей длине скважины в процессе подъема, т.е. $M_{заб} > M_c$.

3.1.1.2. Добыча сырой нефти методом газлифтной эксплуатации

В скважинах, где давление в коллекторе или давление растворенного газа слишком мало, чтобы создавать фонтанирование, поток жидкости может поддерживаться искусственным методом - газлифтом (рисунок 3.3). Существует множество вариаций газлифтной системы, но основной принцип заключается в том, чтобы брать газ из внешнего источника и закачивать его в добываемые жидкости, проходящие по

насосно-компрессорной колонне. Это снижает вес столба жидкости и обеспечивает истечение нефти из скважины.

В ходе эксплуатации газ под давлением закачивается в пространство между обсадной и насосно-компрессорной колоннами и попадает в последнюю через открытый газлифтный клапан. Жидкость в насосно-компрессорной колонне выше клапана вытесняется и/или становится легче при смешивании с газом и может подниматься на поверхность вместе с расширяющимся газом. Когда газ и жидкость достигают поверхности, газ отделяется от нефти. Здесь его вновь сжимают до высокого давления и еще раз закачивают в пространство между обсадной и насосно-компрессорной колоннами, чтобы повторить цикл снова.

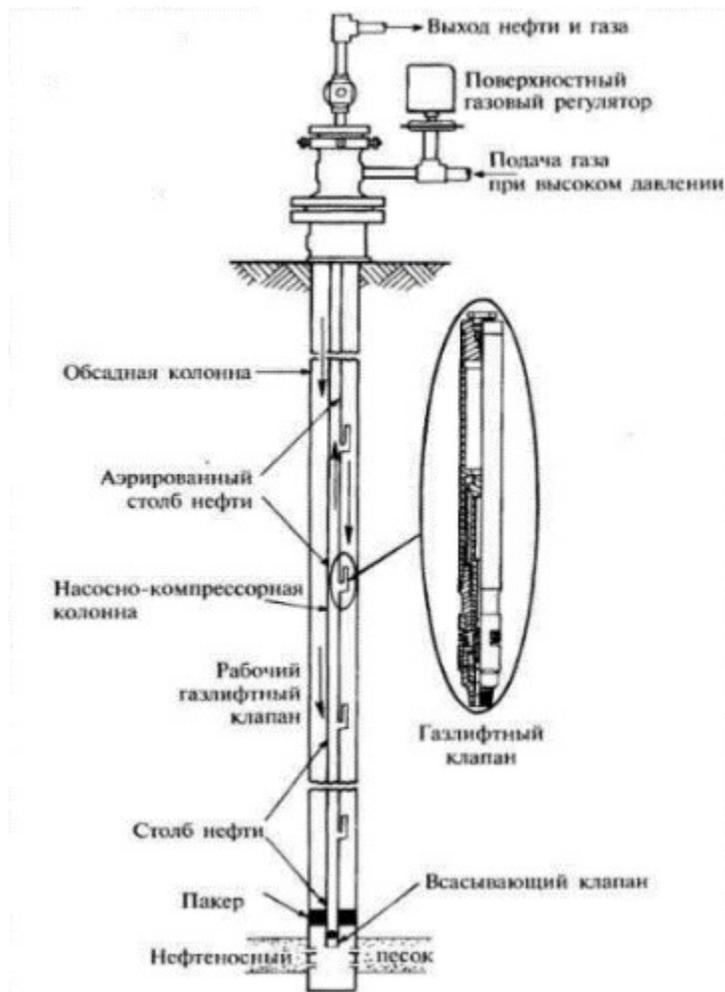


Рисунок 3.3. Газлифтовая установка

Так как газ закачивается с более или менее постоянной скоростью, система классифицируется как непрерывный газлифт. Тем не менее рано или поздно давление в коллекторе понизится до такой степени, что даже с помощью вспомогательной закачки газа оно не будет поддерживать ток нефти. На данном этапе можно применить одну из периодических систем газлифта. По этому методу жидкости дают время для

накопления в насосно-компрессорной колонне. Затем в скважину в заранее определенные промежутки времени закачивают газ, который порциями вытесняет жидкость на поверхность.

Особым типом газлифта является система плунжерного подъема для скважин, производящих небольшие количества жидкости. На нижнем конце насосно-компрессорной колонны устанавливают накопительную камеру. Когда накапливается достаточное количество жидкости, плунжер выталкивает ее на поверхность. Энергия для выталкивания плунжера на поверхность передается газом высокого давления. Когда плунжер достигает поверхности, газ высокого давления высвобождается и плунжер падает обратно на дно насосно-компрессорной колонны до своего следующего путешествия на поверхность.

Газлифт широко используют как механизированный способ эксплуатации при морском способе добычи. Предпочтительным методом газлифта в море является непрерывный газлифт, так как пропускная способность трубопроводов высокого и низкого давления обычно ограничена.

Достоинства и недостатки

Как метод механизированной добычи нефти, газлифт обладает многими достоинствами в тех случаях, когда он применим:

1. относительно прост в работе;
2. оборудование сравнительно недорого;
3. оборудование взаимозаменяемо;
4. могут добываться как большие, так и малые объемы;
5. эффективен при неблагоприятных скважинных условиях (от песка и других твердых веществ, можно избавиться без особых затруднений);
6. эффективно применяется в искривленных скважинах;
7. проблемы коррозии легко решаемы;
8. может быть предназначен для работы с канатными системами (при использовании канатов нетрудно провести замеры давления в забор);
9. низкие эксплуатационные расходы;
10. может применяться в районах городской застройки и требует меньше места, а также на морских добывающих платформах;

Перед установкой газлифтной системы следует учитывать некоторые ее недостатки:

1. Требуется источник сжатого газа (сжатие газа может сильно увеличить начальные капиталовложения);
2. В зависимости от рыночных цен возмещение потерь газа в замкнутой системе при высоком давлении также может оказаться дорогим;
3. Использование газлифта на участках с одной скважиной или на маленьких месторождениях обычно не окупает затрат;

4. Газлифт лучше не применять для глубоких добывающих скважин с высокими перепадами давления или низкими забойными давлениями;

5. Трудно получить точные замеры газа, и пульсация потока может осложнить эксплуатацию наземного оборудования.

3.1.1.3. Добыча сырой нефти методом плунжерной эксплуатации

Среди методов механизированной добычи реже всех используется плунжерный лифт. Он применяется менее чем в одном проценте всех скважин с механизированной добычей. Чаще всего его используют в ситуациях, когда имеется некоторый естественный поток. Тем не менее на некоторых скважинах этот метод особенно удобен, в частности в скважинах с высоким газовым фактором или в газовых скважинах с низким забойным давлением и низкой производительностью. В таких скважинах скорость тока по насосно-компрессорной колонне слишком мала, чтобы выносить флюиды на поверхность. В насосно-компрессорной колонне происходит разделение: скважина заполняется жидкостью и перестает течь. При плунжерном лифте используется плунжер, который движется вверх и вниз по насосно-компрессорной колонне. Внутри плунжера имеется перепускной клапан, открывающийся по достижении верха насосно-компрессорной колонны и закрывающийся при ударе о ее дно (рисунок 3.4). Посадка плунжера в насосно-компрессорной колонне снижает обратный просок жидкости сквозь газ, те. подгоняет ее, как показано на рисунке 3.5.



Рисунок 3.4. Основные части плунжерного подъемника

Плунжерный подъем применяется для продления срока эксплуатации нефтяных и газовых скважин, где для добычи используется собственная энергия скважины. Тем не

менее с пакером, всасывающим клапаном и установкой периодического газлифта плунжерный подъемник может также использовать внешний источник газа, это, позволяет достичь лучших результатов, чем одна только газлифтная установка периодического действия. Плунжерный подъем применяется и на скважинах, где добыче мешают отложения парафина, соли или осадок на стенках насосно-компрессорной колонны. Работа плунжера в насосно-компрессорной колонне помогает удалить эти отложения прежде, чем они нарастут до такой степени, что будут мешать добыче.



Рисунок 3.5. Цикл работы плунжерного подъемника:

а - скважина закрыта с маленьким поверхностным давлением, плунжер держится в ловушке, перепускной клапан открыт; б - скважина закрыта, давление нарастает, плунжер выпущен с открытым клапаном, жидкость накапливается на дне насосно-компрессорной колонны; в - скважина закрыта, плунжер ударяется о дно, жидкость оказывается над плунжером; г - скважина открыта, плунжер с грузом жидкости поднимается под действием расширяющегося газа, перепускной клапан закрыт; 4- скважина открыта, плунжер сталкивается с крышкой, ловушка срабатывает, перепускной клапан открывается.

Далее скважина закрывается и цикл повторяется.

Достоинства и недостатки

Системы плунжерного подъема работают в большинстве случаев в автоматическом режиме или с применением датчиков давления, и можно встретить лишь несколько случаев с ручным управлением. Автоматические регуляторы длительности цикла, плунжеры и ловушки, используемые в системах плунжерного подъема, могут быть весьма различны.

Важнейшее достоинство плунжерного лифта - низкая себестоимость. Установка плунжерной системы относительно недорога, и эксплуатационные расходы невелики по сравнению с другими системами. Плунжерные системы могут устанавливаться на

талях, и в случае морских скважин они не требуют дополнительного места на платформе.

Плунжерные подъемники могут быть модифицированы для использования в наклонно-направленных скважинах и на скважинах, уже работающих с применением периодического газлифта, что улучшает производительность и эффективность добычи.

Главным недостатком плунжерных подъемников является непригодность для скважин с высокой нормой отбора. Заклинивание плунжера и проблемы с выносом песка могут вызывать остановки добычи. Еще один недостаток плунжерного подъема заключается в том, что пульсирующий поток из скважины может отрицательно сказаться на эффективности наземного оборудования.

3.1.1.4. Добыча сырой нефти штанговыми глубинными насосами

Добыча при помощи штанговых насосов - бесспорно, самый распространенный способ искусственного подъема нефти. Основные детали штангового насоса, следующие: глубинный насос, штанги для передачи усилия с поверхности к насосу и поверхностный насосный узел, приводящий штанги в возвратно-поступательное движение. Качалки типа, изображенной на рисунке 3.6 являются наиболее распространенными.



Рисунок 3.6. Наиболее распространенный тип штангового насоса

Принцип действия. Глубинный насос в простейшем виде состоит из поршня, движущегося вверх-вниз по хорошо подогнанному цилиндру. Поршень снабжен обратным клапаном, который позволяет жидкости течь вверх, но не вниз. Обратный клапан, называемый также выкидным. в современных насосах обычно представляет собой клапан типа шар-седло. Второй клапан, всасывающий, - это шаровой клапан, расположенный внизу цилиндра, и, подобно обратному клапану, позволяет жидкости течь вверх, но не вниз (Рисунок 3.7).

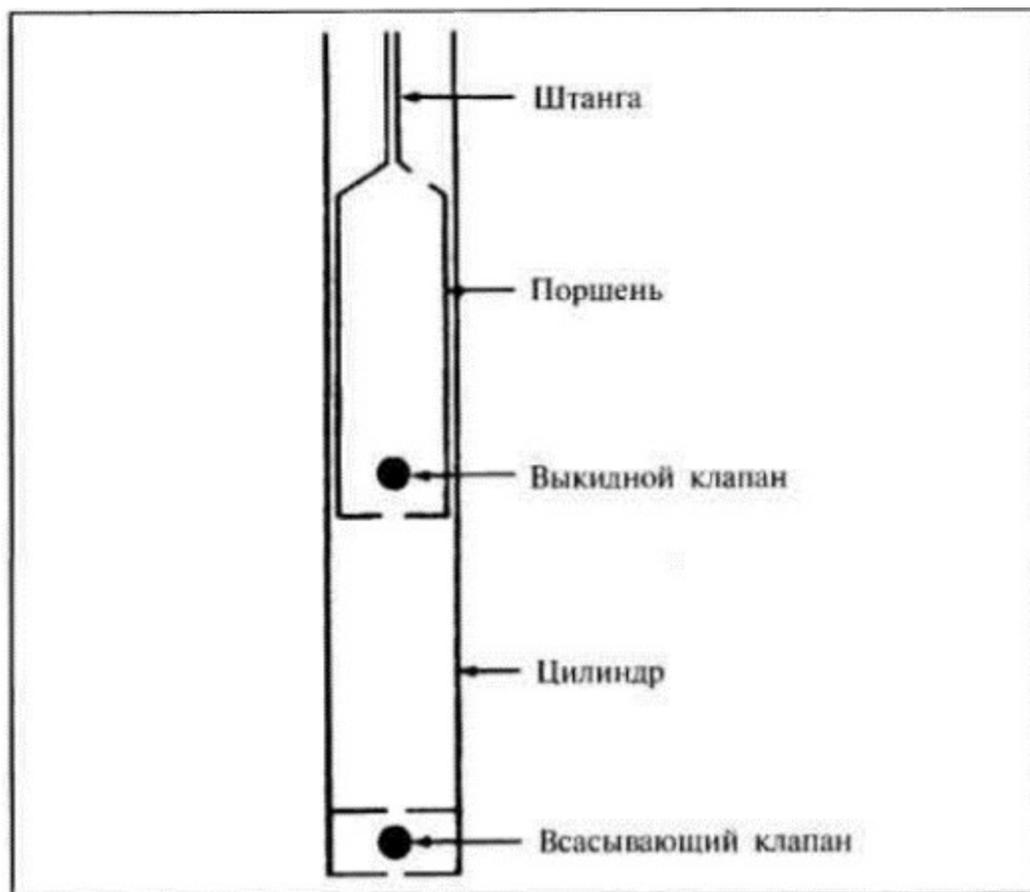


Рисунок 3.7. Схематичное изображение простого штангового насоса

Принцип действия простого штангового насоса показан на рисунке 3.8. Вначале поршень находится в стационарном состоянии в нижней точке хода. В этот момент и всасывающий, и выкидной клапаны закрыты. Столб жидкости в насосно-компрессорной колонне создает гидростатическое давление над всасывающим клапаном. Нагрузкой на сальниковый шток (верхний шток из колонны насосных штанг) и насосный блок является только вес колонны насосных штанг. При движении поршня вверх обратный клапан остается закрытым, и колонна насосных штанг принимает на себя вес жидкости в насосно-компрессорной колонне - вес колонны насосных штанг и вес столба жидкости. При минимальной утечке между поршнем и насосным цилиндром давление между выкидным и всасывающим клапанами уменьшается, так что всасывающий клапан открывается и жидкость из ствола скважины поступает в цилиндр насоса. В верхней точке рабочего хода поршень останавливается, и оба клапана снова закрываются, при этом вес жидкости снова приходится на поршень и выкидной клапан. Предположим, что теперь цилиндр насоса заполнился жидкостью и жидкость несжимаема. При начале движения поршня вниз выкидной клапан откроется. Вес столба жидкости в насосно-компрессорной колонне перенесется на всасывающий клапан и рабочую колонну, а нагрузка на сальниковый шток и насосный узел опять будет состоять только из веса штанг. Дальнейшее

движение поршня вниз заставит жидкость перетечь из цилиндра в поршень через обратный клапан. Возвращение поршня в нижнюю точку рабочего хода закончит цикл.

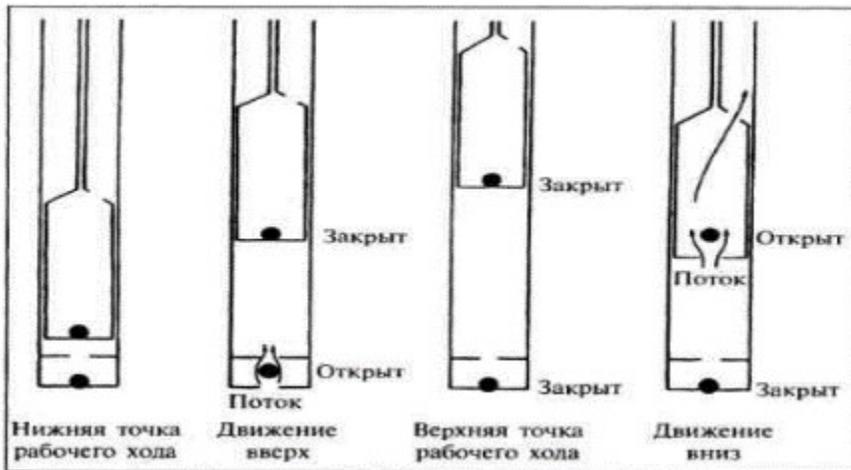


Рисунок 3.8. Схема рабочего цикла штангового насоса

На практике сальниковый шток никогда не принимает на себя такую нагрузку. На нагрузку влияет инерция, эффективность работы насоса меньше 100 %, трение изменяет нагрузку, штанги под нагрузкой растягиваются, и динамика процесса вносит свои коррективы. Нагрузка на сальниковый шток оказывается, тем не менее, близкой к описанной при выкачивании однофазной жидкости из очень мелкой скважины при очень длинных, медленных рабочих ходах насоса. Реальные диаграммы нагрузки, применяемые для оценки работы насоса, называются динамограммами.

Глубинные насосы

В штанговых насосных установках применяются два основных типа глубинных насосов (рисунок 3.9). Насосы первого типа называются трубными, потому что цилиндр насоса расположен на насосно-компрессорной трубе. Поршень спускается в скважину на штангах насоса. Внутренний диаметр цилиндра насоса лишь чуть-чуть меньше, чем диаметр колонны, внутри которой он находится. Это обеспечивает наибольшую скорость добычи в данной конструкции. Чтобы заменить цилиндр насоса, нужно извлечь из скважины насосно-компрессорную колонну.

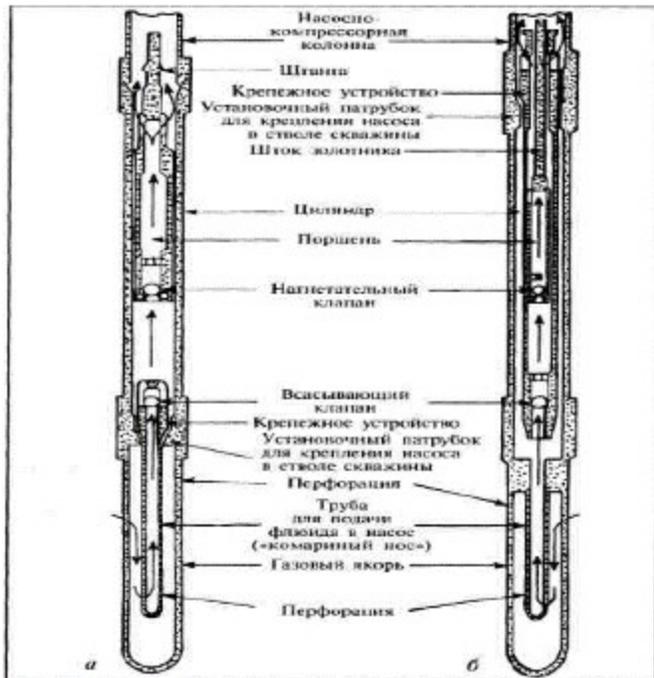


Рисунок 3.9. Два типа насосов для штанговых насосных установок: а- трубный насос,

б- стационарный цилиндр вставного, типа с верхним креплением штока. Вставной насос и цилиндр, можно извлечь из скважины, не поднимая насосно-компрессорную колонну

Глубинные насосы второго типа называются вставными- они опускаются в насосно-компрессорную колонну и вынимаются из нее на штангах. Поскольку такой насос можно поднимать как одно целое, он предпочтителен по сравнению с трубными насосами в более глубоких скважинах.

Качалки

Качалки (балансирные насосные установки) передают усилие на верхнюю часть системы штанг в виде возвратно-поступательного движения. Длина рабочего хода может достигать до 16 м. Относительно высокая скорость вращения первичного двигателя сначала снижается ременной передачей, а затем шестеренчатым редуктором, чтобы кривошип вращался с заданным числом рабочих ходов в минуту. Вращение кривошипа преобразуется плечом кривошипа, опорой пальца кривошипа, шатуном и балансиром, а движение стабилизатора переходит в линейное движение сальникового штока головкой балансира и серьгой для подвески штанг. При правильной настройке установки это движение не должно создавать никаких изгибающих нагрузок на устьевой сальниковый шток. Сальниковый шток и сальник обеспечивают уплотнение между штангами и насосно-компрессорной колонной на поверхности, чтобы направить перекачиваемую жидкость в выкидной трубопровод (рисунок 3.10).



Рисунок 3.10. Схематический рисунок станка-качалки

Относительно высокая скорость вращения первичного двигателя сначала снижается ременной передачей, а затем шестеренчатым редуктором, чтобы кривошип вращался с заданным числом рабочих ходов в минуту. Вращение кривошипа преобразуется плечом кривошипа, опорой пальца кривошипа, шатуном и балансиром, а движение стабилизатора переходит в линейное движение сальникового штока головкой балансира и серьгой для подвески штанг. При правильной настройке установки это движение не должно создавать никаких изгибающих нагрузок на устьевой сальниковый шток. Сальниковый шток и сальник обеспечивают уплотнение между штангами и насосно-компрессорной колонной на поверхности, чтобы направить перекачиваемую жидкость в выкидной трубопровод.

Достоинства

Штанговый насос используется достаточно часто и хорошо знаком большей части персонала, занятого эксплуатацией и техническим обслуживанием. Он может применяться в широком диапазоне производительностей и на ограниченных скоростях, и при ограниченных глубинах извлекать продукт из скважины вплоть до ее истощения. Штанговые насосы высоконадежны и легко поддаются диагностике с помощью ряда различных приемов: осмотра, динамометрии и зондирования скважины.

Данный метод позволяет добывать высокотемпературные или высоковязкие нефти, а проблемы коррозии и образование отложений легко разрешаются. Штанговые насосы приводятся в движение электричеством или топливным газом, причем электропривод легко подстраивается под график подачи газа или периодическую работу. Наконец, цена штангового насоса - дополнительное преимущество для поддержания эксплуатационных расходов на низком уровне.

Недостатки

Среди недостатков штанговых насосов следует упомянуть их непригодность для искривленных скважин. Глубина и объем скважин, для которых они могут применяться, ограничены весом штанг и запасом прочности, а высокий газовый фактор скважины

либо попадание песка и парафина в скважинные флюиды еще более ухудшают их эффективность.

Определенные физические характеристики установок также свидетельствуют против их использования. Большие размеры штанговых насосов загромождают городскую застройку и мешают работе вращающихся дождевальными машин в сельской местности, суммарный вес и габариты могут помешать их применению на морских платформах. Для обслуживания внутрискважинного оборудования следует принимать во внимание дополнительное неудобство, связанное с необходимостью использования подъемных устройств.

3.1.1.5. Добыча сырой нефти погружными винтовыми насосами

Погружные винтовые насосы известны как установки с электровинтовыми насосами. Данный насос предназначен для откачки высоковязкой жидкости из нефтедобывающих скважин.

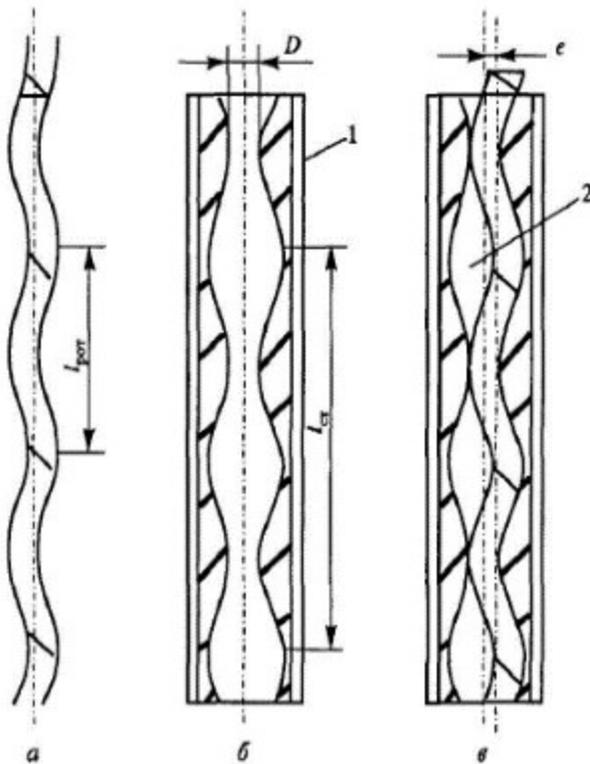


Рисунок 3.11. Винтовой насос

а-ротор, б-статор, в-насос в сборе, 1-корпус насоса, 2-полость между статором и ротором

Винтовой насос представлен на рисунке 3.11 и состоит из ротора – простой спирали с h_p шагом и статора двойной спирали с h_c шагом, который превышает в два раза шаг ротора.

На рисунке 3.11 в схематично показана часть винтового насоса в сборе. Основными параметрами винтового насоса являются диаметр ротора D , длина шага статора h_c , и

эксцентриситет e . Полости, сформированные между ротором и статором, разделены. При вращении ротора эти полости перемещаются как по радиусу, так и по оси. Перемещение полостей приводит к проталкиванию жидкости снизу вверх, поэтому иногда этот насос называют насосом с перемещающейся полостью.

Ротор представляет собой однозаходный винт с плавной нарезкой и изготавливается из высокопрочной стали с хромированным или иным покрытием против истирания. Статор представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом в два раза большим, чем шаг винта ротора, изготавливается из резины или пластического материала и устанавливается в корпусе насоса.

3.1.1.6. Добыча сырой нефти установками электроприводных лопастных насосов

Одним из наиболее эффективным агрегатом для добычи сырой нефти является установка электроприводного лопастного насоса (УЭЛН) по своей конструкции и способности отбора большого количества нефтяной эмульсии. УЭЛН состоит из погружного электродвигателя, лопастного насоса, телеметрии, гидравлической защиты, кабельной линии, оборудования устья скважины, станции управления и повышающего трансформатора, и предназначены для добычи нефтяной эмульсии из скважин.

3.1.1.7. Добыча сырой нефти погружными диафрагменными насосами

Диафрагменные насосы являются насосами объемного типа. Основным рабочим элементом насоса является диафрагма, которая отделяет откачиваемую жидкость от контакта с другими элементами насоса.

Скважинный диафрагменный насос приводится в действие погружным электродвигателем, аналогичным используемому в установках с винтовыми насосами. Установка состоит из наземного и погружного оборудования. Погружной агрегат спускается в скважину на колонне НКТ, а питание электродвигателя осуществляется по кабелю, закрепляемому на колонне НКТ.

Насос работает следующим образом. Вращение вала двигателя приводит в действие угловую зубчатую передачу. Вместе с вращением зубчатого колеса 13 вращается эксцентрик 11, приводя в возврат-но-поступательное движение поршень 9, прижатый к эксцентрику пружиной 7. На схеме рисунке 3.12 показано нижнее положение поршня. Так как объем камеры А постоянен, пространство, освобожденное поршнем в цилиндре, заполняется маслом и диафрагма занимает нижнее положение, показанное на рисунке 3.12. За время движения поршня вниз давление в наддиафрагменной полости снижается, нагнетательный клапан закрывается, открывается всасывающий клапан, и продукция скважины поступает в наддиафрагменную полость. При ходе поршня вверх давление в камере А повышается, приводя к перемещению вверх и диафрагмы. Давление в наддиафрагменной полости повышается, всасывающий клапан 4 закрывается, а нагнетательный клапан 3 открывается; жидкость из наддиафрагменной

полости вытесняется в колонну НКТ. Изменение объема камеры Б при движении поршня изменяет и объем масла в ней. Эти изменения компенсируются компенсационной диафрагмой 16.

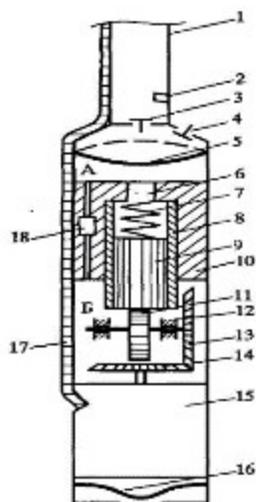


Рисунок 3.12. Принципиальная схема погружного агрегата диафрагменного насосной установки: 1 - колонна НКТ; 2 - сливной клапан; 3 - нагнетательный клапан; 4 - всасывающий клапан; 5 - диафрагма; 6 - осевой канал; 7 - винтовая пружина; 8 - цилиндр; 9 - поршень; 10 - корпус; 11 - эксцентрик; 12 - опора; 13-14 - зубчатые колеса; 15 - погружной электродвигатель; 16 - компенсационная диафрагма; 17 - электрический кабель; 18 - специальный клапанный узел

Диафрагменные насосные установки предназначены для эксплуатации скважин с агрессивной продукцией, а также содержащей механические примеси. Это связано с тем, что откачиваемая продукция не контактирует с подвижными деталями погружного агрегата, будучи отделенной от них диафрагмой.

3.1.1.8. Добыча сырой нефти электроцентробежными насосами

Установка погружного центробежного насоса включает в себя наземное и подземное оборудование. В наземное оборудование входит: фонтанная арматура, оборудованная кабельным вводом, сборные манифольды, замерная установка, а также наземное электрооборудование, включающее в себя станцию управления, трансформатор, клеммную коробку, кабельные линии.



Рисунок 3.13. Принципиальная схема электроцентробежного насоса

Наземное электрооборудование служит для электроснабжения, управления и защиты электронасосов. Фонтанная арматура позволяет контролировать, регулировать и направлять поток скважинной жидкости через манифольды в замерную установку, где производится определение объема добываемой продукции. Подземное оборудование включает в себя: погружной центробежный насос с электродвигателем, кабельную линию, колонну насосно-компрессорных труб и другое дополнительное оборудование. Колонна насосно-компрессорных труб обеспечивает подъем скважинной жидкости на поверхность. В корпусе насоса установлены ступени, каждая из которых состоит из вращающегося рабочего колеса и неподвижного направляющего аппарата. Число ступеней определяет его подачу, давление и потребляемую мощность. В состав погружного электродвигателя входит ПЭД и гидрозащита, состоящая из протектора и компенсатора. Электроэнергия с поверхности передается через бронированный трехжильный кабель, который крепится к телу труб при помощи поясов.

3.1.1.9. Добыча сырой нефти методом непрерывно дискретного газлифта (НДГ)

Основой для технологии непрерывно дискретного газлифта является дифференциальный регулятор, который устанавливают на подъемной колонне в специальной скважинной камере на расчетной глубине. Установка и извлечение регулятора из скважины осуществляется посредством стандартного набора инструментов канатной техники. При необходимости для осуществления запуска скважин после глушения или повторных перезапусков после технологических остановок, в газлифтной системе НДГ применяются пусковые клапаны. Если в конструкции скважин используется малогабаритная эксплуатационная колонна, то пусковые клапаны могут быть исполнены в стационарном варианте, на специально разработанной для этих целей оправке.

Особенность данной технологии заключается в том, что эксплуатация скважин осуществляется в режиме заданных забойных давлений, а режим работы газлифтного подъемника, непрерывный или периодический, устанавливаются автоматически в

зависимости от величины притока (дебита скважины). Достигается это путем одновременной, причем автоматической стабилизации динамического уровня жидкости и давления газа в кольцевом пространстве скважины.

3.1.1.10. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

Установки ЭЦН состоят из следующих узлов: электроцентробежный насос – погружной электродвигатель –погружной кабель – станции управления с частотно регулируемым приводом – трехфазные масляные трансформаторы – наземный питающий кабель. На эффективность работы насоса влияют гидравлические потери в насосно-компрессорной трубе и на штуцерах скважин. Поэлементный анализ потерь позволяет выявить узлы установок с повышенным расходом электроэнергии и, с учетом этого, разработать мероприятия по повышению энергетической эффективности механизированного фонда скважин. В таблице 3.1 приведены данные по удельному расходу электроэнергии на добычу по скважинам с погружными насосами ЭЦН.

Таблица 3.1. Потребление энергетических ресурсов УЭЦН

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВт*ч/сут	182,4	404
2	Удельное потребление тепловой энергии на добычу 1 м3 сырой нефти	кВт*ч/м3	1,1	3
3	Удельное потребление тепловой энергии на добычу 1 т сырой нефти	кВт*ч/т	5,8	13,5

Режим работы большинства скважин постоянный 24/24, при этом некоторые скважины работают в периодическом режиме в зависимости от уровня НСЖ и по давлению на приеме насоса. В таблице 3.2 приведены данные по удельному расходу электроэнергии на добычу по скважинам с установками ШГН.

Таблица 3.2. Потребление энергетических ресурсов ШГН

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5

1	Удельное потребление электроэнергии	кВт*ч/сут	266,4	348
2	Удельное потребление тепловой энергии на добычу 1 м ³ сырой нефти	кВт*ч/м ³	9,2	75
3	Удельное потребление тепловой энергии на добычу 1 т сырой нефти	кВт*ч/т	12,4	100

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники в справочнике по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.1.2. Добыча газа (нефтяного (попутного) газа, природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата))

Добыча газа состоит в эксплуатации газовых скважин, основной целью которой является извлечение газа из пласта и сбор на поверхности.

В процессе эксплуатации газ движется от забоев скважины до устьев на поверхности. Основными компонентами газа, извлеченной из скважины – это пары тяжелых углеводородов, вода, нестабильный углеводородный конденсат и взвешенные вещества.

Основные составляющие эксплуатации скважины:

Запуск и остановка скважины;

Контроль заданного режима эксплуатации;

Реализация стабильной работы установок в осложненных условиях (обводнение, коррозия и т.д.).

Скважины подразделяются на следующие виды:

Эксплуатационные – необходимы для извлечения газа и газового конденсата;

Нагнетательные – служат для увеличения дебита скважины, для закачки сухого воздуха;

Специальные – используются для разведки геологического строения почвы.

Нефтяная эмульсия представляет собой смесь жидких углеводородов, газа, воды и некоторых примесей. Вода и примеси должны быть удалены прежде, чем углеводороды

поступят в хранилище, в трубопровод. Жидкие углеводороды и нежелательные примеси должны быть также удалены из природного газа до того, как он поступит в трубопровод. Наличие почти всех примесей вызывает эксплуатационные проблемы того или иного типа. Чтобы разрушить эмульсию сырой нефти и отделить чистую нефть, нужно удалить эмульгатор и его пленку. После этого частицы воды смогут собраться в более крупные капли, которые способны отделиться от нефти.

Вид системы разделения выбирается на основании следующих факторов:

стабильности эмульсии;

плотности нефти и содержащейся в ней воды;

коррозионной активности нефти, газа и воды;

склонности содержащейся в нефти воды к образованию отложений;

общего количества нефти для обработки и содержания воды в ней; наличие товарного газопровода для продажи газа; величины рабочего давления, пригодного для оборудования;

способности сырой нефти к отложению парафинов.

Иногда нефтяная эмульсия бывает нестабильной. Если ей предоставить достаточно времени, чтобы отстояться, то вода осядет на дно резервуара, а нефть и попутный газ поднимутся наверх. Такой осаждающий резервуар называется промывочным баком или отстойником (рисунок 3.14).

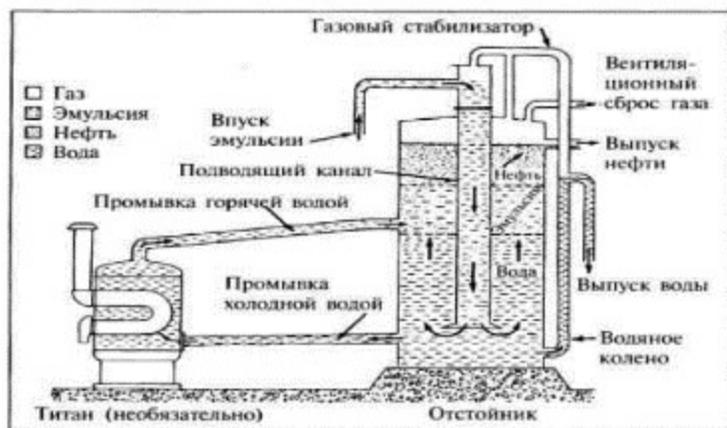


Рисунок 3.14. Схематическое изображение промывочного бака или отстойника

Несмотря на существование разных конструкций отстойников, обычно они достаточно высоки, чтобы обеспечить поступление чистой нефти самотеком под действием собственного веса в складской резервуар, вода спускается по водяному колену из днища бака, попутный газ выпускается через вентиляционный канал.

3.1.2.1. Текущие уровни эмиссий

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные

источники в справочнике по НДТне рассматриваются), отстойник (неорганизованный источник, справочником по НДТ не рассматривается), котельная установка (необязательно). Характеристика выбросов приведена в разделе 3.13.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации происходит в отстойнике, характеристика сбросов приведена в разделе 3.11.

Отходы технологического процесса

Образование отходов происходит в результате зачистки отстойника, характеристика приведена в разделе 3.11.

3.1.3. Транспорт сырой нефти и газа по внутрипромысловым трубопроводам

3.1.3.1. Транспортировка по трубопроводам

Магистральные трубопроводы как наиболее современный вид транспорта нефти, нефтепродуктов и газа должны обеспечить нормальный производственный режим работы нефтегазопромысла, нефтеперерабатывающих заводов, систем снабжения нефтепродуктами промышленного и городского газоснабжения.

Общая задача управления режимами систем нефтегазоснабжения заключается в обеспечении потребности в нефти, нефтепродуктах и газе с наибольшим экономическим эффектом для народного хозяйства в целом. Строго говоря, экономический оптимум должен определяться по минимуму суммарных расчетных затрат, включающих как издержки на производство и распределение нефти, нефтепродуктов и газа, так и зависящие от функционирования нефтегазотранспортных систем затраты в других отраслях народного хозяйства, т. е. должны быть учтены тесные связи с обеспечиваемыми отраслями по энергоснабжению, использованию водных ресурсов ит. д., а также влияние надежности снабжения нефтью, нефтепродуктами и газом на функционирование всех отраслей народного хозяйства и социальных структур. Основными вопросами при управлении нефтегазотранспортными системами является повышение пропускной способности, снижение энергетических затрат на транспорт нефти, нефтепродуктов и газа, стабилизация режимов во времени, оптимальное управление при неустановившихся, в том числе аварийных, режимах.

Выделяют следующие виды промысловых трубопроводов:

1) Надземная технология подразумевает размещение труб выше уровня земли на такой высоте, чтобы трубопровод был недосягаем для внешних воздействий, которые могли бы нанести вред.

2) Наземные трубопроводы укладываются на искусственное грунтовое основание. При этом трубы помещаются в каналы или лотки.

3) Подземный метод - трубопроводную магистраль заглубляют в грунт на установленную глубину.

Трубопроводные сети состояются из следующих основных элементов:

- 1) труб разного назначения;
- 2) соединительных частей (фланцев, соединительных муфт, колен, угольников, отводов, тройников, крестовин, гребенок и др.);
- 3) арматуры (чугунной, стальной и специальной);
- 4) компенсаторов.

3.1.3.2. Обогрев трубопроводов

Для подогрева применяют различные теплоносители: водяной пар, горячую воду, горячие газы и нефтепродукты, электроэнергию. Наибольшее применение имеет водяной пар, обладающий высоким теплосодержанием и теплоотдачей, легко транспортируемый и не представляющий пожарной опасности. Обычно используют насыщенный пар давлением 0,3–0,4МПа, обеспечивая нагрев нефтепродукта до 80-100 °С.

Горячую воду применяют в тех случаях, когда ее имеется большое количество, так как теплосодержание воды в 5–6 раз меньше теплосодержания насыщенного пара.

Горячие газы имеют ограниченное применение, так как они отличаются малой теплоемкостью, низким коэффициентом теплоотдачи, а также трудно организовать их сбор, используются лишь при разогреве нефтепродуктов в автоцистернах и в трубчатых подогревателях на НПЗ.

Горячие масла в качестве теплоносителей также применяют редко, в случаях, когда требуется разогреть тугоплавкие нефтепродукты теплоносителем с высокой температурой вспышки, для которых невозможен разогрев горячей водой и паром.

Электричество - один из эффективных теплоносителей, однако при использовании электронагревательных устройств необходимо соблюдать противопожарные требования. Обнаженная электрическая грелка с накаливающей проволокой способна вызвать воспламенение паров нефтепродуктов. В связи с этим электроподогрев применяется для нефтепродуктов с высокой температурой коксования и вспышки, и главным образом, для масел перед сливом их из вагонов-цистерн.

Существует несколько способов подогрева водяным паром: разогрев острым паром, трубчатыми подогревателями и циркуляционный подогрев.

Подогрев острым (открытым) паром заключается в подаче насыщенного пара непосредственно в нефтепродукт, где он конденсируется, сообщая нефтепродукту необходимое тепло. Этот способ применяют главным образом для разогрева топочного мазута при сливе из железнодорожных цистерн. Недостаток данного способа - необходимость удаления в дальнейшем воды из обводненного нефтепродукта.

Подогрев трубчатыми подогревателями заключается в передаче тепла от пара к нагреваемому продукту через стенки подогревателя. Здесь исключается непосредственный контакт теплоносителя с нефтепродуктом. Пар, поступая в

трубчатый подогреватель, отдает тепло нефтепродукту через стенку подогревателя, а сконденсировавшийся пар отводится наружу, благодаря чему исключается обводнение нефтепродукта.

Циркуляционный подогрев основан на разогреве нефтепродукта тем же нефтепродуктом, но предварительно подогретым в теплообменниках. Циркуляционный подогрев применяют в основном при обслуживании крупных резервуарных парков, а также железнодорожных цистерн.

3.1.3.3. Мультифазные насосные станции (МФНС)

Мультифазные насосы получили свое название благодаря способности перекачивать одновременно разные агрегатные состояния (фазы) вещества.

МФНС представляет собой объемный насос роторного типа, в которых форма ротора напоминает винт. Он состоит из двух или более роторов противоположного вращения и корпуса, в котором заключены эти роторы. Роторы спроектированы с равномерным профилем резьбового вида и сцепляются друг с другом как шестеренки. Полости, образуемые этими тремя конструктивными элементами внутри насоса, образуют уширенные кольцевые каналы. При вращении ротора они движутся в одном направлении и перемещают рабочую среду от стороны всаса к выдаче. Винтообразная конструкция также уменьшает шум по сравнению с насосами с прямозубыми шестернями. Это значительно снижает уровень шума в производстве.



Рисунок 3.14. Схематическое изображение МФНС:

1 – ротор; 2 – статор; 3 - линия передачи усилия соединительная тяга и два карданных шарнира для передачи усилия от привода на ротор; 4 - уплотнение вала; 5 - всасывающий и напорный корпус; 6 - Блочная конструкция.

3.1.3.4. Текущие уровни эмиссий и потребления

Мультифазные насосные станции направлены на транспортировку нефти из ЦПС в нефтепроводы. Показания приборов – давления нагнетания (для каждого насоса), температуры нагрева подшипников отображаются по месту и передаются в опорную. Энергетические ресурсы при эксплуатации потребляются от общей энергетической системы. В таблице 3.3 приведены данные по удельному расходу электроэнергии мультифазными насосами.

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные

источники, справочником по НДТ не рассматриваются), насосы (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), подогреватели. Характеристика выбросов приведена в разделе 3.13.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.2. Предварительная подготовка газа и жидких углеводородов

3.2.1. Сепарационные установки

Трехфазный сепаратор. Трехфазный сепаратор со сбросом воды представляет собой цилиндрический горизонтальный аппарат с отбойником грубого разделения нефтегазового потока (рисунок 3.15). Для выравнивания скоростей потоков по сечению аппарата установлена вертикальная перегородка из просечно-вытяжных листов. Струнный каплеуловитель применяется для очищения газа, штуцеры для входа/выхода продуктов деления. Газожидкостная смесь вводится в сепаратор через штуцер, оборудованный устройством приема газожидкостной смеси циклонного типа, в котором происходит выделение свободного газа.

Отделившийся газ собирается в верхней части аппарата, проходит устройство улавливания капельной жидкости и выводится через штуцер выхода газа. Жидкость, проходя устройство в распределении и гидродинамической коалесценции, равномерно распределяется по всему сечению аппарата и вследствие разности удельного веса разделяется на нефть и воду. Отделившаяся вода скапливается в нижней части оборудования, откуда сбрасывается через штуцер выхода воды. Уровень раздела фаз определяется с помощью уровнемера и поддерживается с помощью регулирующего клапана. путем изменения количества сбрасываемой воды. Общий уровень жидкости в аппарате поддерживается переливной перегородкой. Нефть поступает через перегородку, скапливается в нижней части камеры сбора нефти, откуда попадает на прием насоса. Уровень нефти в камере определяется с помощью уровнемера и автоматически поддерживается в заданном интервале с помощью регулирующего клапана, установленного после узла учета нефти. Трехфазный сепаратор оборудован контрольно-измерительными приборами, запорной и предохранительной арматурой.

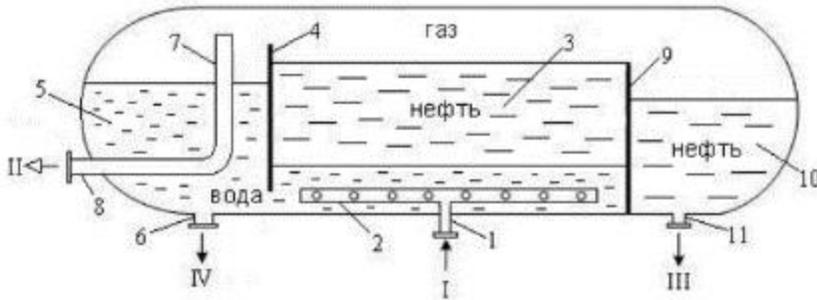


Рисунок 3.15 а. Схематическое изображение трехфазного нефтяного сепаратора
 I – смесь нефти, газа и воды; II – газ; III – нефть; IV – вода; 1 – штуцер ввода сырья;
 2 – распределительный коллектор; 3 – сепарационный отсек; 4 и 9 – перегородки;
 5 – водяной отсек; 6 – штуцер отвода пластовой воды; 7 – газоотводная линия;
 8 – штуцер отвода газа; 10 – нефтяной отсек; 11 – штуцер отвода нефти

Двухфазный сепаратор. Двухфазный нефтегазовый сепаратор разделяет нефтяную эмульсию на жидкий и газовый компонент. Схематическое изображение двухфазного нефтяного сепаратора представлено на рисунке 3.15.

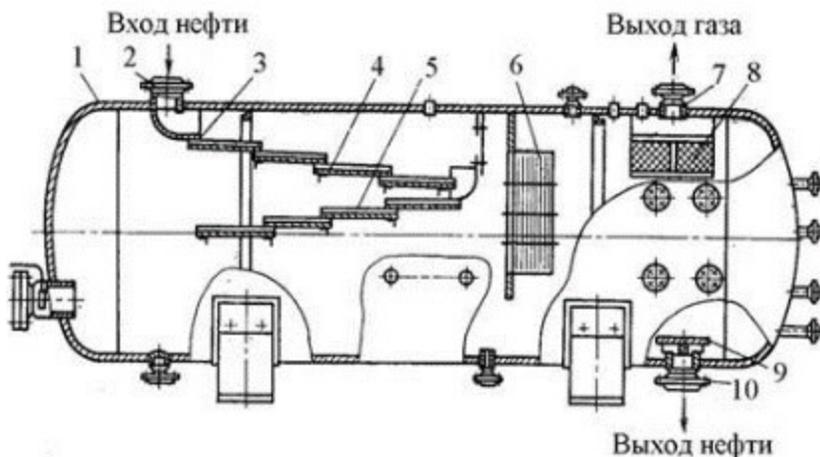


Рисунок 3.15 б. Схематическое изображение нефтяного сепаратора

1-горизонтальная емкость; 2-патрубок для входа нефтегазовой смеси; 3-распределительное устройство; 4,5 - дефлекторы; 6-вертикальный сетчатый каплеотбойник; 7-патрубок для выхода газа; 8-горизонтальный сетчатый каплеотбойник; 9-диск против воронкообразования; 10-выходной патрубок для нефти

Также на площадках нефтегазодобычи используется сетчатый газовый сепаратор (рисунок 3.16), который представляет собой цилиндрический вертикальный сосуд, предназначенный для окончательной очистки газа от жидкости. Объем сепаратора зависит от количества, проходящего через него газа.

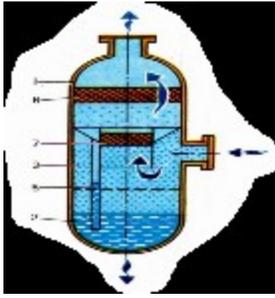


Рисунок 3.16. Схема гравитационно-инерционного с сетчатой насадкой газовых сепараторов

1- корпус; 2- сборник жидкости; 3- секция предварительной (гравитационной) сепарации; 4 - кольцевая жалюзийная насадка; 5-- сливная труба с гидрозатвором секции тонкой сепарации; 6 - сетчатая насадка; 7 - сетчатый коагулятор.

Газ вводится в среднюю часть газосепаратора, где, проходя сначала коагулятор, а затем сетчатую насадку, освобождается от капель, содержащихся в нем жидкости, и выводится из верхней части оборудования. Капли и конденсат стекают вниз газового сепаратора, откуда по мере накопления сбрасываются в дренажную емкость. Уровень конденсата в сепараторе контролируется с помощью уровнемера. Кроме этого, сепаратор оборудуется сигнализаторами уровня конденсата, манометром, предохранительным клапаном и запорной арматурой.

Извлеченная пластовая вода может быть загрязнена кислыми компонентами. Эти соединения относятся к агрессивным, они обуславливают либо усиливают коррозию металлов. Комплекс мероприятий, связанных с удалением из воды растворенных в ней газов, называют дегазацией. Дегазацию сточных вод осуществляют химическими (с применением реагентов), физико-химическими (десорбция, дистилляция, экстракция, адсорбция) и термическими (жидкофазное окисление, парофазное окисление) методами. Наиболее распространенным физико-химическим методом удаления растворенных газов является десорбция, осуществляемая аэрацией, в токе инертного газа, нагреванием воды, понижением давления. Дополнительным методом очистки пластовой воды от кислых компонентов является отпарная колонна кислой воды, которая является теплообменным аппаратом для выделения из жидких смесей легколетучих примесей.

3.2.1.1. Текущие уровни эмиссий

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), нефтегазовый/газовый сепаратор (неорганизованный источник, справочником по НДТ не рассматривается).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации происходит в нижней части оборудования с последующим сбросом в дренажную емкость. Объемы образования сточных вод напрямую зависят от обводненности продукции скважин.

Подготовка пластовой воды.

После отделения от нефти пластовую воду закачивают обратно в пласт, как для поддержания пластового давления, так и с целью ее утилизации (захоронении).

Процессы сепарации с целью удаления воды, газов, механических примесей.

Очистка пластовой воды от кислых компонентов.

Отходы технологического процесса

К основным отходам относится нефтешлам, который образуется в результате очистки оборудования. Количество образования напрямую зависит от количества механических примесей. Механические примеси, образуют отходы нефтешлама.

3.2.2. Стабилизация сырой нефти

Сущность стабилизации нефти заключается в отделении от нее летучих углеводородов (пропан-бутановой фракции), а также растворимых в нефти сопутствующих газов, таких как сероводород, углекислый газ и азот, что сокращает потери нефти от испарения, снижает интенсивность процесса коррозии аппаратуры, оборудования и трубопроводов по пути движения нефти от месторождения до нефтеперерабатывающего завода.

Применяют следующие способы стабилизации нефти: горячую, или вакуумную, сепарацию и ректификацию.

При горячей, или вакуумной, сепарации от нефти отделяется широкая газовая фракция, в которой наряду с пропан-бутановой фракцией содержится большое количество более высокомолекулярных углеводородов, извлечение которых из нефти ухудшает ее качество. Для извлечения высокомолекулярных углеводородов из широкой газовой фракции и последующего возвращения их в стабильную нефть, используют следующие процессы:

- 1) однократную конденсацию с последующей компрессией, масляной абсорбцией или низкотемпературной конденсацией остаточных газов;
- 2) фракционированную конденсацию с последующей компрессией газового остатка;
- 3) абсорбцию или ректификацию.

При стабилизации нефти ректификацией всю нефть подвергают процессу ректификации, при этом обеспечивается четкое разделение углеводородов и достигается заданная глубина стабилизации нефти.

Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и однократной конденсацией широкой газовой фракции приведена на рисунке 3.17. Сырая нефть I насосом 1 подается в теплообменник 3 и, пройдя блок обезвоживания и обессоливания 4, поступает на стабилизацию. При этом обезвоженная и обессоленная нефть нагревается в пароподогревателе 5 до температуры 80-120 °С и подвергается

однократному испарению в сепараторе 6 при давлении 0,15-0,25 МПа, где от нее отделяется широкая газовая фракция. Снизу сепаратора 6 выводится стабильная нефть III, которая насосом 7 прокачивается через теплообменник 3, где отдает тепло сырой нефти, и направляется в резервуар 2 стабильной нефти, Широкая газовая фракция IV, отделяемая от нефти в сепараторе 6, подвергается процессу извлечения сероводорода, углекислого газа и азота, а также однократной конденсации, для чего охлаждается в холодильнике 8 до температуры 30 °С, при этом конденсируются высокомолекулярные углеводороды II (бензин), которые отделяются от газа в сепараторе 9, собираются в емкости бензина 10 и насосом 11 возвращаются в стабильную нефть для восстановления ее бензинового потенциала. Газ, выходящий из сепаратора 9, поступает на прием компрессора 12, в котором повышается давление газа до 0,5-1,7 МПа, в зависимости от расстояния до газоперерабатывающего завода. После компрессора газ проходит маслоотделитель 13, где отделяется смазочное масло VII, уносимое газом из компрессора, конденсатор-холодильник 14 и сепаратор 15, в котором отделяется сконденсировавшийся в результате сжатия и охлаждения нестабильный конденсат VI. Нестабильный конденсат собирается в емкости 16, из которой насосом 17 перекачивается на газоперерабатывающий завод. Туда же направляется и газ V, выходящий из сепаратора 15.

Жидкая сырая нефть, поступающая с сепаратора низкого давления и предварительно смешиваясь с конденсатом, отделенным от сырого газа в других установках, поступает на входные теплообменники, где потоком горячей стабильной нефти нагревается до 50-53 °С. Подогретый поток направляется в горизонтальный 3-х фазный сепаратор, предварительно смешиваясь с потоком воды, подаваемым через специальный миксер. Газ, отделенный от жидкой фазы при давлении сепаратора в 6,5 бар изб. отходит на первую ступень компрессоров влажного сырого газа. Далее насосом поднимается давление отделенного от воды и газа потока нефти, и он поступает в электростатический обезвоживатель (дегидратор), предварительно смешивается с небольшим потоком свежей воды. Ступенчатое добавление воды позволяет впитывать и удалять соли из нефтяной жидкости для минимизации отложений в оборудовании ниже по потоку и соответствия товарным спецификациям по содержанию солей.

Отделенный от соленой воды поток сырой нефти затем разделяется и двумя путями направляется в колонну стабилизации: на верхнюю тарелку, и в среднюю часть колонны через входной теплообменник. Поток, проходящий через входной теплообменник, составляет примерно 60-70 % от общего расхода сырой нефти. Данный теплообменник позволяет нагреть нефть до температуры около 120 °С за счет охлаждения кубового продукта колонны. Колонна стабилизации нефти работает при

давлении 5-5.4 бар изб и подогревается паровыми рибойлерами, что позволяет испарить легкие летучие компоненты сырой нефти такие как H_2S , CO_2 , легкие углеводородные фракции и другие.

Кубовый продукт колонны стабилизации, содержащий бензиновую фракцию и легкие меркаптаны охладившись во входном теплообменнике колонны, направляется в нафтоотгонную колонну. Целью данного этапа является отделение легкой бензиновой фракции углеводородов, содержащей меркаптаны для ее дальнейшей демеркаптанизации раствором щелочи. Колонна работает при температуре в $155\text{ }^{\circ}C$ и подогревается паровыми рибойлерами. Кубовый продукт данной колонны затем смешивается с охлажденным и сконденсированным верхним погоном, отделенным от меркаптановых компонентов. Общий поток также впоследствии смешивается с нижним кубовым продуктом колонны СУГ, содержащим широкие фракции углеводородов (C_5+), и направляется на экспорт.

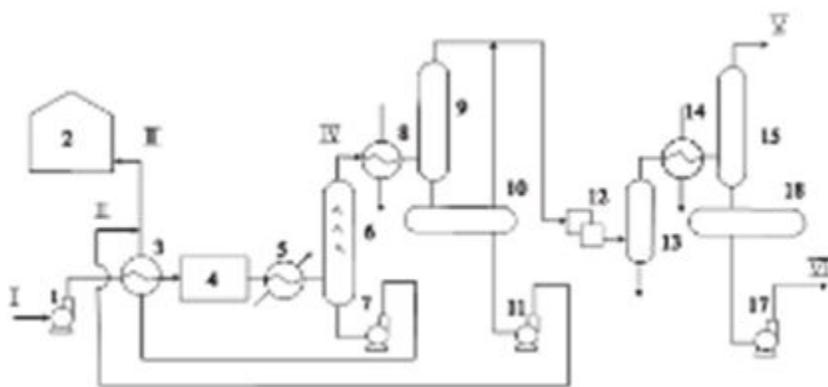


Рисунок 3.17. Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и однократной конденсацией широкой газовой фракции

Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и фракционированной конденсацией широкой газовой фракции приведена на рисунке 3.18.

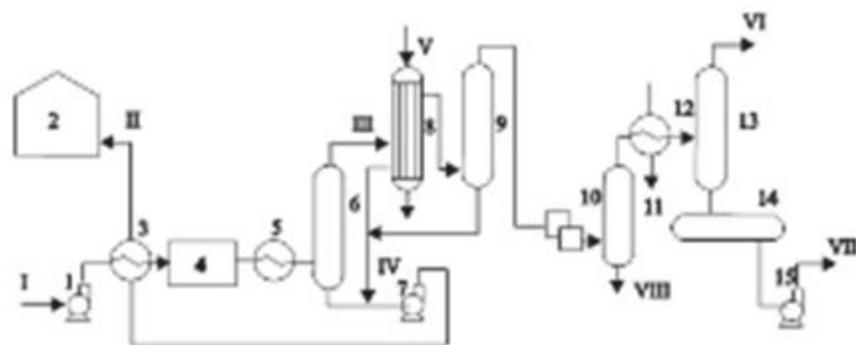


Рисунок 3.18. Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и фракционированной конденсацией широкой газовой фракции

Сырую нефть I насосом 1 подают в теплообменник 3 и, пройдя блок обезвоживания и обессоливания 4, поступает на стабилизацию. Обезвоженная и обессоленная нефть нагревается в пароподогревателе 5 до температуры 80-120 °С и подвергается однократному испарению в сепараторе 6 при давлении 0,15-0,25 МПа, где от нее отделяется широкая газовая фракция. Снизу сепаратора 6 выводится стабильная нефть II, которая насосом 7 прокачивается через теплообменник 3, где отдает тепло сырой нефти, и направляется в резервуар 2 стабильной нефти. Широкая газовая фракция III, отделяемая от нефти в сепараторе 6, подвергается фракционированной конденсации в фракционирующем конденсаторе 8, который представляет собой вертикальный кожухотрубчатый теплообменный аппарат, в его межтрубном пространстве снизу вверх проходит широкая газовая фракция, а в трубном - сверху вниз - охлаждающая вода V. При охлаждении широкой газовой фракции образуется углеводородный конденсат, который, стекая вниз по поверхности трубок, вступает в контакт с газом, вновь поступающим в аппарат. Между этими встречными потоками газа и конденсата происходит тепло- и массообмен, при котором часть высокомолекулярных углеводородов из газа переходит в конденсат, а часть низкомолекулярных углеводородов из конденсата переходит в газ. Таким образом образуются конденсат с минимальным содержанием низкомолекулярных углеводородов (метан-бутан) и газ с минимальным содержанием высокомолекулярных углеводородов (C5+высшие). Конденсат IV направляется в стабильную нефть для пополнения ее бензинового потенциала. Газ, выходящий из фракционирующего конденсатора 8, проходит сепаратор 9, где отделяется уносимый им капельный конденсат, и поступает на прием компрессора 10 с соответствующим числом ступеней сжатия, в зависимости от удаленности объектов газопотребления или газоперерабатывающего завода. Скомпримированный до соответствующего давления газ проходит маслоотделитель 11, где отделяется смазочное масло VIII, захватываемое в цилиндрах компрессора, конденсатор-холодильник 12, где охлаждается до 30 °С, и поступает в сепаратор 13, где от газа отделяется сконденсировавшийся нестабильный конденсат VII. Нестабильный конденсат собирается в емкости 14, из которой насосом 15 перекачивается на газоперерабатывающий завод. Газ VI, выходящий из сепаратора 13, направляется потребителю или на газоперерабатывающий завод.

Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и абсорбцией широкой газовой фракции приведена на рисунке 3.19.

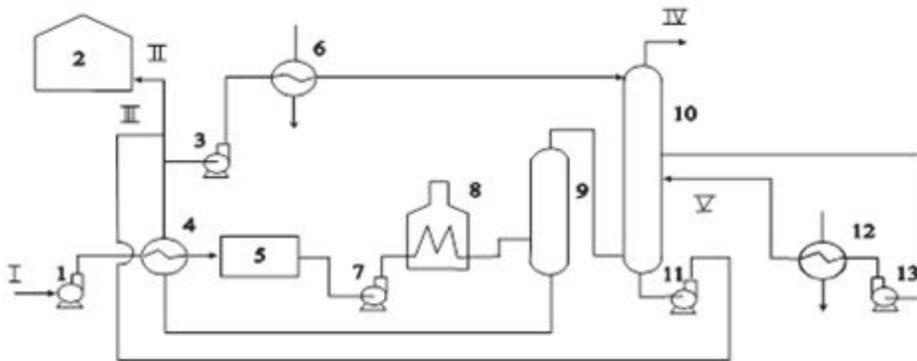


Рисунок 3.19. Технологическая схема процесса стабилизации нефти горячей сепарацией и абсорбцией широкой газовой фракции

Сырая нефть I подается насосом 1 в теплообменник 4, и, пройдя блок обезвоживания и обессоливания 5, насосом 7 прокачивается через трубчатую печь 8, где нагревается до температуры 100-110 °С, и поступает в сепаратор 9, в котором от нефти отделяется широкая газовая фракция. Снизу сепаратора 9 выходит стабильная нефть II, которая, отдав тепло сырой нефти в теплообменнике 4, направляется в резервуар стабильной нефти 2. Широкая газовая фракция III, выходящая сверху сепаратора 9, насосом 11 подается в низ абсорбера 10, в котором в результате процесса абсорбции из нее извлекаются высокомолекулярные углеводороды (бензиновая фракция). Сущность процесса абсорбции состоит в избирательном поглощении высокомолекулярных углеводородов из газа жидкостью, называемой абсорбентом. Переход высокомолекулярных углеводородов из газа в жидкость обусловлен нарушением фазового равновесия при контакте газа с родственной жидкостью, в которой содержание поглощаемых компонентов мало.

В технологической схеме должен быть предусмотрен процесс десорбции абсорбента, т. е. обратного извлечения поглощенных им в абсорбере углеводородов. Абсорбент можно десорбировать либо ректификацией, либо выпаркой абсорбента. В рассматриваемой технологической схеме в качестве абсорбента используют стабильную нефть, которая насосом 3 прокачивается через холодильник 6 и подается на верх абсорбера 10. Таким образом, в абсорбере 10 происходит встречное движение поднимающейся снизу вверх широкой газовой фракции и стекающей сверху вниз стабильной нефти (абсорбента). Для создания лучшего контакта встречных потоков жидкости и газа в абсорбере применяют различные специальные устройства - тарелки, насадки и др.

В результате абсорбции бензиновые углеводороды из широкой газовой фракции переходят в нефть, а легкие газообразные углеводороды IV (от метана до бутана) выходят сверху абсорбера и направляются на газоперерабатывающий завод. Процесс абсорбции (переход углеводородов из газообразного состояния в жидкое) происходит с

выделением тепла, поэтому абсорбент, опускаясь вниз по абсорберу, разогревается, что приводит к снижению растворимости газов в нем. Для снижения температуры абсорбента проводят промежуточное его охлаждение. Для этого разогретый абсорбент забирается с определенного уровня абсорбера, прокачивается насосом 13 через холодильник 12, и охлажденный абсорбент V возвращается в абсорбер.

Технологическая схема стабилизации нефти ректификацией приведена на рисунке 3.20.

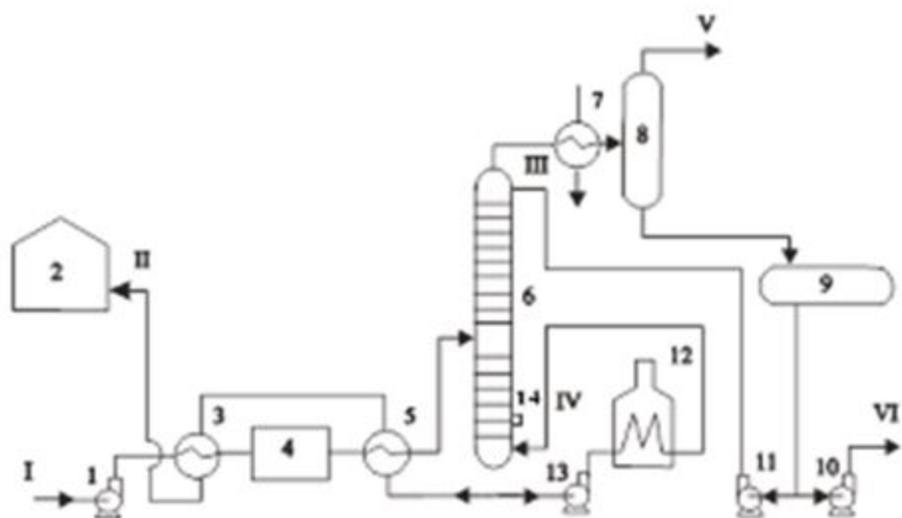


Рисунок 3.20. Технологическая схема стабилизации нефти ректификацией

Сырая нефть I насосом 1 прокачивается через теплообменник 3, после чего проходит блок обезвоживания и обессоливания 4 и поступает на стабилизацию. Обезвоженная и обессоленная нефть нагревается в теплообменнике 5 до температуры 150-200 °С за счет тепла отходящего потока стабильной нефти, при этом частично испаряется и в двухфазном парожидком состоянии поступает в питательную секцию ректификационной колонны 6. Ректификация - это процесс многократного испарения и конденсации углеводородов, происходящий на специальных устройствах - ректификационных тарелках. Для его осуществления необходимо, чтобы в колонне было два встречных потока - жидкий и паровой, чтобы имелась разность температур при переходе от одной тарелки к другой. Жидкий поток стекает сверху вниз ректификационной колонны в результате подачи на верхнюю тарелку так называемого холодного орошения. В качестве холодного орошения используется часть сконденсированного верхнего продукта, выходящего сверху ректификационной колонны и являющегося равновесным по составу с верхним продуктом. Для этого нефтяные пары, выходящие сверху ректификационной колонны 6, охлаждаются в холодильнике 7, и в сепараторе 8, от них отделяется углеводородный конденсат III, который собирается в сборнике конденсата 9, а затем насосом II подается на верх

ректификационной колонны 6. Паровой поток снизу вверх создается так называемым паровым орошением IV, вводимым в низ ректификационной колонны под нижнюю тарелку и являющимся равновесным по составу с нижним продуктом. В качестве парового орошения используют часть превращенного в парообразное состояние нижнего продукта. Для этого часть стабильной нефти, выходящей снизу ректификационной колонны 6, насосом 13 прокачивают через трубчатую печь 12, в которой нагревают до такой температуры, чтобы произошло превращение нефти в парообразное состояние, и эти пары подаются под нижнюю тарелку. В результате того, что на верх колонны подается холодное орошение, а вниз - паровое орошение, по высоте ректификационной колонны устанавливается необходимая разность температур : внизу колонны 230-280 °С, а вверху колонны 65-96 °С. На каждой тарелке поднимающиеся снизу пары встречаются со стекающей с верхней тарелки более холодной жидкостью. Конструкция тарелки обеспечивает необходимый контакт встречающихся потоков пара и жидкости, так что между ними происходит тепло- и массообмен. Пары охлаждаются, при этом часть высокомолекулярных углеводородов из паров конденсируется и переходит в жидкость. Жидкость, наоборот, нагревается, при этом часть низкомолекулярных углеводородов испаряется и переходит в пар. Этот процесс повторяется многократно, так как ректификационная колонна имеет достаточно много тарелок. В результате поднимающиеся пары при переходе от одной тарелки к другой обогащаются низкомолекулярными углеводородами, а жидкость - высокомолекулярными углеводородами. Тем самым достигается требуемая четкость разделения с заданной глубиной извлечения того или иного компонента (пропана, бутана или метана). Отделившиеся легкие углеводороды в газообразном V и жидком VI состоянии насосом 10 направляются на химический комбинат. Стабильная нефть II, с высокой температурой выходящая снизу ректификационной колонны, проходит теплообменники 5 и 3, где отдает свое тепло поступающей нефти, охлаждаясь при этом до температуры 40-45 °С, и направляется в резервуар стабильной нефти. Выход кубового продукта– 14.

3.2.2.1 Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.3 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, образующимся выбросам на установке атмосферно-вакуумной трубчатки.

Таблица 3.3. Потребление энергетических ресурсов установки атмосферно-вакуумной трубчатки и мультифазными насосами

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	2	3	4	5
	Установки атмосферно-вакуумной трубчатки			

1.1	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	12,2	3,34
1.2	Потребление пара	Гкал/т	0,039	0,0006
1.3	Охлаждающая вода	куб. м/т	6,9	0,6
1.4	Оборотная вода	т.у.т./т	0,015	0,013
1.5	Потребление топлива	т.у.т./т	0,03	0,00004
Мультифазные насосы				
2.1	Удельное потребление электроэнергии	кВт*ч	0,5	180
2.2	Мощность, потребляемая насосом при нормальном режиме	кВт*ч	144	

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), нефтегазовый/ газовый сепаратор, насос, теплообменник, маслоотделитель, емкость (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), пароподогреватель, компрессор - характеристика выбросов приведена в разделе 3.13, резервуар - характеристика выбросов приведена в разделе 3.10.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование отходов происходит в результате зачистки резервуаров, емкостей характеристика приведена в разделе 3.10.

3.2.3. Процессы обезвоживания и обессоливание сырой нефти

3.2.3.1. Процессы обезвоживания

Основная цель аппаратов для обезвоживания нефти (герметизированных или открытых отстойников) сводится к тому, чтобы осуществить качественное разделение нефти и воды, т.е. нефть обезводить и обессолить, а воду очистить от механических примесей и капель нефти для дальнейшей закачки в пласт.

Рассмотрим основные установки обезвоживания сырой нефти.

Одним из основных механических способов обезвоживания является – отстаивание. Отстаивание применимо к эмульсиям, способным расслаиваться на нефть и воду вследствие разности плотностей компонентов, составляющих эмульсию.

Принцип работы отстойника описан на рисунке 3.21. По стояку 12 в распределительный коллектор 3 отстойника поступает разрушенная эмульсия. Из отверстий коллектора она равномерными струями поступает в нижнюю часть аппарата

по всему его сечению. Происходит подъем капель нефти через слой водяной подушки 14 к верхней образующей отстойника и границе раздела фаз 13 (здесь всегда образуется промежуточный эмульсионный слой высота которого должна контролироваться, иначе при росте его ухудшается качество разделения), а вода оседает в нижней части и затем по перфорированной трубе 2 подается в левую секцию отстойника, далее выводится из аппарата. Скопившаяся в верхней части отстойника нефть по перфорированному сборному коллектору 11 поступает в нефтяную линию 9 и выводится из аппарата.

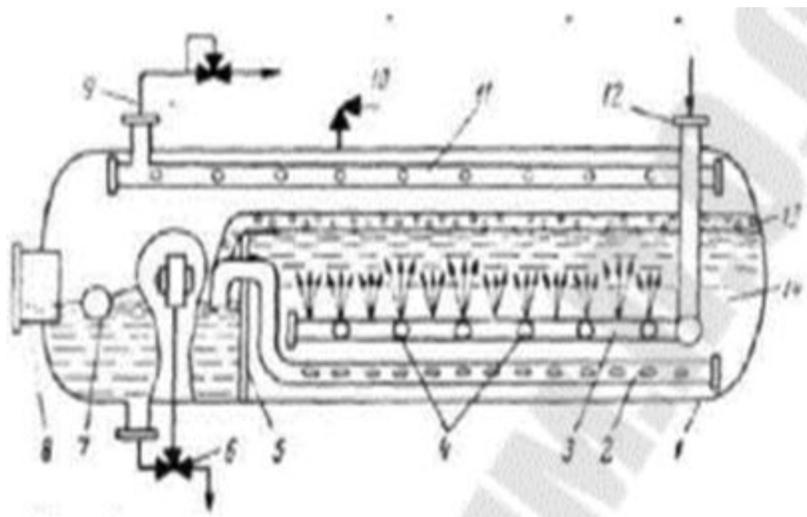


Рисунок 3.21. Технологическая схема отстойника с распределительным коллектором

Недостатком аппарата является неравномерное распределение эмульсии в раздаточном коллекторе и, следовательно, различные скорости выходящих струй из отводов, что приводит к неравномерной нагрузке по всему сечению аппарата, увеличению времени отстоя и, следовательно, снижению производительности аппарата.

Электродегидратор (ЭДГ) (рисунок 3.22) применяют для глубокого обессоливания средней и тяжелой нефти. Устанавливают его после блочных печей нагрева или других нагревателей и после отстойников. В ЭДГ электроды (рисунок 3.23) подвешены горизонтально друг над другом, имеют форму прямоугольных рам, занимающих все сечение аппарата. Расстояние между электродами 25–40 см, питаются они от двух трансформаторов мощностью по 50 кВт. Подача сырья в ЭДГ осуществляется снизу через раздаточный коллектор с ответвлениями, который обеспечивает равномерное поступление эмульсии по всему горизонтальному сечению аппарата под водяную подушку. В ЭДГ эмульсия проходит через три зоны обработки.

В первой зоне эмульсия проходит слой отстоявшейся воды, уровень которой поддерживается автоматически на 20–30 см выше раздаточного коллектора. В этой

зоне эмульсии подвергается водной промывке, в результате которой она, которой она теряет основную массу пластовой воды.

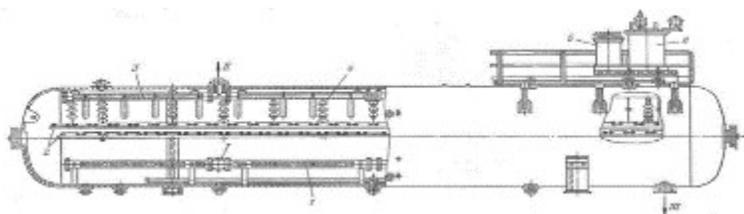


Рисунок 3.22. Технологическая схема ЭГД

I – ввод эмульсии; II – отбор нефти; III – сброс воды; 1 – распределитель эмульсии; 2 – электроды; 3 – сборник нефти; 4 – подвесной изолятор; 5 – реактивная катушка; 6 – высоковольтный трансформатор



Рисунок 3.23. Принципиальная схема ЭГД

3.2.3.2. Процессы обессоливания

Процесс обессоливания сопровождается выравниванием концентраций капель пресной и пластовой воды и требует для своего завершения определенного времени и условий. Для успешного ведения процесса обессоливания нефти необходимо создать такие условия, при которых, каждая мелкая капля пластовой воды сольется с каплей пресной промывочной воды и затем осядет на дно отстойника. Для осуществления этого необходимо обеспечить некоторое перемешивание нефти и пресной воды при оптимальных режимах.

Добываемая из скважины нефть, имеет в своем составе пластовую воду (в свободном или эмульгированном состоянии), содержащую различные минеральные соли - хлористый натрий NaCl , хлористый кальций CaCl_2 , хлористый магний MgCl_2 и тд. и зачастую механические примеси. В состав нефти входят также различные газы органического (метан CH_4 , этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10}) и неорганического (сероводород H_2S , углекислый газ CO_2 , и гелий He) происхождения.

Для осуществления процесса смешения применяются специальные смесительные устройства и приемы (диафрагмы, штуцера, тангенциальные смесители, смесительные клапана, диспергаторы-коалесцеры, ввод воды под давлением).

Средняя концентрация солей в остаточной воде зависит от качества смешения пластовой и промывочной воды. В процессе смешения за счет многократно

повторяющихся актов слияния капель друг с другом и последующего их дробления концентрация солей в отдельных каплях выравнивается. При идеальном смешении концентрация солей во всех каплях будет полностью выравнена, (т.е. происходит полное смешение капель пресной и пластовой воды), что соответствует потенциальной возможности установки. При неполном смешении выравнивания концентраций солей не происходит, т.е. часть капель пластовой воды остается с исходной концентрацией солей. Следовательно, неполное смешение – ухудшение эффективности работы обессоливающей установки. Принципиальная технологическая схема одноступенчатого обессоливания приведена на рисунке 3.24.

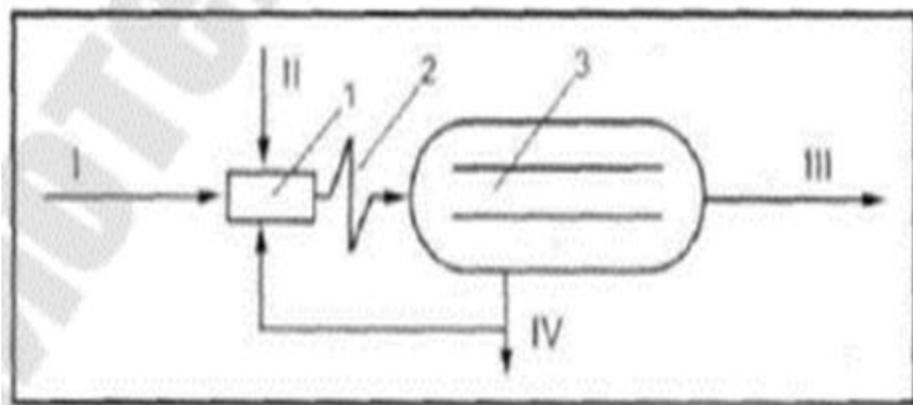


Рисунок 3.24. Принципиальная технологическая схема обессоливания сырой нефти:

1 – смеситель; 2 – коалесцер – диспергатор; 3 – электродегидратор; I – сырая нефть на обессоливание; II – горячая промывная вода для обессоливания; III – обессоленная нефть;

IV – дренажная вода

3.2.3.3. Текущие уровни эмиссий и потребления

Количество неорганических примесей в сырой нефти зависит от месторождения и от процессов очистки сырой нефти и транспортировки от скважины до НПЗ.

Вода, используемая в обезвоживании и обессоливании нефти, часто представляет собой неочищенную или частично очищенную воду из других технологических водных источников.

Потребление энергетических ресурсов электродегидратором указаны в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Потребление энергетических ресурсов электродегидратором

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	2	3	4	5
1	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,86	8,15

2	Потребление пара	Гкал/т	0,00017	0,02
3	Охлаждающая вода	куб. м/т	0,05	0,18
4	Теплофикационная вода	т.у.т./т	0,000012	0,000013
5	Оборотная вода	т.у.т./т	7,6 10^{-8}	7,6 10^{-8}

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), отстойник (неорганизованный источник, справочником по НДТ не рассматривается), нагреватель - характеристика выбросов приведена в разделе 3.13.

Сбросы сточных вод

Образование сточной воды происходит как в процессе разделения нефти и воды, так и в процессе приобретения пресной водой дополнительных примесей загрязняющих веществ. Изменяется первоначальный состав в процессе обессоливания нефти в результате использования ее на производственные нужды. Характеристика сбросов приведена в разделе 3.11.

Отходы технологического процесса

Образование отходов происходит в результате зачистки отстойника, характеристика приведена в разделе 3.11.

3.2.4. Десульфуризация сырой нефти

Возрастание объемов добычи и переработки сернистых нефтей и газоконденсатов во всем мире, их большое разнообразие как по составу сероорганических соединений, так и по углеводородному составу, а также современные жесткие требования к безопасной транспортировке и хранению нефтяного сырья и к экологическим характеристикам нефтепродуктов заставляют разрабатывать и внедрять новые, современные технологии, направленные на снижение содержания токсичных и коррозионно-активных сернистых соединений нефти – сероводорода и меркаптанов. Существенное влияние на это оказала разработка месторождений Прикаспийской низменности, где объемы добычи сероводород- и меркаптансодержащих нефтей и газоконденсатов составляют десятки миллионов тонн в год (в российском регионе Прикаспия это Астраханское и Оренбургское месторождения, в Казахстане – Жанажольское, Тенгизское, Карачаганакское и др.). Проблема удаления меркаптанов актуальна и для супергигантского Прикаспийского месторождения Кашаган – перспективного и находящегося в стадии активного освоения. Сероводород и меркаптаны С1–С4 являются легколетучими, обладают резким неприятным запахом и для экологически безопасной транспортировки и хранения нефти должны быть

возможно более полно удалены из нее. Нормы по содержанию сероводорода и метил-, этилмеркаптанов в нефтях для поставки транспортным организациям, предприятиям РК и РФ и для экспорта регламентированы в ГОСТ Р 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия" и ограничивают массовую долю сероводорода в пределах 20–100 ppm и суммы метил-, этилмеркаптанов в пределах 40–100 ppm в зависимости от вида нефти.

Особенностью меркаптансодержащего нефтяного сырья является наличие в нем практически всего гомологического ряда меркаптанов, от самых токсичных метил- и этилмеркаптанов до высокомолекулярных с разветвленным строением. Поскольку для условий транспортировки и хранения сернистых нефтей достаточно удаления из них только сероводорода и суммы метил-, этилмеркаптанов, эта задача может быть успешно решена путем селективного извлечения их щелочным раствором или селективным окислением меркаптанов молекулярным кислородом. Однако этот подход с использованием технологических основ, заложенных в процессах демеркаптанации светлых нефтепродуктов, может быть реализован только в отношении легких нефтей и газоконденсатов с учетом особенностей их состава. Очевидно, что эти приемы не пригодны для очистки тяжелых нефтей, таких как карбоновые нефти Татарстана, склонных к образованию трудноразделяемых эмульсий с воднощелочными растворами. Для целей дезодорирующей очистки таких нефтей могут найти применение нейтрализаторы (скавенджеры), добавляемые в сырье в небольших количествах и реагирующие селективно с меркаптанами и сероводородом. Введение в сырье малотоксичных химически активных реагентов, взаимодействующих с меркаптанами с образованием инертных нетоксичных соединений, могут решить проблему демеркаптанации не только тяжелых нефтей, но и легких нефтей и газоконденсатов в условиях удаленных промыслов, где затруднено строительство и эксплуатация сложных установок.

Наиболее эффективной и промышленно освоенной технологией удаления сероводорода и низкомолекулярных меркаптанов из сырой нефти и газоконденсатов признаны процессы жидкофазной окислительной демеркаптанации сырья серии ДМС, разработанные в ОАО "ВНИИУС". Суть технологии ДМС заключается в прямом окислении содержащихся в нефти низкомолекулярных меркаптанов кислородом воздуха в щелочной среде в присутствии разработанного во "ВНИИУС" катализатора сероочистки ИВКАЗ. Опыт внедрения технологии ДМС в промышленность показал ее гибкость и подверженность модификации для решения проблем очистки нефтей и газоконденсатов с разными физико-химическими характеристиками в зависимости от количества добываемого сырья, качества его подготовки, экономических и технологических требований заказчика и т.п., что делает данную технологию удобной и привлекательной для использования.

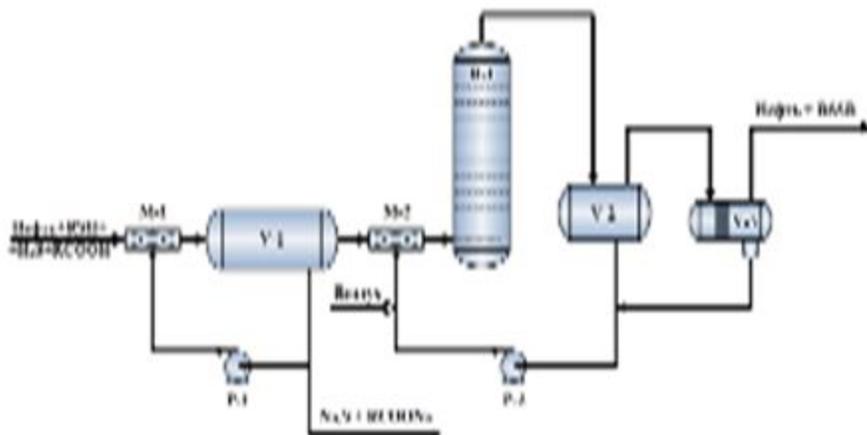
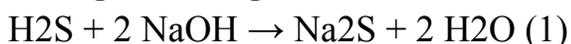


Рисунок 3.25. Принципиальная технологическая схема процесса ДМС-1: М-1, М-2 – смесители; V-1 – аппарат предварительного защелачивания; R-1 – реактор; V-2 – гравитационный отстойник; V-3 – сепаратор-коалесцер; P-1, P-2 – насосы

Согласно схеме (рисунок 3.25), стабилизированная нефть с температурой 50–60° С смешивается в смесителе М-1 с 1 %-ным водным раствором едкого натра и подается в аппарат предварительного защелачивания V-1 для селективного извлечения сероводорода и нафтеновых кислот по реакциям:



Очищенная от сероводорода и нафтеновых кислот нефть поступает в куб реактора R-1, предварительно смешиваясь в смесителе М-2 с катализаторным комплексом (КТК) в соотношении нефть: КТК= 20 : 1 и воздухом, подаваемым в смеситель компрессором. Катализаторный комплекс представляет собой 5–10 %-ный водный раствор едкого натра с 0,005 % мас. катализатора ИВКАЗ. В реакторе при температуре 50–60 оС происходит окисление меркаптанов до дисульфидов по реакции:



Количество подаваемого воздуха определяется стехиометрией уравнения (3). Для обеспечения полного растворения воздуха в жидкой фазе давление в реакторе поддерживается на уровне 1,2 МПа. Реактор представляет собой колонну, снабженную ситчатыми провальными тарелками. Интенсивное перемешивание нефти и КТК осуществляется в межтарельчатом пространстве колонны за счет высокой скорости истечения через отверстия тарелок. С верха колонны реакционная смесь поступает в гравитационный отстойник V-2, где происходит отстой нефти от КТК. С низа V-2 катализаторный комплекс вновь подается насосом P-2 в реактор R-1 через смеситель М-2. Демеркаптанизированная нефть с верха V-2 поступает в сепаратор V-3 для отделения от нефти унесенного в виде капель КТК. Для улучшения условий отделения сепаратор снабжен коалесцирующей насадкой из тонкой металлической сетки. Из V-3 нефть направляется в товарные резервуары. Щелочной раствор из емкости

предварительного защелачивания V-1 по мере насыщения сероводородом и отработки щелочи периодически выводится и направляется на установку утилизации или обезвреживания. Взамен отработанной щелочи в емкость V-1 подается или свежий щелочной раствор, или отработанный катализаторный комплекс из системы от насоса P-2. Операции замены отработанной щелочи свежей проводятся с таким расчетом, чтобы в V-1 была концентрация едкого натра не более 1 % мас. для обеспечения селективности реакций (1) и (2). На установке ДМС-1 метил- и этилмеркаптаны удаляются практически полностью, пропилмеркаптаны удаляются на 70 %, бутилмеркаптаны на 20 %. С начала эксплуатации процесса ДМС-1 исчез запах меркаптанов вблизи товарных резервуаров Тенгизского ГПЗ, в насосной станции в Атырау, откуда нефть транспортировалась по трубопроводу в Самару.

Анализ работы установки в целом, отдельных ее узлов и стадий, позволил разработать более совершенные модификации процесса, которые эффективно эксплуатируются. В частности, удалось исключить из схемы узел предварительной щелочной очистки нефти от сероводорода и нафтеновых кислот. Количество сероводорода в нефти оказалось значительно меньше проектной величины, равной 20 ppm. Такое количество сероводорода практически не влияет на расход катализатора. В реакторе сероводород количественно окисляется кислородом воздуха до сульфата и тиосульфата натрия. Следовательно, сточные воды ДМС не содержат токсичного сульфида натрия.

Содержание метил- и этилмеркаптанов после очистки не превышало в сумме 5 14 ppm w, что полностью удовлетворяет требования экологически безопасного хранения и транспортирования. При этом фактический расход катализатора составлял менее 0,05 граммов на тонну очищаемого сырья, а едкого натра в перерасчете на сухой – менее 40 грамм на тонну, что ниже аналогичных показателей установок демеркаптанизации легкого углеводородного сырья.

Одним из модифицированных процессов является процесс ДМС-3, который позволяет осуществить глубокую очистку нефтяного сырья с высоким содержанием меркаптанов C1–C4. Процесс очистки проводится в две стадии. На первой стадии в смесителе M-1 и сепараторе V-1 осуществляется извлечение из сырья сероводорода и меркаптанов C1–C3 циркулирующим раствором КТК с последующей его регенерацией кислородом воздуха в присутствии катализатора в регенераторе R-2. На второй стадии в смесителе M-2 и реакторе демеркаптанизации R-1 более высокомолекулярные меркаптаны, содержащиеся в нефти, окисляются молекулярным кислородом до диалкилдисульфидов в присутствии катализатора ИВКАЗ, растворенного в щелочном растворе. После отделения в сепараторе V-2 от щелочного раствора демеркаптанизованная нефть с верха аппарата направляется в товарный резервуар. Щелочной раствор с низа V-2 насосом P-2 направляется вновь в смеситель M-2. (рисунок 3.26)

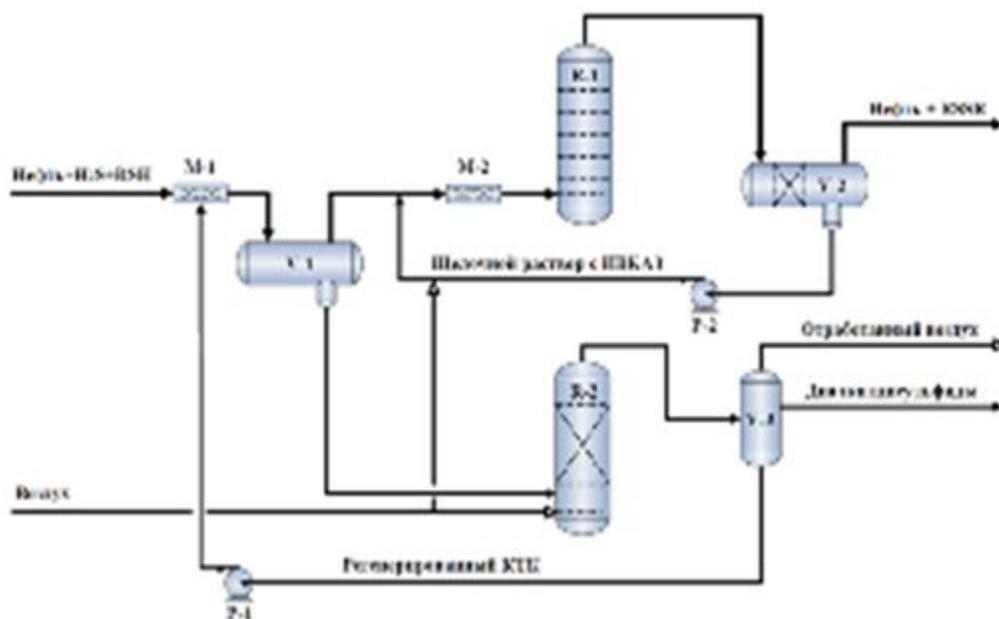


Рисунок 3.26. Принципиальная технологическая схема процесса ДМС-3:

М-1 – смеситель первой стадии; V-1 – сепаратор первой стадии; М-2 – смеситель второй стадии; V-2 – сепаратор второй стадии; R-1 – реактор; R-2 – регенератор; V-3 – сепаратор воздуха; P-1, P-2 – насосы

Процесс ДМС-3 был внедрен в 2000 году на Оренбургском ГПЗ для очистки Карачаганакского конденсата от сероводорода и меркаптанов. Производительность установки 2 млн. тонн в год. Установка обеспечивает очистку Карачаганакского конденсата до отсутствия сероводорода и метилмеркаптана. Этилмеркаптан после очистки обнаруживается в следовых количествах, а содержание меркаптанов C1–C3 в сумме не превышает 20 ppm. Содержание общей серы в конденсате после очистки снижается на величину извлеченных на первой стадии сероводорода и меркаптанов. В 2002 году установка мощностью до 1 млн. т/год начала эксплуатироваться на Мажекяйском НПЗ для очистки от меркаптанов Астраханского газоконденсата. Данная установка предназначена для полного удаления из сырья М-1 М-2 R-1 V-2 Воздух Нефть + RSSR P-2 P-1 Щелочной раствор с ИВКАЗ Нефть+H₂S+RSH Регенерированный КТК Отработанный воздух V-3 R-2 Диалкилдисульфиды V-1 22 C1–C4 меркаптанов с целью предотвращения нежелательных явлений, связанных с отравлением катализаторов вторичных процессов нефтепереработки (риформинга, каткрекинга, гидроочистки). В 2004 году на месторождении Алибекмола, принадлежащем ТОО "Казахойл Актобе", была построена установка, основанная на технологии ДМС-3, которая в настоящее время после нескольких реконструкций позволяет перерабатывать до 4 тысяч тонн нефти в сутки. Установка обеспечивает полную очистку нефти от сероводорода и метилмеркаптана, содержание

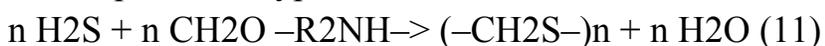
этилмеркаптана составляет 2,10 ppmw. В 2008 году процесс ДМС-3 также внедрен на Чинаревском месторождении (ТОО "Жайкмунай") для очистки нефти от меркаптанов, что позволило удалить из сырья не только меркаптаны С1–С2, но и снизить общее содержание меркаптановой серы до менее 5 ppmw.

Технология сероочистки нефти нейтрализаторами реагенты-нейтрализаторы для сероочистки нефти

Для быстрого решения проблемы дезодорирующей очистки нефтей и газоконденсатов с небольшим содержанием сероводорода и легких меркаптанов в условиях удаленных промыслов и малого объема целесообразно использовать реагенты-нейтрализаторы или поглотители (скавенджеры). Эти вещества представляют собой химически активные реагенты, образующие с сероводородом и (или) с меркаптанами инертные малотоксичные соединения. При этом ни сам реагент, ни продукты реакции не должны быть коррозионноактивными и ухудшать качество сырья. Реагенты-нейтрализаторы вводят в сырье в небольших количествах (1–3 кг/т). Главным препятствием широкого распространения применения поглотителей является их высокая стоимость. Поэтому актуальным является подбор высокоэффективных, малотоксичных, дешевых и стабильных при хранении реагентов. Из реагентов-нейтрализаторов наиболее известными, применяемыми в мировой практике, являются четвертичные аммониевые основания. Фирмой "Petrolite Corp." (США) в качестве демеркаптанизирующего агента и поглотителя сероводорода предложен реагент SX-2081, который представляет собой водно-метанольный раствор четвертичного аммониевого основания. При взаимодействии реагента SX-2081 с сероводородом и меркаптанами образуются термостабильные сульфиды:



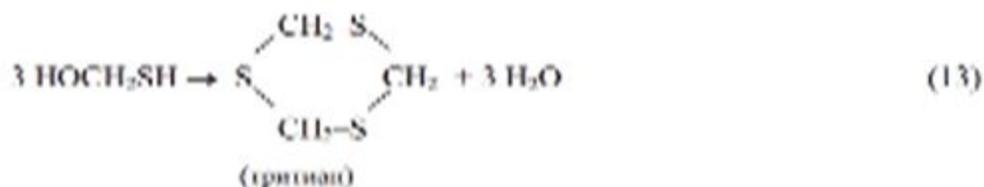
Реакция SX-2081 с меркаптанами при температурах более 35 °С заканчивается в течение часа, реагент является неселективным по отношению к тиолам с различной молекулярной массой. Более чем десятикратный расход реагента на 1 мас.ч. меркаптановой серы или 0,5 мас.ч. сероводородной серы и его высокая стоимость (1 тыс. долларов США за тонну) делают невозможным широкое применение этого реагента по экономическим соображениям. SX-2081 не является универсальным реагентом, эффективность его действия зависит от качества сырья. Он реагирует с водой и нефтяными кислотами, что обуславливает его высокий удельный расход. Поэтому реагент не может быть рекомендован для очистки нефти с высокой концентрацией воды и кислот. Для очистки нефти от сероводорода также используют аминокформальдегидные смеси. Основное направление реакции можно записать стехиометрическим уравнением:



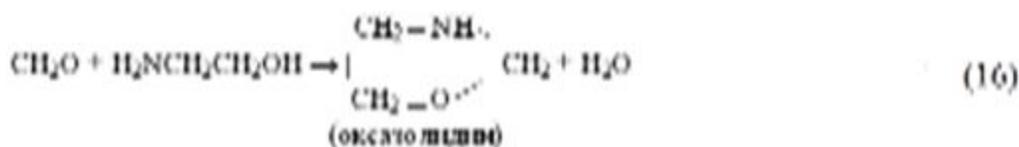
Реакция идет в основном в органической фазе. На первой стадии образуется меркаптометанол



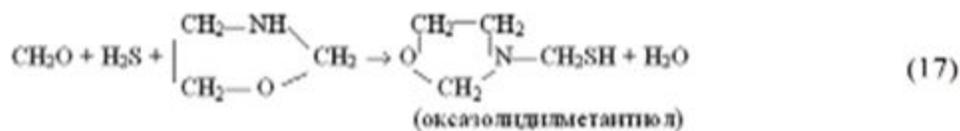
Содержание сероводорода в углеводородной фазе на этой стадии быстро снижается, а меркаптанов – повышается, затем происходит медленное снижение содержания меркаптанов: из меркаптометанола образуются циклический тритиан и другие полиметиленсульфиды $(-\text{CH}_2-\text{S}-)_n$ по реакциям:



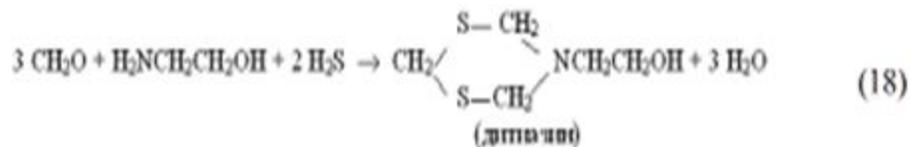
Среди аминов для практического использования наиболее доступным и достаточно активным является моноэтаноламин (МЭА). Формальдегид реагирует с моноэтаноламином с образованием оксазолидина, который образуется сразу же после смешения реагентов. Реакция протекает через стадию образования неустойчивого промежуточного соединения метанолэтаноламина.



Оксазолидин далее вступает в реакции с формальдегидом и сероводородом:



При мольном соотношении $\text{CH}_2\text{O}:\text{H}_2\text{NCH}_2\text{CH}_2\text{OH} = 3:1$ образуется дитиазин:



В 1994–1995 гг. до пуска промышленной установки демеркаптанизацииамино-формальдегидная смесь К-131 применялась фирмой "Тенгизшевройл" на Тенгизском месторождении. При этом содержание меркаптанов С1–С2 снижалось с 150–180 до 50–60 ppmw. Происходило превращение легких меркаптанов С1–С2 в тяжелые меркаптаны. В присутствии воды остаточное содержание меркаптанов С1–С2 возрастало до 100 ppmw. В очищенной нефти сероводород отсутствовал. Для изготовления К131 применяли концентрированный ~ 50 %-ный формалин с содержанием 20–25 % метанола.

3.2.4.1. Установки извлечения серы (УИС)

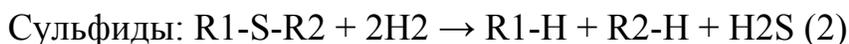
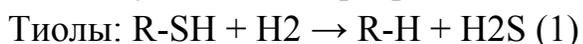
Извлечение серы производится на установке Клауса. Сера извлекается из кислого газа с высокой концентрацией сероводорода и углекислого газа. Эффективность извлечения серы составляет 99.9 %. Жидкая сера дегазируется до 10 частей на миллион сероводорода. Затем она перекачивается в башни разлива серы, из которых разливается в блоки на площадке хранения серы. Альтернативным вариантом является подача потока жидкой серы на локации опытно-промышленной разработки месторождения на формовку и в последующем на экспорт.

Для доведения нефти и газа до товарных характеристик, на установке производится извлечение серосодержащих компонентов, вследствие которого получается элементарная сера. Установка извлечения серы предназначена для обработки кислого газа с высокой концентрацией сероводорода и углекислого газа в блоке удаления кислых газов с целью производства жидкой серы. В установке извлечения серы происходит ряд процессов: аминосодержащий газ поступает в каплеотбойный сепаратор для выделения амина/кислой воды, затем кислый газ направляется в два термических реактора, где сероводород превращается в диоксид серы. Вследствие высокой температуры сероводород и диоксид серы вступают в реакцию с образованием серы по типу реакции Клауса; горячие продукты сгорания из термического реактора поступают в котлы утилизаторы, в которых охлаждается технологический газ и вырабатывается насыщенный пар ВД; затем технологический газ поступает в конденсатор, в котором конденсируется жидкая сера и вырабатывается насыщенный пар НД; далее, технологический газ нагревается паром ВД, полученным из котла-утилизатора, в подогревателе технологического газа, а затем поступает в первый реактор системы Клауса, где сероводород и диоксид серы вступают в реакцию в присутствии катализатора с образованием серы. Этот процесс повторяется на трех ступенях с использованием пара ВД и НД. Извлеченная жидкая сера по трубопроводам

стекает в колодец дегазации серы. Здесь происходит процесс дегазации серы по технологии Aquisulf до содержания в ней остаточного сероводорода не более 10 частей на миллион. На данной стадии происходят следующие процессы: дегазированная жидкая сера поступает в резервуары хранения серы; выделенный в процессе дегазации сероводород, возвращается в термический реактор; хвостовой газ, содержащий остаточные соединения, отходящий с третьей ступени УИС, направляется на установку очистки хвостовых газов; продувка и сбросы с предохранительных клапанов оборудования установки направляются в коллекторы факела НД; дренаж конденсата пара собирается в коллектор конденсата пара.

3.2.4.2. Гидрообессеривание

На сегодняшний день наиболее распространенным и часто используемым методом очистки от серы являются каталитическое гидрообессеривание, принцип которого заключается в разрушении сернистых соединений под воздействием водорода при использовании высокой температуры и давления, в результате чего образуется сероводород, а углеводородная часть молекул восстанавливается и сохраняется в нефтепродукте. Гидрообессеривание проводят совместной подачей нефти и водорода в реактор с неподвижным слоем, содержащий определенный катализатор. Обычно в качестве катализаторов используют NiMo / Al₂O₃ и CoMo / Al₂O₃. Выбор катализатора зависит от его назначения. Например, кобальтмолибденовые катализаторы предпочтительнее для очистки ненасыщенных углеводородов, а в то же время никель-молибденовые катализаторы предпочтительнее для очистки от сложных соединений, например, таким является диметилдобензотиофен. Также отличаются по времени контакта с водородом, никельмолибденовые катализаторы обычно используют в проточных реакторах, тогда как кобальт-молибденовые используются в реакторах периодического действия. В зависимости от требуемой степени очистки и природы серосодержащих соединений, условия гидрообессеривания представляют собой: давления 1-18 МПа и температуры 200-425 °С. Принципиальная технологическая схема представлена на Рисунке 3.27. Наиболее эффективно удаляются соединения содержащие алифатические соединения, так как они более реакционноспособны и полностью удаляются, превращаясь в сероводород (ур. 1-3)



Несмотря на то, что этот метод очистки нефти от серы широко применяется в промышленных масштабах, гидрообессеривание имеет ряд критических недостатков, таких как:

- 1) Большой расход водорода
- 2) Не позволяет достичь уровня очистки от общей серы ниже 50 ppm
- 3) Образование отложений, вызванное высоким содержанием металлов

4) Деактивация катализатора

5) Коксование



Рисунок 3.27. Технологическая схема процесса гидрообессеривания

По технологической схеме (рисунок 3.27), первоначально проводится подогрев сырья в печи нагрева, где нагревается до 371 °С совместно с водяным паром, который вводится для предотвращения коксования. Далее сырье вводится в защитный обеззоливающий реактор куда также вводится циркулирующий водород, содержащий катализаторы для гидрирования, который должен иметь крупные поры для предотвращения их закупоривания, которое может привести к потере активности в связи с осаждением металлов. В защитном реакторе происходит удаление солей из нефтяных электродегидратов, гидрирование металлоорганических соединений, а также осаждаются металлы. Далее для обессеривания и деазотирования, поток, выходящий из защитного реактора, проходит через 3-4 реактора с неподвижным слоем. Далее из реакторов поток проходит через сепараторы высокого и низкого давления, в которых происходит рециркуляция водорода и блок аминовой очистки.

3.2.4.3. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.5 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, полученные по результатам опыта нефтедобывающих компаний Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.5. Потребление энергетических ресурсов установки производства серы

		Единицы	Минимальный	
--	--	---------	-------------	--

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	измерения энергетических ресурсов	р а с х о д энергетических ресурсов	Максимальный р а с х о д энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Переработка сырья	т/год	4000	20 000
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	195	3
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	29,89	0,07
4	Удельное потребление топлива	т/т	0,036*	0,01*
5	Охлаждающая вода	т/т	0,340	0,14
6	Оборотная вода	т/т	36,08	10,5

* Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности предприятия по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520

В таблице 3.6 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов процесса гидрообессеривания тяжелых остатков "Резид HDS", полученные по результатам опыта нефтедобывающих компаний США, а также анкетированием предприятий РК.

Таблица 3.6. Потребление энергетических ресурсов процесса "Резид HDS"

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный р а с х о д энергетических ресурсов	Максимальный р а с х о д энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	29,6	40,3
2	Удельное потребление пара	Гкал/т	0,0728	0,1428
3	Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,01729	540
4	Охлаждающая вода	т/т	4,8	8,6

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), отстойник (неорганизованный источник, справочником по НДТ не рассматривается), котел-утилизатор, подогреватель

, компрессор - характеристика выбросов приведена в разделе 3.13, факельная установка - характеристика выбросов приведена в разделе 3.11.

Сбросы сточных вод

Сбросами сточных вод с установок являются сточные воды, сбрасываемые в канализацию промливневых стоков из котлов-утилизаторов при их непрерывной продувке. Согласно проектным данным, потребление питательной воды для котлов установок одной нитки составляет 146834 кг/ч (при нормальном содержании H₂S в кислом газе). В летнее время продувка котлов в канализацию составляет 2.2 %, а в зимнее время - 2 %. Таким образом, расход продувочной воды для одной нитки установок 400/500 составляют 3.23 т/час в летнее время и 2.94 т/час - в зимнее время.

Отходы технологического процесса

Отходами установки являются отходы абсорбирующих и субстратных материалов (отработанные катализаторы и керамические шарики), выгружаемые из реакторов в количестве 266.619 тонн на 1 нитку, а также шлам чистки оборудования (продукты коррозии при чистке аппаратов), металлолом некондиционный (насадки с колонн дегазации, металлические сетки, каплеотделители (демистеры), отходы строительства и монтажа (футеровки печей). Количество твердых отходов может изменяться в пределах ±20% в зависимости от условий эксплуатации (таблица 3.7).

Таблица 3.7. Отходы установки абсорбирующих и субстратных материалов

Наименование отхода	Код отхода	Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/ тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
1	2	3	4
Загрязненные адсорбенты и фильтры	05 01 16	0,000000089	0,000006887

3.3. Подготовка воды

Пластовые воды, отделяемые от нефти в процессе ее сбора и подготовки, сильно минерализованы, и по этой причине их нельзя сбрасывать в реки и водоемы, так как это приводит к гибели пресноводных. Поэтому пластовые воды закачивают в продуктивные или поглощающие пласты. Вместе с пластовыми закачивают и пресные воды, используемые в технологическом процессе при обессоливании нефти, а также ливневые воды, попадающие в промышленную канализационную систему. В целом все эти воды называются сточными. В общем объеме сточных вод на долю пластовых приходится 85-88%, на долю пресных - 10-12% и на долю ливневых - 2-3%. Использование нефтепромысловых сточных вод в системе поддержания пластового

давления при водонапорном режиме разработки месторождений - это важное техническое и природоохранное мероприятия в процессе добычи нефти, позволяющее осуществлять замкнутый цикл оборотного водоснабжения.

3.3.1. Предварительный сброс пластовой воды

Для уменьшения коррозии трубопроводов и повышения производительности установок подготовки нефти применяется предварительный сброс пластовой воды, т.к. действующие типовые установки неспособны справиться с возрастающим объемом поступающей жидкости, в частности, из-за использования малообъемной отстойной аппаратуры).

Байков считает целесообразным применение предварительного сброса воды при обводненности начиная с 30%.

В зависимости от степени обводненности нефти и некоторых других факторов, различают следующие варианты предварительного сброса:

без дозировки реагента-деэмульгатора;

без подогрева и использования дренажных вод (применяется при большой обводненности нефти на поздней стадии разработки месторождения);

с использованием реагентов и эффектов разрушения эмульсии в трубопроводе;

с применением дренажных вод;

комбинированное воздействие перечисленных выше факторов.

В связи с неустойчивостью газоводонефтяных смесей, способностью их к повторному диспергированию и стабилизации (за счет эффекта "старения"), отбор газа и воды необходимо осуществлять дифференцированно во всех точках технологической схемы, где они выделяются в виде свободной фазы, начиная от подводящего коллектора, депульсатора, сепараторов первой и последующих ступеней.

Этот принцип является универсальным, т.к. позволяет снизить нагрузки на сепараторы последующих ступеней, отстойники, печи, насосное оборудование, повысить их эксплуатационную надежность, а иногда и исключить из технологической схемы часть перечисленного оборудования.

В зависимости от места осуществления предварительного сброса воды в технологической цепи сбора и подготовки нефти можно выделить:

1. путевой сброс;

2. централизованный сброс: на ДНС и непосредственно перед установками подготовки нефти.

Путевой сброс на ДНС осуществляется в случае, если давление скважин не обеспечивает транспорт всей жидкости до УПН и имеется возможность утилизации пластовой воды в районе ДНС. По мнению Тронова такая практика экономически целесообразна при обустройстве мелких месторождений, расположенных на расстоянии 100–120 км от крупных узлов подготовки нефти и воды.

Особенностью сброса на ДНС является необходимость осуществления процесса сброса воды под избыточным давлением, обеспечивающим транспорт газонасыщенной нефти до узлов подготовки и второй ступени сепарации.

В любом случае, предварительный сброс воды является частью общего процесса подготовки нефти и очистки воды.

В настоящее время чаще используются 2 типа аппаратов, применяемых для предварительного сброса воды: вертикальные стальные резервуары (РВС) емкостью от 1000 до 5000 м³ и горизонтальные цилиндрические емкости объемом 100 и 200 м³ (булнты).

Вертикальные резервуары специально оборудуются распределительными гребенками ввода жидкости, размещаемыми на высоте 1.5 м от днища резервуара. Вывод воды осуществляется через гидрозатвор, позволяющий автоматически, без специальных средств регулирования, поддерживать в резервуаре постоянный уровень жидкости, необходимый для ведения процесса (Рисунок 3.28).

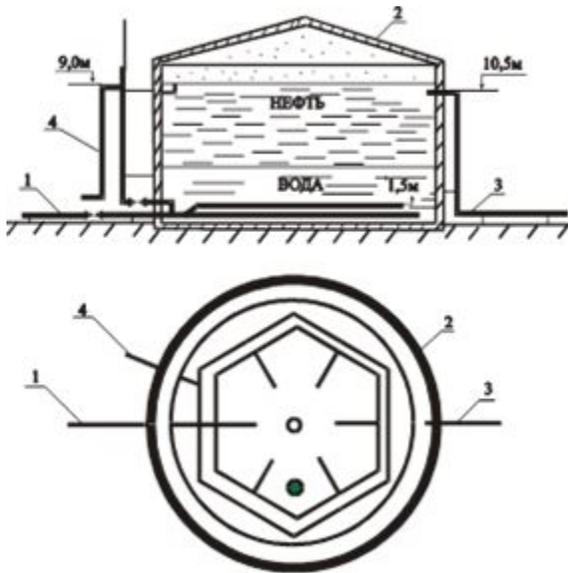


Рисунок 3.28. Резервуар УПСВ

1 – подводящая труба; 2 – маточник; 3 – отводящая труба; 4 – гидрозатвор

По нижней образующей маточника имеются отверстия. Нефть (эмульсия) через отверстия направляется вниз, затем всплывает в слое воды, высота которого поддерживается в пределах 3–4 м. Уровень воды поддерживается с помощью гидрозатвора, высота которого обычно принимается равной 0.9 высоты резервуара.

Технологические резервуары работают транзитом. Сброс отделившейся воды и отбор обезвоженной нефти осуществляется непрерывно, т.е. уровень жидкости при этом не изменяется, нет потерь от больших дыханий резервуара.

Также имеется ОГ-200П устанавливается после сепаратора нефти. Предназначен для расслоения водонефтяных эмульсий, обработанных деэмульгатором. Представляет собой цилиндрическую емкость (рисунок 3.29).

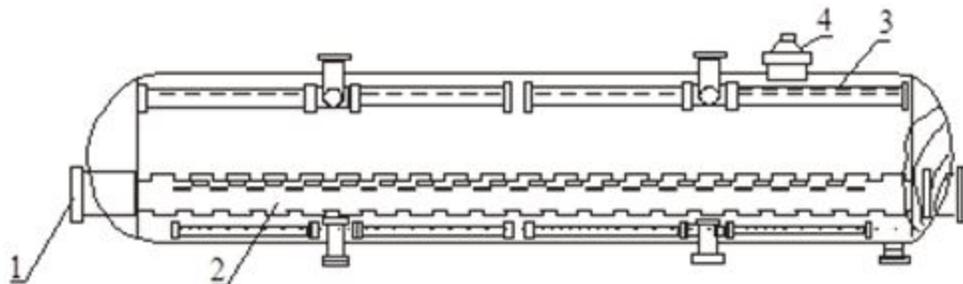


Рисунок 3.29. Технологическая схема аппарата ОГ-200П для предварительного разделения нефти и пластовой воды

1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – распределитель эмульсии: труба 700мм, 64 ряда отверстий, в ряду – 285 отверстий, продольный вырез: ширина – 6мм, длина – 60мм;

3 – трубы для вывода обезвоженной нефти; 4 – вывод газа

Эффективность разделения достигается благодаря использованию: тепла, ПАВ, промывки через слой воды и промежуточному слою, играющему роль своеобразного фильтра. Промежуточный слой образуется из-за того, что крупные капли нефти несут мельчайшие капельки воды (множественная эмульсия). Капля нефти на границе раздела фаз вода-нефть коалесцирует со слоем нефти, а капли воды остаются на поверхности раздела.

3.3.1.1. Текущие уровни эмиссий

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неорганизованные источники (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются): депульсатор, сепараторы, емкости, отстойник. Выбросы от резервуаров с пластовой водой не рассматриваются в справочнике по НДТ ввиду малых величин.

Сбросы сточных вод

Определение понятия "сброс" осуществляется в соответствии со ст. 213 Экологического кодекса.

Согласно ст.213 Экологического кодекса подземные воды, попутно забранные при проведении операций по недропользованию (пластовые, добытые попутно с углеводородами) являются сточными. За исключением закачки пластовых вод, добытых попутно с углеводородами, морской воды, опресненной воды, технической воды с минерализацией 2000 мг/л и более в целях поддержания пластового давления

Отходы технологического процесса

Образование отходов приведено в разделе 3.11.

3.3.2. Подготовка пластовой воды

Установки по подготовке пластовых вод для заводнения нефтяных пластов подразделяются на открытые и закрытые.

На многих месторождениях подготовка пластовой воды происходит следующим образом:

- 1) сброс воды с отстойника;
- 2) направление ее через отстойники с патронными фильтрами для очистки;
- 3) направление в водяной резервуар на отстой;
- 4) направление для закачки в пласт с помощью насосов.

Сточные воды I в установке по подготовке сточных вод открытого типа (рисунок 3.30), поступающие с установки подготовки нефти, направляются в песколовку 1, где осаждаются крупные механические примеси. Из песколовки сточная вода самотеком поступает в нефтеловушку 3, которая служит для отделения от воды основной массы нефти и механических примесей II. Принцип действия ее основан на гравитационном разделении при малой скорости движения сточной воды (менее 0,03 м/с). При такой скорости движения сточной воды капли нефти диаметром более 0,5 мм успевают всплыть на поверхность. Скопившуюся в ловушке нефть III отводят по нефтесборной трубе и насосом 2 подают на установку подготовки нефти на повторную обработку. После нефтеловушки сточные воды для доочистки от нефти и механических примесей поступает в пруды-отстойники 4, где продолжительность отстаивания, может быть, от нескольких часов до двух суток. Иногда для ускорения процесса осаждения твердых взвешенных частиц или нейтрализации сточных вод перед прудами-отстойниками к воде добавляют химические вещества: известь, сернокислый алюминий, аммиак и др. После прудов-отстойников содержание нефти в сточной воде составляет 30 - 40 мг/л, а механических примесей - 20 - 30 мг/л. Такая глубина подготовки сточной воды IV обычно достаточна для закачки ее в поглощающие пласты и в этом случае вода через камеры 5 и 6 поступает на прием насосов 7, осуществляющих закачку ее в поглощающие скважины.

Закачка воды в нагнетательные скважины требует более глубокой ее очистки. В этом случае сточная вода из камеры 6 насосом 8 направляется в попеременно работающие фильтры 9 и 10. В качестве фильтрующего материала используют кварцевый песок (фракция 0,5 - 1,5 мм), антрацитовую крошку, керамзитовый песок, графит и др. Сточная вода, поступающая в фильтр, должна содержать нефти не более 40 мг/л и механических примесей не более 50 мг/л. Остаточное содержание нефти и механических примесей после фильтра составляет 2 - 10 мг/л. Из фильтра очищенная вода V поступает в емкость 11, откуда насосом высокого давления 14 закачивается в нагнетательную скважину.

После 12–16 ч работы фильтр загрязняется и поток переключается в другой фильтр, а загрязненный фильтр переключают на промывку. Промывку фильтра проводят очищенной водой, забираемой насосом 13 из емкости 11 и прокачиваемой через фильтр

в обратном направлении. Длительность промывки составляет 15–18 мин. Вода с промываемой грязью сбрасывается в илонакопитель 12.

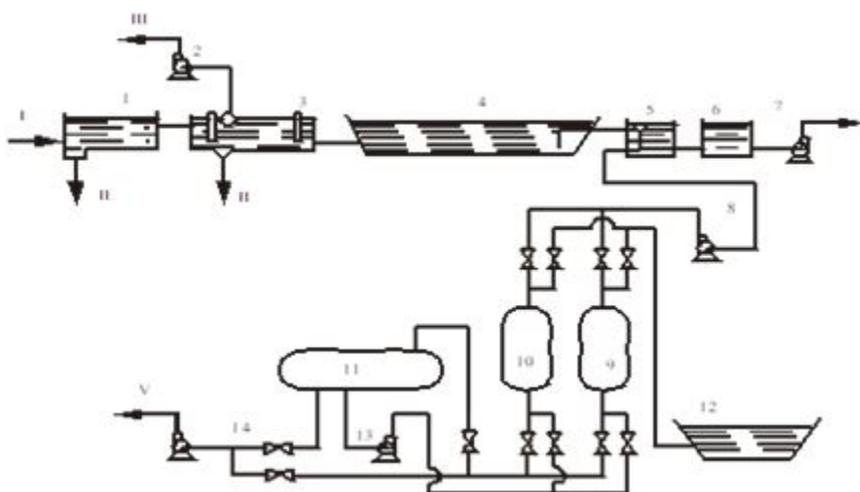


Рисунок 3.30. Технологическая схема установки по подготовке сточных вод открытого типа

I – сточные воды; II – механические примеси; III – нефть; 1 – песколовка; 2 – насос; 3 – нефтеловушка; 4 – пруды отстойники; 5 – камера; 6 – камера; 7 – насос; 8 – насос;

9 – фильтр; 10 – фильтр; 11 – емкость; 12 – илонакопитель; 13 – насос; 14 – насос высокого давления.

Водонефтяная эмульсия I в установке по подготовке сточных вод закрытого типа (рисунок 3.31), поступающая с промысла, смешивается с горячей пластовой водой VII, выводимой из отстойников или подогревателей-деэмульсаторов установки подготовки нефти и содержащей реагент-деэмульгатор, проходит каплеобразователь 1 и поступает в резервуар-отстойник с жидкостным гидрофильным фильтром 2, в котором осуществляется предварительный сброс воды. Резервуар-отстойник с жидкостным гидрофильным фильтром выполнен на основе типового вертикального резервуара и имеет сифонное устройство, обеспечивающее поддержание заданного слоя воды под слоем нефти. Водонефтяная эмульсия, изменившая свой тип с обратного на прямой в результате смешения с горячей водой с реагентом-деэмульгатором и турбулентного перемешивания в каплеобразователе, поступает в резервуар-отстойник 2 под слой воды через распределителя. Поднимаясь через жидкостный гидрофильный фильтр (слой воды) капли нефти освобождаются от эмульсионной воды. Таким образом происходит предварительное обезвоживание нефти, и предварительно обезвоженная нефть II выводится с верхней части резервуара-отстойника 2. Отделившаяся на этой стадии сточная вода III перетекает в резервуар-отстойник с гидрофобным жидкостным

фильтром 3. Этот резервуар-отстойник также выполнен на основе типового вертикального резервуара и имеет сифонное устройство, обеспечивающее поддержание заданного слоя нефти над слоем воды.

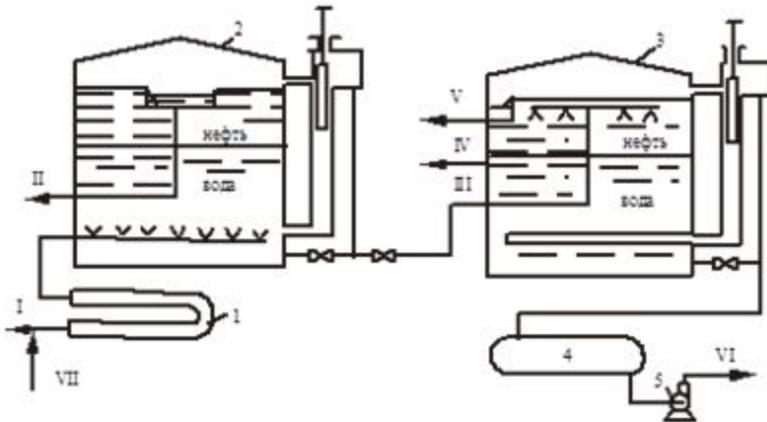


Рисунок 3.31. Технологическая схема установки по подготовке сточных вод закрытого типа

Сточная вода вводится через лучевой перфорированный распределитель в слой нефти (жидкостный гидрофобный фильтр) и, опускаясь вниз, освобождается от капелек нефти. Уловленная нефть V (ловушечная нефть) собирается в камере, выводится сверху резервуара-отстойника и направляется на установку подготовки нефти. На границе раздела нефть - вода может образовываться слой неразрушаемой эмульсии IV, которая периодически выводится и направляется также на установку подготовки нефти. Вода, прошедшая через слой нефти и освободившаяся от основной части капельной нефти, подвергается еще и отстою в слое воды. Все эти операции обеспечивают достаточно глубокую очистку пластовой воды от капельной нефти, и очищенная вода VI, пройдя емкость 4, насосом 5 закачивается в поглощающие или нагнетательные скважины.

3.3.2.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В процессе подготовки пластовой воды основное энергопотребление приходится на насосы для перехода из одной секции в другую.

В таблице 3.8 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, полученные по результатам опыта нефтедобывающих компаний Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.8. Потребление энергетических ресурсов насосов установки подготовки пластовой воды

	Единицы измерения	Минимальный	
--	-------------------	-------------	--

Наименование энергетических ресурсов	энергетических ресурсов	расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	2,2	130

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются песколовка, нефтеловушка, пруд-отстойник (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Согласно ст.213 Экологического кодекса подземные воды, попутно забранные при проведении операций по недропользованию (пластовые, добытые попутно с углеводородами) являются сточными.

Отходы технологического процесса

Образование отходов приведено в разделе 3.11.

3.4. Подготовка и переработка газа

3.4.1. Осушка газа

Осушка газа – это операция удаления влаги из газов и газовых смесей, которая обычно предшествует транспортировке природного газа по трубопроводам или низкотемпературному разделению газовых смесей на компоненты. Воду из газа, как и любой другой компонент, можно удалять физическим методом (адсорбцией, абсорбцией, мембранами, конденсацией (холодом)), химическими методами (CaCl₂ и пр.) и их бесконечными гибридами.

Коммерческое применение нашли следующие способы, расположенные в данном списке в порядке убывания популярности:

1. абсорбция - Гликолевая осушка;
2. адсорбция – Цеолиты, силикагели или активированный алюминий;
3. конденсация - Охлаждение с впрыском ингибиторов гидратообразования (гликолей или метанола);
4. мембраны – На основе эластомеров или стеклообразных полимеров;
5. химический метод Гигроскопичные соли обычно хлориды металлов (CaCl₂ и пр.);

подавляющее количество установок в мире основаны на первых двух способах.

3.4.1.1. Абсорбционный метод осушки газа - гликолевая осушка

Гликолевая осушка - самый распространенный способ, используемый для умеренной осушки газа, достаточной для транспортировки по трубопроводам, в том числе и магистральным, и использовании такого газа в качестве топливного. Методы осушки гликолями обеспечивают требования на газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам". Типовые установки гликолевой осушки газа позволяют достигать ТТР (Температуры Точки Росы) по воде в диапазоне -

10-20 °С. Существуют и более продвинутые (и, естественно, более дорогие) модификации гликолевых осушек, основанных на процессах известных под названиями , данными им изначальными патентообладателями – такими как Drizo, Coldfinger и прочими, и позволяющие достигать ТТР до -80 °С.

Основные преимущества абсорбционного метода осушки газа:

- не высокие перепады давления;
- низкие эксплуатационные расходы
- возможность осушки газов с высоким содержанием веществ, разрушающих твердые сорбенты

К недостаткам данного способа относят:

- необходимость повышения температуры газа выше 40 °С;
- средний уровень осушки;
- возможность вспенивания поглотителей;
- оборудование для гликолевой осушки.

Стандартная гликолевая осушка состоит из двух основных блоков:

- абсорбера тарельчатого или насадочного типа;
- блока регенерации гликоля.

На рисунке 3.32 показана технологическая схема абсорбционной (гликолевой) осушки газа.

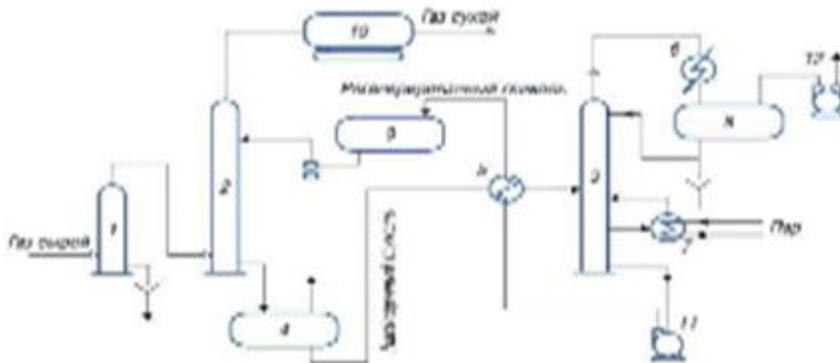


Рисунок 3.32. Принципиальная схема гликолевой осушки газа

1 - первичный сепаратор; 2 - абсорбер; 3 - десорбер; 5, 6, 7 - теплообменники; 8, 9 - емкостное оборудование; 10 - фильтр; 11, 12 - насосы

Сырой газ со сборного пункта поступает во входной (первичный) сепаратор 1, где от него отделяется капельная влага и далее поступает в абсорбер 2, где он осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля. Осушенный газ, пройдя фильтр для улавливания мелкодисперсного гликоля 10, поступает в магистральный газопровод или подается потребителю. В схему входит колонна регенерации насыщенного гликоля 23, а также теплообменники 5, 6, 7, насосы 11, 12 и емкостное оборудование 8, 9.

Наибольшее распространение в России получила абсорбционная технология с применением диэтиленгликоля (ДЭГ) в качестве основного абсорбента, тогда как в зарубежной практике чаще используется триэтиленгликоль. Установка абсорбционной осушки обычно включает следующее оборудование:

- абсорбер;
- теплообменники;
- холодильники;
- выветриватели;
- десорбер;
- промежуточные емкости;
- насосы и фильтры раствора.

Технологический процесс адсорбционной осушки газа заключается в избирательном поглощении порами поверхности твердого адсорбента молекул воды из газа, с последующим извлечением их из пор посредством применения внешних

3.4.1.2. Адсорбционный метод осушки газа

Технологический процесс адсорбционной осушки газа заключается в избирательном поглощении порами поверхности твердого адсорбента молекул воды из газа, с последующим извлечением их из пор посредством применения внешних воздействий. В качестве адсорбентов применяют: оксиды алюминия, синтетические цеолиты, силикагели.

На рисунке 3.33 представлен процесс адсорбционной очистки газа.

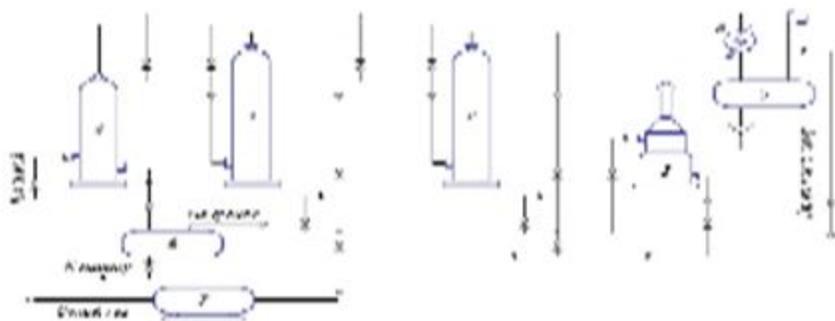


Рисунок 3.33. Принципиальная схема адсорбционной очистки газа

Сырой газ со сборного пункта поступает во входной (первичный) сепаратор 4, где от него отделяется жидкая фаза, далее влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента - твердого вещества, поглощающего пары воды. Далее осушенный газ, пройдя фильтр 7 для улавливания уносимых частичек адсорбента, поступает в магистральный газопровод или подается потребителю.

Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12–16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят

на регенерацию. Для этого из газовой сети отбирается сухой газ и направляется в подогреватель 3, где он нагревается до температуры 180–200 °С.

Далее газ подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 8.

Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6–7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.

Преимущества адсорбционной осушки газа:

достигается низкая температура точки росы осушенного газа в широком диапазоне технологических параметров;

компактность и низкие капитальные затраты для установок небольшой производительности;

изменение давления и температуры не оказывает существенного влияния на качество осушки.

Недостатки:

высокие капитальные вложения при строительстве установок большой производительности;

возможность загрязнения адсорбента и связанная с этим необходимость его замены;

большие потери давления в слое адсорбента;

большой расход тепла.

Установка адсорбционной осушки традиционно включает следующее оборудование

:

сепаратор сырого газа;

адсорберы;

воздушные холодильники;

подогреватели газа;

компрессоры для дожатия газа регенерации.

Адсорбционные установки осушки газа, в основном, применяются для глубокой осушки газа (ТТР по воде -40-100 °С) в составе криогенных заводов. Одним из свойств адсорбционных установок является принципиальная возможность одновременного удаления и воды и целого ряда примесей (углеводородов, кислых газов и пр.). Однако, использование адсорбционных установок для многокомпонентной очистки газа целесообразно только при низких "следовых" концентрациях удаляемых компонентов.

Основные преимущества адсорбционного метода осушки газа:

Продолжительный срок службы адсорбента

В широком диапазоне технологических параметров достигается низкая точка росы и высокая ее депрессия

Изменение температуры и давления не оказывает существенного влияния на качество осушки

Процесс отличается простотой и надежностью

Недостатки:

Большие капитальные вложения

Высокие эксплуатационные затраты

Загрязнение адсорбента и частая его замена или очистка

Отсутствие надежности непрерывного цикла технологического процесса

Оборудование, применяемое при данном способе

Стандартная установка адсорбционной осушки газа состоит из блоков:

два – четыре адсорбера колонного типа с гранулированным адсорбентом-применяемый адсорбент.

3.4.1.3. Другие способы осушки газа

Конденсация, мембраны и прочие способы также обладают свойствами многокомпонентного очистки газа, однако в отличии от адсорбционной осушки газа они применяются для удаления основной массы нежелательных компонентов. Можно сказать, что адсорбционная установка является инструментом "тонкой" очистки газа, а конденсация и мембраны – "грубой".

Конденсация используется при необходимости достижения удаления углеводов и воды (ТТР по воде/углеводородам 0...-20°C); в этом же диапазоне находят свое применение и мембраны, которые также могут обеспечить удаление некоторого количества кислых газов.

3.4.1.3. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

Процесс осушки газа осуществляется в ходе массообменных процессов в противотоке с триэтиленгликолем (ТЭГ), поступающим с установки регенерации ТЭГ. В ходе всего технологического процесса осушки газа энергия потребляется в отдельных установках.

В таблице 3.9 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, полученные по результатам опыта нефтедобывающих компаний Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.9. Потребление энергетических ресурсов процесса осушки газа

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
1	1	2	3	4
2	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/ч	0,2	0,65
	Удельное потребление			

3	электроэнергии на охлаждение	кВт*ч/Гкал	300	862
---	------------------------------	------------	-----	-----

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются сепаратор, абсорбер, десорбер, теплообменники; емкостное оборудование, насосы (неорганизованные источники справочником по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

В таблице 3.10 образование отходов происходит в результате замены абсорбента.

Таблица 3.10. Образование отходов происходит в результате замены абсорбента

№ п/п	Наименование отхода	Код отхода	Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/ тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
1	2	3	4	5
1	Отходы абсорбирующих и субстратных материалов	16 08 03	0,000000006	0,000071159
2	Этиленгликоль	07 01 99	0,000000414	0,000014038

3.4.2. Аминовая очистка

В природном газе, добываемом из месторождений для поставки потребителю по магистралям, в разных пропорциях содержатся сернистые соединения. Если от них не избавиться, агрессивные вещества разрушат трубопровод, приведут в непригодность арматуру. К тому же при сгорании загрязненного голубого топлива выделяются токсины.

Для того чтобы избежать негативных последствий, производится аминовая очистка газа от сероводорода. Это самый простой и недорогой способ отделения вредных компонентов от горючего полезного ископаемого. Газ – самый популярный вид топлива. Он привлекает максимально доступной ценой и нанесением наименьшего урона экологической обстановке. К неоспоримым плюсам относится простота управления процессом сгорания и возможность обезопасить все этапы переработки горючего в ходе получения тепловой энергии.

Однако природное газообразное ископаемое добывают не в чистом виде, т.к. одновременно с извлечением газа из скважины откачивают попутные органические соединения. Самый распространенный из них – сероводород, содержание которого варьирует от десятых долей до десяти и более процентов в зависимости от

месторождения сероводород ядовит, опасен для окружающей среды, вреден для катализаторов, применяемых в газо переработке. Как мы уже отмечали, это органическое соединение чрезвычайно агрессивно по отношению к стальным трубам и металлической запорной арматуре.

Естественно, разъедая коррозией частную систему и магистральный газопровод, сероводород приводит к утечкам голубого топлива и связанным с этим фактом крайне негативным, рискованным ситуациям. Чтобы обезопасить потребителя, вредные для здоровья соединения удаляются из состава газообразного топлива еще до поставки его в магистраль.

По нормативам сероводородных соединений в транспортируемом по трубам газе не может быть больше $0,02 \text{ г/м}^3$. Однако по факту их бывает значительно больше. Для того чтобы добиться регламентированного значения, требуется очистка.

Существующие методы отделения сероводорода

Кроме преобладающего на фоне других примесей сероводорода в голубом топливе могут содержаться и другие вредные соединения. Обнаружить в нем можно углекислоту, легкие меркаптаны и серооксид углерода. Но непосредственно сероводород всегда будет преобладать.

Стоит отметить, некоторое незначительное содержание сернистых соединений в очищенном газообразном топливе допустимо. Конкретная цифра допуска зависит от целей, для которых добывается газ. К примеру, для производства оксида этилена общее содержание сернистых примесей должно быть менее $0,0001 \text{ мг/м}^3$.

Метод проведения очистки выбирают, ориентируясь на требуемый результат.

Все существующие ныне способы подразделяются на две группы:

сорбционные. Заключаются в поглощении сероводородных соединений твердым (адсорбция) или жидким (абсорбция) реагентом с последующим выделением серы или ее производных. После чего выделенные из состава газа вредные примеси утилизируются или перерабатываются;

каталитические. Состоят в окислении или восстановлении сероводорода с превращением его в элементарную серу. Процесс реализуется в присутствии катализаторов – веществ, стимулирующих течение химической реакции.

Адсорбция предполагает сбор сероводорода путем концентрации его на поверхности твердого вещества. Чаще всего в процессе адсорбции задействуются зернистые материалы на основе активированного угля или окиси железа. Характерная для зерен большая удельная поверхность способствует максимальному удерживанию молекул серы.

Все методики очистки голубого топлива подразделяются на сорбционные и каталитические. Производящее очистку оборудование ориентированно на принцип действия определенной технологии. Однако есть установки, в которых совмещено несколько методов, благодаря чему производится комплексная очистка

Технология абсорбции отличается тем, что газообразные сероводородные примеси растворяются в активном жидком веществе. В итоге газообразные загрязнения переходят в жидкую фазу. Затем выделенные вредные компоненты удаляют путем отпаривания, иначе десорбции, таким методом их устраняют из реактивной жидкости.

Несмотря на то, что адсорбционная технология относится к "сухим процессам" и позволяет производить тонкую очистку голубого топлива, в деле удаления загрязнений из природного газа чаще применяют абсорбцию. Сбор и устранение сероводородных соединений с применением жидких поглотителей более выгоден и целесообразен.

Самым популярным видом адсорбера является активированный уголь, применяемый в виде капсул или зерен. Поверхность каждого элемента "впитывает" в себя сероводород и прочие органические включения

Методы абсорбции, используемые в очищении газа, делятся на следующие три группы:

химические. Производятся с использованием растворителей, свободно вступающих в реакцию с сероводородными кислыми загрязнителями. Наивысшей поглотительной способностью среди химических сорбентов обладают этаноламины или алканоламины;

физические. Выполняются посредством физического растворения газообразного сероводорода в жидком абсорбере. Причем чем выше парциальное давление газообразного загрязнителя, тем быстрее происходит процесс растворения. В качестве абсорбера здесь используют метанол, пропиленкарбонат и др.;

комбинированные. В смешанном варианте извлечения сероводорода задействованы обе технологии. Основная работа производится абсорбцией, а тонкая доочистка выполняется адсорбентами.

Наиболее востребованной и популярной технологией выделения и удаления из природного топлива сероводорода и угольной кислоты является химическая очистка газа с помощью аминового сорбента, использованного в виде водного раствора.

Сорбционные методики очистки природного горючего основаны на способности твердых и жидких веществ вступать в реакцию с сероводородом и прочими органическими примесями, выделяя тем самым их из состава газа

Аминовая технология больше подходит для обработки больших объемов газа, потому что:

отсутствие дефицита. Реагенты всегда можно приобрести в требуемом для очистки объеме;

приемлемая поглощаемость. Амины характеризуются высокой поглотительной способностью. Из всех применяемых веществ только они способны удалить из газа 99,9 % сероводорода;

приоритетные характеристики. Водные аминовые растворы отличаются максимально приемлемой вязкостью, плотностью паров, термической и химической

стабильностью, низкой теплоемкостью. Их характеристики обеспечивают наилучшее течение процесса абсорбции;

отсутствие токсичности реактивных веществ. Это немаловажный аргумент, убеждающий прибегать именно к аминовой методике;

селективность. Качество, необходимое при проведении селективной абсорбции. Оно обеспечивает возможность последовательного проведения необходимых реакций в требующемся для оптимального результата порядке.

К этаноламинам, применяемым при выполнении химических методов очистки газа от сероводорода и углекислоты, относятся моноэтаноламины (МЭА), диэтаноламины (ДЭА), триэтаноламины (ТЭА). Причем вещества с приставками моно- и ди- устраняют из газа и H_2S , и CO_2 . А вот третий вариант помогает удалить лишь сероводород.

При выполнении селективной чистки голубого топлива пользуются метилдиэтаноламинами (МДЭА), дигликольаминами (ДГА), диизопропаноламинами (ДИПА). Селективные абсорбенты в основном используются за рубежом.

Естественно, идеальных абсорбентов, удовлетворяющих всем требованиям в очистке перед поставкой в систему газового отопления и снабжения прочего оборудования, пока не существует. Каждый растворитель обладает какими-то плюсами наряду с минусами. При выборе реактивного вещества просто определяют наиболее подходящий из ряда предложенных.

Принцип действия типичной установки

Максимальной поглощающей способностью в отношении H_2S характеризуется раствор моноэтаноламина. Однако у этого реагента есть пара существенных недостатков. Он отличается довольно высоким давлением и способностью во время работы установки аминовой очистки газа создавать необратимые соединения с сероокисью углерода.

Первый минус устраняется путем промывки, в результате которой пары амина частично поглощаются. Второй – редко встречается в ходе переработки промышленных газов.

Концентрацию водного раствора моноэтаноламина подбирают опытным путем, на основании проведенных исследований принимают ее для очистки газа из определенного месторождения. В подборе процентного содержания реагента учитывается его способность противостоять агрессивному воздействию сероводорода на металлические компоненты системы.

Стандартное содержание абсорбирующего вещества обычно находится в интервале от 15 до 20%. Однако нередко бывает, что концентрацию увеличивают до 30% или уменьшают до 10% в зависимости от того, насколько высокой должна быть степень очистки. То есть с какой целью, в отоплении или в производстве полимерных соединений, будет использован газ.

Отметим, что при повышении концентрации соединений амина уменьшается коррозионная возможность сероводорода. Но надо учесть, что в этом случае увеличивается расход реагента. Следовательно, повышается стоимость очищенного товарного газа.

Главным агрегатом очистительной установки является абсорбер тарельчатой или насадной разновидности. Это вертикально ориентированный, внешне напоминающий пробирку, аппарат с расположенными внутри насадками или тарелками. В нижней его части есть вход для поставки неочищенной газовой смеси, вверху – выход в скруббер.

Принципиальная схема очистки газа от сероводорода этаноламиновым способом представлена на рисунке 3.34.

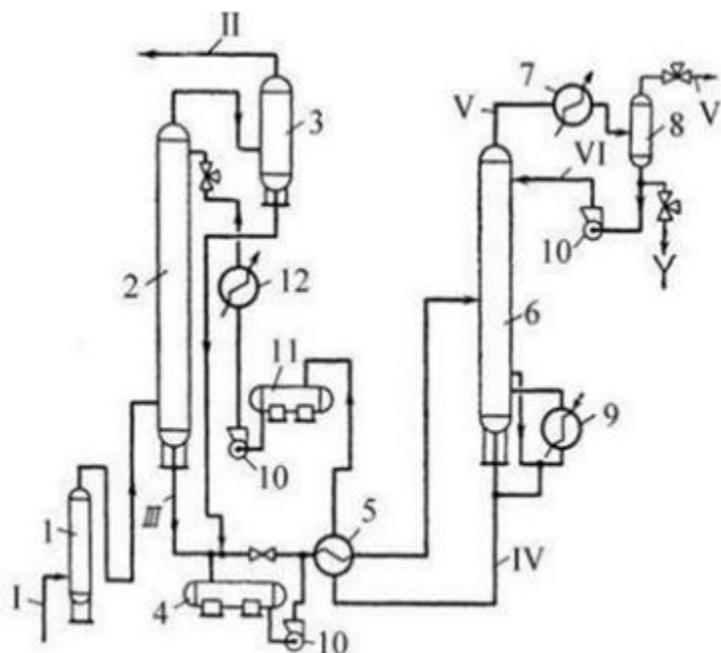


Рисунок 3.34. Принципиальная схема очистки газа от сероводорода этаноламиновым способом: 1 – приемный сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – скруббер; 4, 11 – промежуточные емкости; 5 – теплообменники; 6 – десорбер; 7 – конденсатор-холодильник; 8 - емкость флегмы; 9 – подогреватель; 10 – насосы; 12 – холодильник; I - сырой газ; II - очищенный газ; III - насыщенный раствора; IV - регенерированный раствор; V – кислые газы;

VI - флегма.

Если очищаемый газ в установки находится под давлением, достаточным для прохода реагента в теплообменник и затем в отгонную колонну, процесс происходит без участия насоса. Если давление маловато для течения процесса, отток стимулирует насосная техника

Поток газа после прохождения через входной сепаратор нагнетается в нижний раздел абсорбера. Затем он проходит через расположенные в середине корпуса тарелки

или насадки, на которых оседают загрязняющие примеси. Насадки, полностью смоченные аминовым раствором, разделены между собой решетками для равномерного распределения реагента.

Далее очищенное от загрязнений голубое топливо направляется в скруббер. Это устройство может подключаться в схеме переработки после абсорбера или располагаться в верхней его части.

Отработанный же раствор стекает вниз по стенкам абсорбера и направляется в отгонную колонну – десорбер с кипятильником. Там раствор очищается от поглощенных загрязнений парами, выделяемыми при кипячении воды, чтобы вернуться обратно в установку.

Регенерированный, т.е. избавленный от сероводородных соединений, раствор перетекает в теплообменник. В нем жидкость охлаждается в процессе передачи тепла следующей порции загрязненного раствора, после чего нагнетается насосом в холодильник для полноценного охлаждения и конденсации пара.

Охлажденный абсорбирующий раствор снова подается в абсорбер. Так реагент циркулирует по установке. Его пары также охлаждаются и очищаются от кислых примесей, после чего пополняют запас реагента.

Технологическая схема установки очистки газов раствором моноэтаноламина представлена на рисунке 3.35.

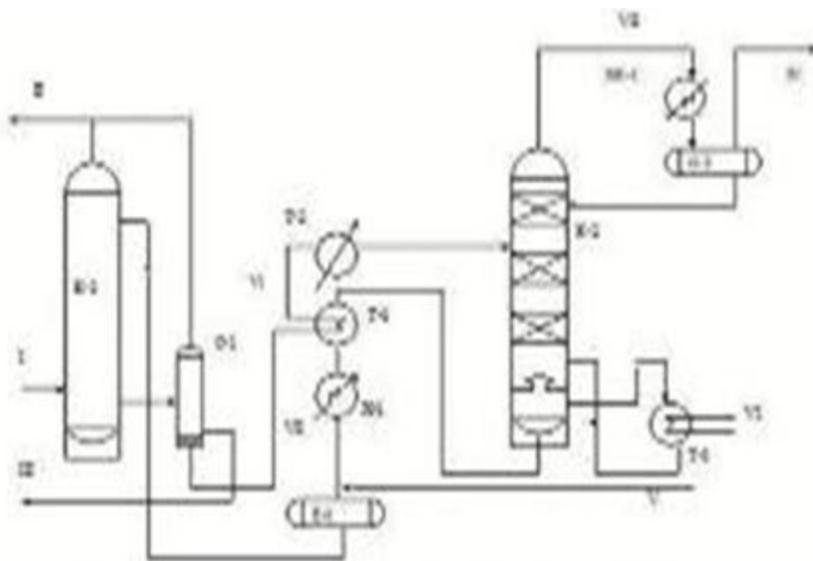


Рисунок 3.35. Технологическая схема установки очистки газов раствором моноэтаноламина: I – газ на очистку; II – очищенный газ; III – углеводородный конденсат;

IV – сероводород; V – свежий раствор этаноламина; VI – пар; VII – вода

Чаще всего в очистке газа используются схемы с моноэтаноламином и диэтаноламином. Указанные реагенты позволяют извлечь из состава голубого топлива не только сероводород, но и углекислоту

Если необходимо произвести одновременное удаление из обрабатываемого газа CO_2 и H_2S , производится двухступенчатая чистка. Она заключается в применении двух растворов, различающихся по концентрации. Этот вариант экономичней одноступенчатой чистки.

Сначала газообразное топливо чистят крепким составом с содержанием реагента 25–35 %. Затем газ обрабатывается слабым водным раствором, в котором активного вещества всего 5–12 %. В итоге выполняется и грубая, и тонкая очистка с минимальным расходом раствора и разумным применением выделяемого тепла.

Четыре варианта очистки алконоламинами

Алконоламины или аминоспирты – это вещества, содержащие не только аминую группу, но и гидроксигруппу.

Устройство установок и технологии очистки природного газа алканоламинами отличаются преимущественно способом подачи абсорбирующего вещества. Чаще всего в чистке газа с применением этого вида аминов используют четыре основных методики

Первый способ. Предопределяет подачу активного раствора одним потоком сверху. Весь объем абсорбента направляется на верхнюю тарелку установки. Процесс очистки происходит при температурном фоне не выше 40°C . (рисунок 3.36)

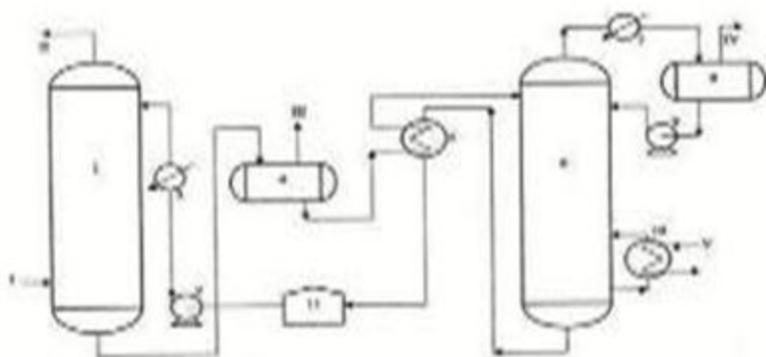


Рисунок 3.36. Схема однопоточной очистки газа: I – газ на очистку; II – очищенный газ;

III – экспансерный газ; IV – кислый газ; V – водяной пар; 1 – абсорбер; 2,9 – насосы; 3,7 – холодильник; 4 – экспанзер; 5 – теплообменник; 6 – десорбер; 8 – сепаратор; 10 – кипятильник; 11 – емкость регенерированного амина

Простейший способ очистки предполагает подачу активного раствора одним потоком. Эта методика применяется, если примесей в газе незначительное количество

Эта методика обычно используется при незначительном загрязнении сероводородными соединениями и углекислотой. Суммарный тепловой эффект для получения товарного газа, невысок.

Второй способ. Этот вариант очистки применяется при высоком содержании сероводородных соединений в газообразном топливе.

Реактивный раствор в этом случае подают в два потока. Первый, объемом примерно 65–75% общей массы, направляется в середину установки, второй поставляется сверху.

Аминовый раствор стекает вниз по тарелкам и встречается с восходящими газовыми потоками, которые нагнетаются на нижнюю тарелку абсорбирующей установки. Перед подачей раствор разогревается не более чем до 40 °С, но в ходе взаимодействия газа с амином температура значительно повышается.

Чтобы из-за повышения температуры не падала эффективность чистки, избыток тепла отводится вместе с отработанным раствором, насыщенным сероводородом. А сверху установки производится охлаждение потока с целью извлечения остатков кислых составляющих вместе с конденсатом.

Схема подачи потоков аминового раствора с одинаковой (А) и разной (Б) температурой абсорбента представлена на рисунке 3.37.

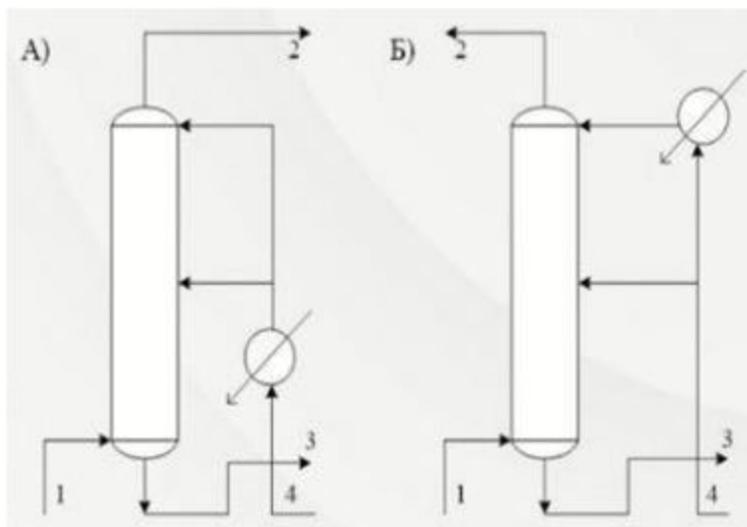


Рисунок 3.37. Схема подачи потоков аминового раствора с одинаковой (А) и разной (Б) температурой абсорбента: 1 – газ на очистку; 2 – очищенный газ; 3 – насыщенный раствор абсорбента; 4 – регенерированный раствор абсорбента; 1 – абсорбер; 2 – холодильник

Второй и третий из описанных способов определяют подачу абсорбирующего раствора двумя потоками. В первом случае реактив подают одной температуры, во втором - разной.

Это экономичный способ, позволяющий сократить расход как энергии, так и активного раствора. Дополнительный подогрев не производится ни на одном этапе. По

технологической сути он является двухуровневой очисткой, предоставляющей возможность с наименьшими потерями подготовить товарный газ к подаче в магистраль.

Третий способ. Предполагает поставку абсорбера в очищающую установку двумя потоками разной температуры. Методика применяется, если кроме сероводорода и углекислоты в сыром газе есть еще и CS_2 , и COS .

Преобладающая часть абсорбера, примерно 70–75 %, разогревается до 60–70°C, а оставшаяся доля только до 40 °С. Подаются потоки в абсорбер так же, как в вышеописанном случае: сверху и в середину.

Формирование зоны с высокой температурой дает возможность быстро и качественно извлечь органические загрязнения из газовой массы внизу очищающей колонны. А вверху диоксид углерода и сероводород осаждаются амином стандартной температуры.

Четвертый способ. Эта технология предопределяет подачу водного раствора амина двумя потоками с разной степенью регенерации. То есть один поставляется в неочищенном виде, с содержанием сероводородных включений, второй - без них.

Первый поток нельзя назвать полностью загрязненным. Он только частично содержит кислые компоненты, потому что часть из них удаляется в ходе охлаждения до +50°/+60 °С в теплообменнике. Этот поток раствора забирается с нижней насадки десорбера, охлаждается и направляется в среднюю часть колонны. Схема аминовой очистки газа с разветвленными потоками раствора разной степени регенерации представлена на рисунке 3.38.

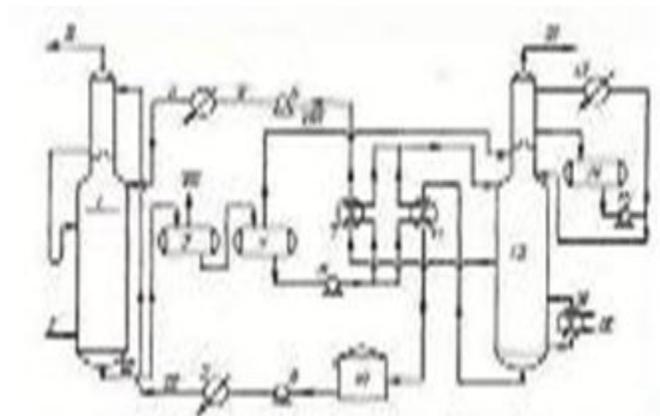


Рисунок 3.38. Схема аминовой очистки газа с разветвленными потоками раствора разной степени регенерации: I – газ на очистку; II – очищенный газ; III – кислый газ; IV – тонко регенерированный амин; V – грубо регенерированный амин; VI – насыщенный амин;

VII, VIII – экспанзерные газы;

1 – абсорбер; 2, 5, 13 – холодильники; 3, 4 – экспанзеры; 6, 8, 9, 15 – насосы;

7, 11 – теплообменники; 10 – емкость регенерированного амина; 12 – десорбер; 14 – рефлюксная емкость; 16 – кипятильник

При значительном содержании сероводородных и углекислых компонентов в газообразном топливе очистку производят двумя потоками раствора с разной степенью регенерации.

Глубокую очистку проходит только та часть раствора, которую нагнетают в верхний сектор установки. Температура этого потока обычно не превышает 50 °С. Здесь выполняется тонкая чистка газообразного топлива. Эта схема позволяет сократить расходы как минимум на 10 % за счет сокращения расхода пара.

Понятно, что способ очистки выбирают, исходя из наличия органических загрязнений и экономической целесообразности. В любом случае разнообразие технологий позволяет подобрать оптимальный вариант. На одной и той же установке аминовой обработки газа можно варьировать степень очистки, получая голубое горючее с нужными для работы газовых котлов, плит, обогревателей характеристиками

3.4.2.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребления

В таблице 3.11 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, полученные по результатам опыта нефтедобывающих компаний Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.11. Потребление энергетических ресурсов на тонну H₂S, удаляемого в установке аминовой очистки

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	70	80
2	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	1500	3000
3	Охлаждающая вода	м ³ /т, ΔT = 10 °С	25	35

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются сепаратор, теплообменник, неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматривается).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Основными отходами технологического процесса являются отходы, приведенные в таблице ниже:

№ п/п	Наименование отхода	Код отхода	Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/ тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
1	2	3	4	5
1	Аминовый шлам	07 01 10*	0,000007723	0,000010551
2	Аминосодержащие растворы	07 01 01*	0,000033042	0,000036808
3	Использованный активированный уголь	19 09 04	0,000000036	0,000024499

3.4.3. Демеркаптанизация (Щелочная очистка)

Демеркаптанизация (Щелочная очистка) предназначена для удаления активных серосодержащих (H_2S , RSH), кислородосодержащих (жирных-, нафтеновых и других кислот, фенолов) соединений, а также для нейтрализации серной кислоты и продуктов взаимодействия с углеводородами (сульфакислот, эфиров серной кислоты).

Демеркаптанизация газолина для глубокого удаления меркаптанов осуществляется каталитическим превращением меркаптанов в малоагрессивные дисульфиды с последующим полным или частичным удалением последних. Наибольшее распространение получил процесс "MEROX" фирмы "UOP" с использованием щелочного раствора катализатора (органических солей кобальта). Он снижает содержание меркаптанов до 0,0005 мас. % (5 мг/кг) при начальном их содержании от 0,2 мас. %. Технологическая схема процесса MEROX представлена на рисунке 3.39.

Сероочистка газолина по способу "MEROX" включает аминовую очистку от сероводорода, карбонилсульфида и щелочную очистку от меркаптанов.

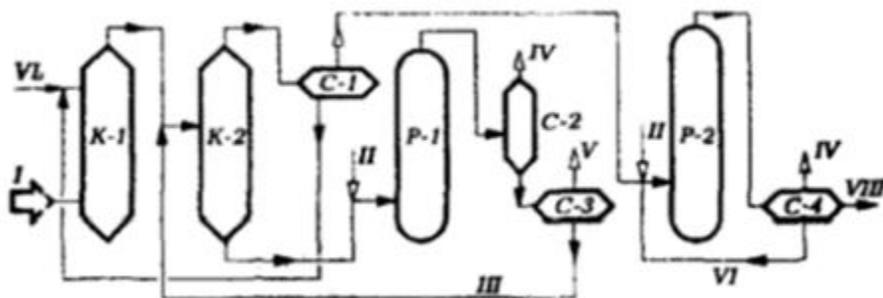


Рисунок 3.39. Технологическая схема процесса MEROX:

I – сырье; II – воздух; III – регенерированный раствор щелочи ("Мерокс");

IV – отработанный воздух; V – дисульфиды; VI – циркулирующий раствор щелочи ("Мерокс"); VII – свежая щелочь; VIII – очищенный продукт

Щелочная очистка от меркаптанов осуществляется предварительным защелачиванием сырья от остаточного сероводорода с последующей экстракцией меркаптанов из газолена щелочным раствором и регенерацией щелочи в присутствии гомогенного фталоцианинового катализатора и кислорода воздуха. Для достижения низкого содержания общей серы в нефти поток очищенного газолена смешивается с основным потоком более тяжелых фракций нефти.

3.4.3.1. Текущие уровни эмиссий

Выбросы в атмосферу

Основным источником эмиссий в атмосферный воздух являются блок термоокислителя (инсинератора). Подробнее в п.3.13.6.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

К основным технологическим отходам относятся отходы, приведенные ниже:

№ п/п	Наименование отхода	Код отхода	Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/ тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
1	2	3	4	5
1	Водно-щелочной раствор после очистки углеводов от сернистых соединений	05 01 11*	0,000000584	0,000017226
2	Щелочесодержащий шлам	06 02 99	0,000002107	0,000005028

3.4.4. Компримирование газа

Компрессорная станция - стационарная или подвижная установка, предназначенная для получения сжатых газов.

Станция состоит из компрессора и вспомогательного (дополнительного) оборудования. Чаще всего компрессорная станция представляет собой блок-бокс, в котором и размещается все установленное оборудование с обвязкой Станции

оснащаются системами пожаротушения, освещения, вентиляции, сигнализации, газоанализа и т. д. Компрессорные станции (в отличие от компрессорных установок) эксплуатируются на открытом воздухе даже при отрицательных температурах в зимний период времени. Так как требуется установка компрессорной станции непосредственно рядом с добывающей скважиной, то компрессорная станция должна быть в блочно-модульном исполнении (МКС) (рисунок 3.40).

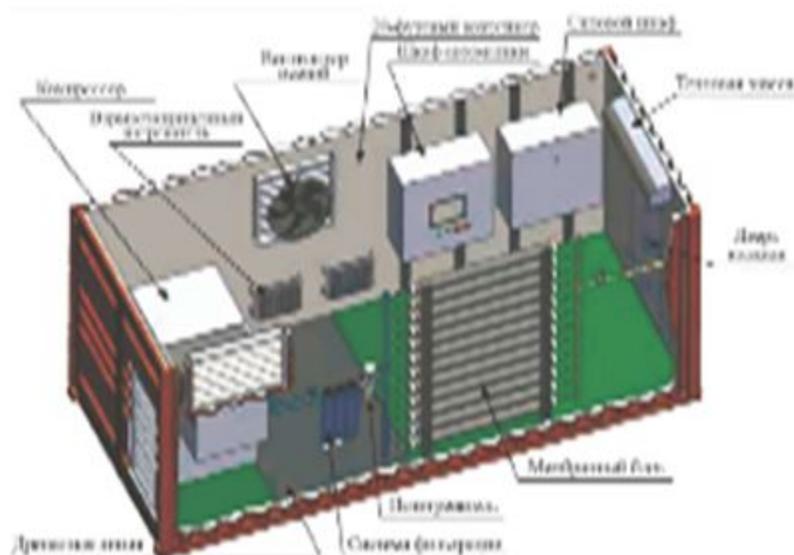


Рисунок 3.40. Типовая схема размещения оборудования МКС

Для установки станции устройство специальных фундаментов не требуется. Достаточно установить контейнер на ровную твердую поверхность.

Работа станции полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала.

В зависимости от требуемых параметров станция может состоять из нескольких контейнеров, стекающихся между собой непосредственно на месте эксплуатации.

Преимущества МКС:

взрывобезопасное исполнение;

полная автоматизация;

не требует специального фундамента;

оснащена системами вентиляции, отопления, освещения, пожарной сигнализации.

Главным элементом ДКС является группа газоперекачивающих агрегатов, которые могут работать как по параллельной, так и по последовательной схеме. Под вспомогательным оборудованием подразумевается любые дополнительные устройства, необходимые для корректной работы станции: система маслоснабжения, система подготовки газа собственных нужд, системы электроснабжения, системы автоматики и т.д. Основная классификация применяемых в ГПА компрессоров (рисунке 3.41):

поршневые;

винтовые;
центробежные.

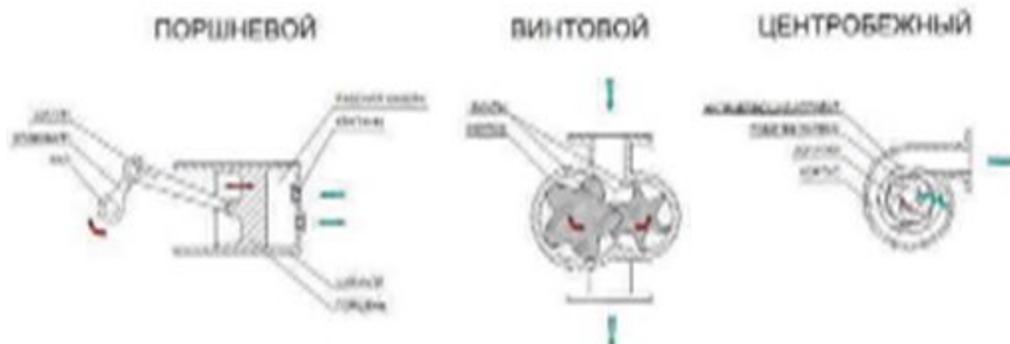


Рисунок 3.41. Классификация применяемых в ГПА компрессоров

Технология компримирования включает устройство для сжатия многокомпонентных газов, в частности ПНГ (рисунок 3.42).

Установка компримирования ПНГ (на схеме условно показана одна ступень компримирования) состоит из компрессора 1 и фракционирующего абсорбера 2, оборудованного блоком теплообменных элементов 3, возможно, с насадкой 4, оснащенного линиями подачи ПНГ I и вывода сжатого газа II, подачи стабильной нефти III и вывода нестабильной нефти V, подачи/вывода хладагента IV (условно показана противоточная подача последнего).

При работе установки ПНГ I сжимают в компрессоре 1 и подают во фракционирующий абсорбер 2 ниже блока теплообменных элементов 3, выше которого подают стабильную нефть III, которая при противоточном контактировании с горячим сжатым ПНГ (компрессором) в условиях градиента температур, создаваемого за счет охлаждения хладагентом IV, абсорбирует углеводороды C4+ газа и частично стабилизируется. Полученную нестабильную нефть V выводят с низа фракционирующего абсорбера 2.

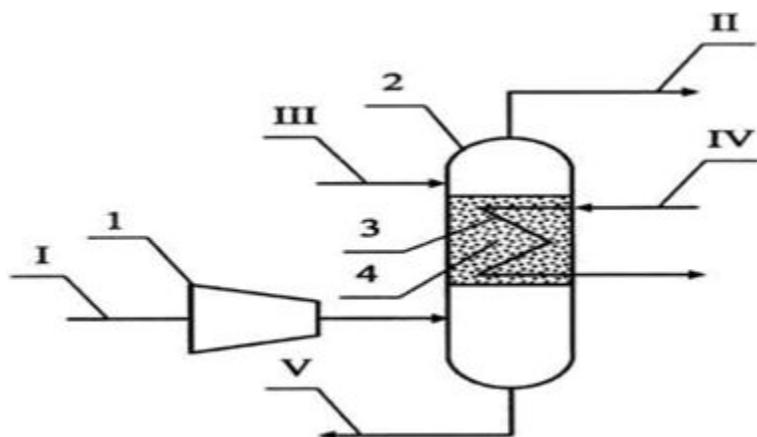


Рисунок 3.42. Установка компримирования ПНГ

Техническим результатом является упрощение установки и снижение энергозатрат.

Другим вариантом технологии является комплексная система подготовки ПНГ, включая его компримирование, для подачи газа в газлифтную систему и в межпромысловый коллектор - транспортный трубопровод.

Система включает использование турбокомпрессорного агрегата со ступенью низкого и высокого давления, фильтра-сепаратора и входного сепаратора для отделения газа от конденсата, воды и механических примесей, которые устанавливаются перед ступенью низкого давления, а за ступенью низкого давления - АВО газа, сепаратора для отделения газа от жидкости с патрубками входа газа, выхода газа и выхода жидкости, промежуточного и конечного АВО газа, который устанавливают за первой и второй ступенями высокого давления, промежуточного и конечного сепараторов для отделения газа от жидкости с патрубками входа газа, выхода газа, выхода конденсата и воды.

Технология предусматривает использование дополнительного АВО газа, который последовательно соединяют с выходом АВО газа, расположенным после промежуточного сепаратора высокой степени сжатия турбокомпрессорного агрегата, и дополнительного насоса, которым подают смешанный поток конденсата и ингибиторов парафинообразования по трубопроводу в новый узел подачи конденсата и ингибитора гидратообразования между последовательно соединенными АВО газа. На рисунке 3.43 приведена принципиальная технологическая схема.

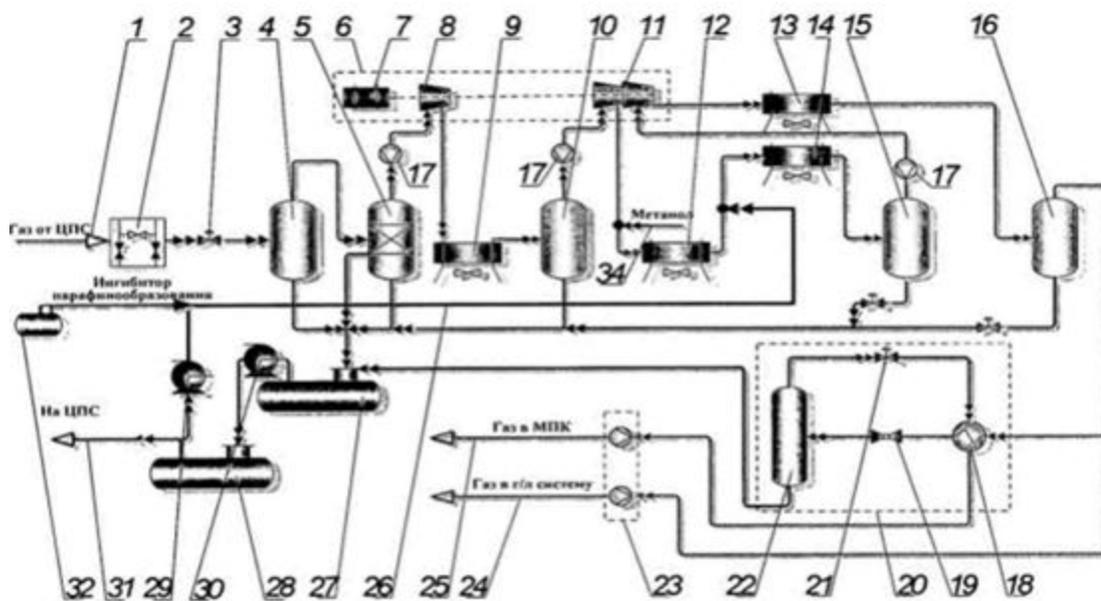


Рисунок 3.43. Система подготовки ПНГ

Система включает блок редуцирования газа 2, снижающий давление ПНГ, поступающего по трубопроводу 1, предохранительные клапаны 3 и 21, служащие для предотвращения повышения давления, входной сепаратор 4, фильтр-сепаратор тонкой очистки 5. В состав турбокомпрессорного агрегата (ТКА) 6 входят газотурбинный привод 7 и два корпуса сжатия: корпус низкого давления 8 (КНД) и корпус высокого давления 11 (КВД), обеспечивающие последовательное трехступенчатое компримирование ПНГ. Технологические узлы замера газа 17, контролирующие работу ТКА 15, установлены перед каждой ступенью компримирования. Промежуточные АВО газа 9 и 12, дополнительный АВО газа 14, соединенный последовательно с выходом АВО газа 12, а также конечный АВО газа 13, установленные после каждой ступени компримирования, обеспечивающие охлаждение ПНГ. Промежуточные и конечный сепараторы 10, 15, 16 для очистки газа. Метанолопровод 34, предусмотренный для подачи ингибитора гидратообразования (метанола). Блок низкотемпературной сепарации газа 20, состоящий из рекуперативного теплообменника 18, регулятора давления 19 и низкотемпературного сепаратора 22. Трубопровод 25 для подачи подготовленного газа, трубопровод 24 для подачи газлифтного газа, а также блок замера газа 23. Для сбора жидких углеводородов от сепараторов 4, 5, 10, 15, 16, 22 предусмотрена накопительная емкость 27, полупогружной насос 30, перекачивающий жидкость в дренажную емкость 28, трубопровод 31. Насос 29, подающий смесь конденсата (из емкости 28) и ингибитора парафинообразования из отдельно стоящей емкости 32 по трубопроводу 26.

ПНГ от центрального пункта сбора по трубопроводу 1 поступает в блок редуцирования газа 2, где производится снижение давления газа. На выходе из блока предусмотрены предохранительный клапан 3, служащий для предотвращения повышения давления на входе ТКА 6 выше номинального в случае отказа регуляторов давления в блоке редуцирования 2. После блока редуцирования 2 газ направляется во входной сепаратор 4, где производится улавливание капельной жидкости, содержащейся в ПНГ, а также жидкостных пробок. Далее газ поступает на вход сепаратора тонкой очистки (фильтр-сепаратор) 5, где производится окончательная очистка газа от жидкости и механических примесей для входного газа ТКА 6 (по техническим условиям). После сепараторов тонкой очистки 5 газ направляется на вход, по меньшей мере, одного ТКА 6. В состав ТКА 6 входит газотурбинный привод 7 и два корпуса сжатия: КНД 8 и КВД 11. В корпусах сжатия газ последовательно сжимается до 1,16 МПа в первом корпусе КНД 8 и до давления 8,16 МПа - во втором КВД 11. После КНД 8 производится промежуточное охлаждение газа в АВО газа 9. Выделившаяся при охлаждении газа жидкость улавливается в промежуточном сепараторе 10. На выходе из первой секции сжатия КВД в поток газа подается по метанолопроводу 34 ингибитор гидратообразования (метанол) с охлаждением в АВО газа 12, а в поток газа, вышедший из АВО газа 12 с температурой и давлением,

определенными техническим регламентом работы компрессорной станции, дополнительным насосом 29 подается смесь конденсата (из емкости 28) и тем же дополнительным насосом 29 подается ингибитор парафинообразования (из отдельно стоящей емкости 32 для его хранения), далее газ поступает в АВО газа 14, где температура газа снижается до 5 - 6°С, что на 10 - 15 градусов ниже штатной, это снижение температуры дает возможность извлечь из газа (в сепараторе 15) дополнительное количество жидких углеводородов, что, в свою очередь, повышает общую добычу нефтепромысла и существенно снижает количество жидкости в газлифтном газе, подаваемом по трубопроводу 24. Подача метанола в поток газа предотвращает образование гидратов в нижних секциях АВО газа 12 и 14. Подача смеси конденсата и ингибитора парафинообразования предотвращает отложения парафинов в АВО газа 14, так как компрессорная станция компримирует ПНГ с высоким содержанием парафинов. После второй секции сжатия КВД 11 газ охлаждается в концевых АВО газа 13. Выделившаяся после охлаждения газа жидкость, состоящая из воды и конденсата, улавливается в концевом сепараторе 16.

Для контроля работы ТКА 6 перед каждой ступенью компримирования предусмотрен узел замера газа 17. Замерные устройства располагаются в ангаре ТКА 6. После концевого сепаратора 16 часть скомпримированного газа по трубопроводу 24 отбирается для циклической газлифтной системы промысла, остальная часть поступает в блок НТС 20 для осушки. Замер газлифтного газа предусматривается в блоке 23.

В состав оборудования установки НТС 20 входят рекуперативный теплообменник 18, регулятор давления 19 и низкотемпературный сепаратор 22. Скомпримированный газ после отбора газлифтного газа поступает на вход рекуперативного теплообменника 18, где охлаждается потоком осушенного газа от низкотемпературного сепаратора 22, после чего поступает на регулятор давления 19, где давление газа снижается. Температура при этом снижается, обеспечивая необходимую температуру точки росы газа по воде и углеводородам до нормативных параметров осушенного газа. На выходе низкотемпературного сепаратора 22 предусмотрен предохранительный клапан 21, служащий для предотвращения повышения давления выше рабочего в случае отказа регуляторов давления и рассчитанный на полную производительность сепаратора. После низкотемпературного сепаратора 22 осушенный газ направляется на коммерческий замер в блок замера газа 23.

Конденсат, выделившийся в сепараторах 4, 5, 10, 15, 16, 22, поступает в накопительную емкость 27, из нее полупогружным насосом 30 откачивается в емкость 28, далее по трубопроводу 31 на центральный пункт сбора.

При подготовке газлифтного газа предлагаемым способом достигается температура ниже, чем в газлифтной системе, что изменяет технологический режим подготовки газа

и дополнительно увеличивает выход конденсата на сепараторах 15 и 16, а также существенно снижает количество тяжелых углеводородов в паровой фазе газа, подаваемого в газлифтную систему по трубопроводу 24.

3.4.4.1. Текущие уровни потребления

В таблице 3.12 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, полученные по результатам опыта нефтедобывающих компаний Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.12. Потребление энергетических при эксплуатации дожимной компрессорной станции.

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/ч	55	175
2	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/г	47,9	82,6
		Гкал/ч	0,011	0,19
3	Охлаждающая вода	м3/ч	40	145

3.4.4.1. Текущие уровни эмиссий

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), компрессорные установки. Характеристика выбросов приведена в разделе 3.13.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Характеристика образования отходов приведена в разделе 3.13.

3.4.5. Производство сжиженного природного газа

Технологическая цепочка производства сжиженного природного газа начинается с добычи природного газа на месторождении и транспортировки его к месту сжижения. Вначале производится подготовка природного газа к сжижению – очистка от механических и химических примесей и дегидрирование (осушка).

После удаления примесей и осушки природный газ сжимается, охлаждается и в процессе охлаждения сжижается. Сжижение газа – это переход газовой фазы вещества

в жидкое состояние, которое достигается охлаждением газа ниже критической температуры и последующей конденсацией в результате отвода теплоты конденсации (парообразования).

Для сжижения природного газа применяют три способа его охлаждения: использование джоуль-томсонского эффекта дросселирования газа, изоэнтропийное расширение газа, испарение жидкостей (хладоагентов).

Сжижение природного газа (после его очистки, дегидратации и сепарации более тяжелых, чем метан, углеводородов) производится в серии теплообменников, обеспечивающих последовательное, полное сжижение и некоторое переохлаждение газа. Завод по сжижению газа, в сущности, подобен огромному холодильнику, который производит охлаждение и перевод обычного природного газа (предварительно очищенного) в жидкое состояние.

СПГ представляет собой бесцветную жидкость без запаха, плотность которой в 2 раза меньше плотности воды.

На 75-99 % состоит из метана. Температура кипения – 158...–163 °С.

В жидком состоянии не горюч, не токсичен, не агрессивен.

Для использования подвергается испарению до исходного состояния.

При сгорании паров образуется диоксид углерода (углекислый газ, CO₂) и водяной пар. В промышленности газ сжижают как для использования в качестве конечного продукта, так и с целью использования в сочетании с процессами низкотемпературного фракционирования ПНГ и природных газов, позволяющие выделять из этих газов газовый бензин, бутаны, пропан и этан, гелий.

СПГ получают из природного газа путем сжатия с последующим охлаждением.

При сжижении природный газ уменьшается в объеме примерно в 600 раз.

Перевод 1 тонны СПГ в кубометры (м³).

1 тонна СПГ - это примерно 1,38 тыс м³ природного газа после регазификации. Примерно - потому что плотность газа и компонентный на разных месторождения разная.

Кроме метана в состав природного газа могут входить: этан, пропан, бутан и некоторые другие вещества.

Плотность газа изменяется в интервале 0,68–0,85 кг/м³, но зависит не только от состава, но и от давления и температуры в месте расчета плотности газа. Стандартные условия для температуры и давления – это установленные стандартом физические условия, с которыми соотносят свойства веществ, зависящие от этих условий. Национальный институт стандартов и технологий (NIST) устанавливает температуру 20 °С (293,15 К) и абсолютное давление 1 атм. (101.325 кПа), и этот стандарт называют нормальной температурой и давлением (NTP).

Плотность компонентов газа сильно различается:

метан - 0,668 кг/м³,

этан - 1,263 кг/м³,
пропан - 1,872 кг/м³.

Поэтому, в зависимости от компонентного состава изменяется и количество м³ газа при переводе из тонн.

Перевод 1 м³ СПГ в 1 м³ регазифицированного природного газа

Пропорции тоже зависят от компонентного состава.

В среднем принимается соотношение 1: 600.

1 м³ СПГ - это примерно 600 м³ природного газа после регазификации.

Процесс сжижения идет ступенями, на каждой из которых газ сжимается в 5-12 раз, затем охлаждается и передается на следующую ступень. Собственно сжижение происходит при охлаждении после последней стадии сжатия.

Процесс сжижения таким образом требует значительного расхода энергии - до 25 % от ее количества, содержащегося в сжиженном газе.

Ныне применяются 2 техпроцесса:

конденсация при постоянном давлении (компримирование), что довольно неэффективно из-за энергоемкости,

теплообменные процессы: рефрижераторный - с использованием охладителя и турбодетандерный/дросселирование с получением необходимой температуры при резком расширении газа.

В процессах сжижения газа важна эффективность теплообменного оборудования и теплоизоляционных материалов.

При теплообмене в криогенной области увеличение разности температурного перепада между потоками всего на 0,5°C может привести к дополнительному расходу мощности в интервале 2–5 кВт на сжатие каждых 100 тыс м³ газа.

Недостаток технологии дросселирования - низкий коэффициент ожижения - до 4%, что предполагает многократную перегонку.

Применение компрессорно-детандерной схемы позволяет повысить эффективность охлаждения газа до 14 % за счет совершения работы на лопатках турбины.

Термодинамические схемы позволяют достичь 100 % эффективности сжижения природного газа:

каскадный цикл с последовательным использованием в качестве хладагентов пропана, этилена и метана путем последовательного снижения их температуры кипения,

цикл с двойным хладагентом - смесью этана и метана,
расширительные циклы сжижения.

Известно 7 различных технологий и методы сжижения природного газа:

для производства больших объемов СПГ лидируют техпроцессы AP-SMR™, AP-C3MR™ и AP-X™ с долей рынка 82% компании Air Products, технология OptimizedCascade, разработанная ConocoPhillips,

использование компактных GTL-установок, предназначенных для внутреннего использования на промышленных предприятиях,

локальные установки производства СПГ могут найти широкое применение для производства газомоторного топлива (ГМТ),

использование морских судов с установкой сжижения природного газа (FLNG), которые открывают доступ к газовым месторождениям, недоступным для объектов газопроводной инфраструктуры,

использование морских плавающих платформ СПГ, к примеру, которая строится компанией Shell в 25 км от западного берега Австралии.

Процесс сжижения газа

На рисунке 3.44 представлен процесс сжижения газа.

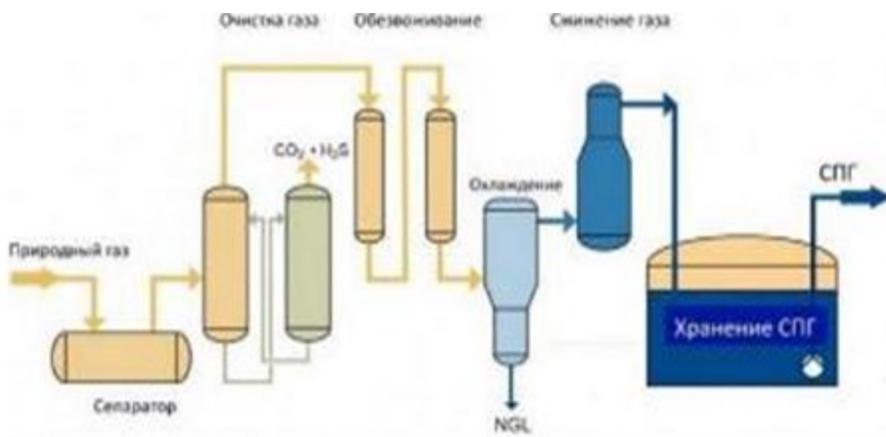


Рисунок 3.44. Принципиальная схема процесса сжижения газа

Оборудование СПГ-завода

установка предварительной очистки и сжижения газа;

технологические линии производства СПГ;

резервуары для хранения, в том числе специальные криоцистерны, устроенные по принципу сосуда Дюара;

для загрузки на танкеры – газовозы;

для обеспечения завода электроэнергией и водой для охлаждения.

Существует технология, позволяющая сэкономить на сжижении до 50% энергии, с использованием энергии, теряемой на газораспределительных станциях (ГРС) при дросселировании природного газа от давления магистрального трубопровода (4-6 МПа) до давления потребителя (0,3-1,2 МПа):

используется как собственно потенциальная энергия сжатого газа, так и естественное охлаждение газа при снижении давления.

дополнительно экономится энергия, необходимая для подогрева газа перед подачей к потребителю.

Чистый СПГ не горит, сам по себе не воспламеняем и не взрывается.

На открытом пространстве при нормальной температуре СПГ возвращается в газообразное состояние и быстро растворяется в воздухе.

При испарении природный газ может воспламениться, если произойдет контакт с источником пламени.

Для воспламенения необходимо иметь концентрацию испарений в воздухе от 5 % до 15 %.

Если концентрация до 5 %, то испарений недостаточно для начала возгорания, а если более 15 %, то в окружающей среде становится слишком мало кислорода.

Для использования СПГ подвергается регазификации - испарению без присутствия воздуха.

3.4.5.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.13 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, полученные по результатам опыта нефтедобывающих компаний Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.13. Потребление энергетических ресурсов установки процесса СПГ

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	МВт/ч	1,6	8
2	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,0825	0,0688

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений, сепаратор (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.4.5.1. Очистка и осушка СУГ.

Концентрация сернистых соединений (сероводорода, меркаптанов, сероуглерода и др.) в СУГ и ШФЛУ, получаемых при отбензинивании сернистых газов и стабилизации

сернистых газовых конденсатов, преимущественно, выше допустимого уровня, устанавливаемого нормативными требованиями.

Для практически полного удаления из СУГ и ШФЛУ меркаптанов используют демеркаптанизацию на катализаторах, содержащих хелатные соединения металлов VI группы в растворе гидроксида натрия.

Демеркаптанизация - процесс обессеривания сжиженных углеводородных газов и дезодорации высококипящих углеводородных бензиновых, керосиновых, дизельных фракций и нефтей. На сегодняшний день процессы демеркаптанизации представлены технологиями Mercox, Mericat, Demerus, DMD.

В основу обессеривания легкого углеводородного сырья (сжиженных углеводородных газов) положена реакция извлечения меркаптанов щелочными агентами (см. реакцию 1) и последующим окислением меркаптидов натрия до дисульфидов (см. реакцию 2) с регенерацией исходного щелочного раствора в присутствии гомогенных или гетерогенных фталоцианиновых катализаторов отдельно от углеводородного сырья. Данный способ позволяет обеспечить снижение общей серы до остаточного содержания 10 ppm в пропан-пропиленовой фракции, бутан-бутиленовой фракции или их смесей представленной в основной метил- и этилмеркаптанами.

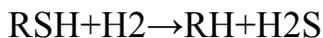


Суть дезодорации высококипящих углеводородных бензиновых, керосиновых, дизельных фракций и нефтей заключается в окислении меркаптанов (см. реакцию 3), находящихся в углеводородной фазе до дисульфидов кислородом воздуха также в присутствии катализаторов. Другими словами, перевод коррозионно-агрессивной меркаптановой серы в инертные дисульфиды. В этом случае снижение общей серы в углеводородном сырье не происходит.



Дисульфиды применяются в различных отраслях промышленности. Дисульфиды щелочных металлов, аммония и кальция являются инсектоfungицидами. Дисульфиды аммония, калия и натрия используются для сульфирования и воронения поверхности стальных и чугунных изделий с целью придания им коррозионной стойкости. А с помощью смеси дисульфидов натрия и калия (серная печень) в кожевенной промышленности снимают волос со шкур. Действие растворов серной печени связано не только с их высокой щелочностью, но и с окислительными свойствами.

Гидроочистка газоконденсатов позволяет удалить из газоконденсатов все классы сернистых соединений, а также другие гетероатомные соединения - азот- и кислородсодержащие. В основе процесса - перевод всех сернистых соединений, растворенных в конденсате, в сероводород:



В качестве катализаторов используют алюмокобальтмолибденовые и алюмоникельмолибденовые, иногда в последний добавляют для прочности 5 – 7 % диоксида кремния.

Процесс проводят при температуре 310 – 370 °С, давлении 2,7 - 4,7 МПа, режимные показатели подбирают в зависимости от используемого катализатора и сырья.

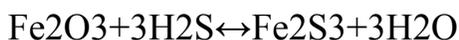
Адсорбционная очистка от сернистых соединений проводится с помощью природных и синтетических твердых сорбентов: бокситов, оксида алюминия, силикагелей, цеолитов и др.

При проведении адсорбции при повышенных температурах 300 – 400 °С протекают адсорбционно-каталитические процессы, приводящие к разложению сероорганических соединений или переводу их в неактивные формы. Адсорбционную очистку целесообразно применять при небольшом содержании серы - до 0,2 % масс.

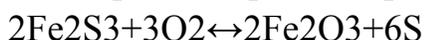
Наряду с несомненными достоинствами адсорбционного метода - мягкие условия технологического процесса (низкая температура и небольшое давление), простота аппаратного оформления - он обладает и существенными недостатками. Многие адсорбенты, в том числе и цеолиты, особенно импортные, все еще являются достаточно дорогими и дефицитными. Низкая адсорбционная емкость адсорбентов требует применения больших их количеств с частой регенерацией. После нескольких циклов регенерации адсорбенты частично закоксовываются и подвергаются механическому разрушению. Это вызывает необходимость в периодической полной замене адсорбентов. Поэтому применение метода адсорбционной очистки ограничено достаточно узкой областью - очисткой легких углеводородов с низкой концентрацией сернистых соединений (до 0,2% масс).

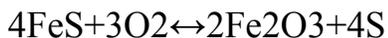
Помимо традиционных адсорбентов, в последние годы разрабатывают поглотители на основе оксидов молибдена, теллура, марганца и карбонатов щелочных металлов, которые осуществляют не только физическую адсорбцию, но и хемосорбцию.

Оксиды цинка, железа, меди относятся к наиболее распространенным твердым хемосорбентам. При использовании оксидов железа (наиболее старый способ) протекают реакции:



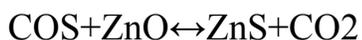
Регенерация сорбента проводится воздухом по реакциям:





В зависимости от количества подаваемого на регенерацию воздуха можно получать как элементарную серу, так и оксиды серы. Метод характеризуется дешевизной, возможностью регенерации хемосорбента, но существенным его недостатком является низкая степень очистки от сероводорода (до 10 мг/м³) и невозможность использования образующейся серы.

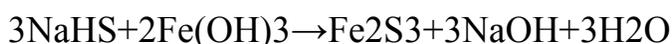
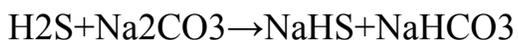
При очистке с помощью оксидов цинка протекают реакции не только с сероводородом, но и с другими сернистыми соединениями:



Температура процесса 350 – 400 °С, а сероёмкость сорбента достигает 30 %. Остаточное содержание серы в газе до 1 мг/м³. Процесс достаточно универсальный, широко используется в промышленности, однако при этом сам хемосорбент не подлежит регенерации. При очистке с помощью оксидов меди процесс протекает с большой скоростью, но хемосорбент также не подлежит регенерации.

Широкое распространение получила хемосорбционно-каталитическая система. На первой стадии проводят каталитическое гидрирование сероорганических соединений до углеводородов и сероводорода, а далее - хемосорбцию сероводорода поглотителями (оксидами цинка, железа или меди). В России разработан низкотемпературный хемосорбент ГИАП-10-2 на основе оксида цинка с активирующей добавкой оксида меди.

Близкий к этому - железо-содовый метод. Основан на использовании в качестве поглотительного раствора взвеси гидроксида двух- и трехвалентного железа



Регенерацию поглотительного раствора осуществляют пропуская через него воздух. При этом около 70 % сероводорода переводится в элементарную серу, а 30 % - окисляется до тиосульфата натрия.

Экстракционная очистка основана на использовании экстрагентов, селективно извлекающих из газоконденсатов сернистые соединения. В качестве экстрагентов предложены водные растворы этаноламинов, диметилформамид, диэтиленгликоль, диметилсульфоксид и др.

Однако ни один из применяемых в настоящее время экстрагентов не удовлетворяет всем необходимым требованиям - высокая растворяющая способность по отношению к сернистым соединениям, большая плотность, низкая вязкость, доступность и дешевизна, отсутствие токсичности и коррозионных свойств.

2. После очистки от сернистых соединений СУГ подается на блок адсорбционной осушки (рисунок 3.45).

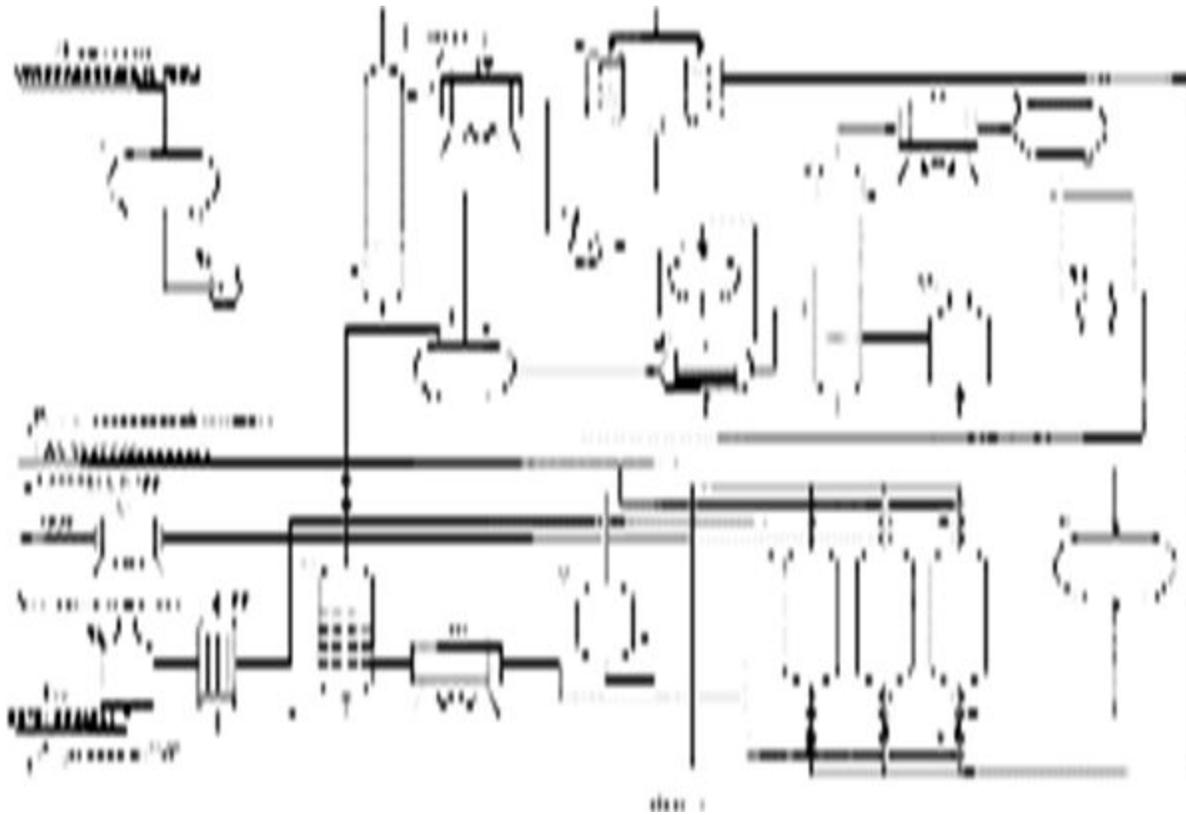


Рисунок 3.45. Блок адсорбционной осушки- принципиальная технологическая схема
Адсорбция остаточного количества водометанольного раствора осуществляется в адсорберах 3, заполненных цеолитами марки NaA и NaX.

СУГ из емкости-фильтра 9 поступают в нижнюю часть одного из адсорберов 3 на осушку. С верха адсорбера 3 осушенные СУГ с остаточным содержанием водометанольного раствора не более 50 ppm отводятся в товарно-сырьевые склады.

Режим адсорбции водометанольного раствора в одном адсорбере 3 продолжается около 24-48 ч при температуре около 30-50 °С и давлении 1,2÷2,0 МПа. После этого на адсорбцию переключается другой подготовленный адсорбер 3, а отработанный адсорбер 3 переходит в режим регенерации и охлаждения.

Из отработанного адсорбера 3 с помощью перекачивания газом жидкие СУГ сливаются в емкость 8. После опорожнения адсорбера 3 открывается приводная арматура на линиях продувки газом. Продувку адсорбера 3 осуществляют в течение 20 мин в сепаратор 11. Продувочный газ сбрасывается в топливную линию установки, а остаточные жидкие углеводороды возвращаются в буферную емкость 4. Общее время слива и продувки - около 40 мин. Затем клапаны продувки и сброса жидкости закрывают.

Для проведения 24-часового цикла тепловой регенерации (десорбции из слоя адсорбента метанола и воды) открывают соответствующую приводную арматуру и подают в адсорбер 3 сверху вниз с расходом около 1500-3000 м³/ч горячий газ регенерации (метан), предварительно подогреваемый в огневом подогревателе 16. Адсорбер 3 считается регенерированным, если температура газа регенерации, выходящего из его нижней части, составляет не менее 200°С. Газ регенерации из адсорберов 3 охлаждается в аппарате 19 воздушного охлаждения и подается в сепаратор 11, укомплектованный фильтрующими насадочными устройствами, где из него выделяется десорбированный из адсорберов 3 водометанольный раствор. Отсепарированный газ регенерации сбрасывается в топливную сеть.

После окончания цикла регенерации закрывают приводную арматуру на линии газа регенерации, сбрасывают давление газа в адсорбере 3 до 0,15 МПа на свечу, а затем в течение 20 минут продувают азотом, поднимают давление до 1,2÷2,0 МПа и охлаждают цеолиты холодным потоком азота, подаваемого в адсорбер 3 снизу вверх при температуре около 20 °С с расходом 2500-3500 нм³/час. Период охлаждения (около 24 часов) считается законченным, когда температура газа на выходе из верхней части адсорбера 3 снизится до 30÷50 °С. Горячий азот из адсорберов 3 охлаждается в аппарате 20 воздушного охлаждения. Для уменьшения температурных напряжений в металле адсорберов 3 используется рекуперативный теплообменник 22, в котором горячий газ регенерации в начале процесса регенерации охлаждается, а азот в начале процесса охлаждения нагревается. В течение 1 часа постепенно снижают долю газа регенерации, проходящего через теплообменник 22, со 100 % до 0%, а температуру газа на выходе из подогревателя 16 повышают до 300÷350°С.

После охлаждения в адсорбере 3 закрываются приводные арматуры по азотной линии и открываются приводные арматуры для заполнения адсорбера 3 сжиженными углеводородными газами из емкости 8. Уровень жидкости в емкости снижается с 70÷80% до рабочего 35-40%. Адсорбер заполняется пропан-бутановой фракцией (СУГ) в течение 15÷20 мин. Вытесняемый сжиженными углеводородными газами из адсорбера 3 азот и пары пропана сбрасываются на факел. После заполнения адсорбер 3 может быть подключен в цикл осушки.

3.4.5.1.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.14 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, полученные по результатам опыта нефтедобывающих компаний Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.14. Потребление энергетических ресурсов установки адсорбции

	Единицы измерения	Максимальный расход	Минимальный

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	энергетических ресурсов	энергетических ресурсов в год	р а с х о д энергетических ресурсов в год
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	41,05	35,79
2	Удельное потребление тепловой энергии	т/т	0,585	0,0038
3	Удельное потребление топлива	т/т	1,187*	0,773*
4	Оборотная вода	т/т	25,32	5,11

* - Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности предприятия по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются: сепаратор, запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения, буферная емкость неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Основными отходами технологического процесса являются отходы, приведенные в таблице ниже

Наименование отхода	Код отхода	Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/ тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
1	2	3	4
Отработанные картриджные и Мембранные фильтры	05 07 99	0,000000014	0,000006324

3.5. Реагентное хозяйство

3.5.1. Регенерация реагента

На установках подготовки газа и газового конденсата производится регенерация реагентов: метанола, гликолей, гидроксида натрия, аминов.

Регенерацию метанола из водного раствора (водометанольной смеси с содержанием метанола от 15 до 75 % масс.) производят методами ректификации и огневой

регенерации. Регенерированный метанол с содержанием воды не более 10 % массовых направляется по трубопроводу в резервуарный парк (рисунок 3.46).

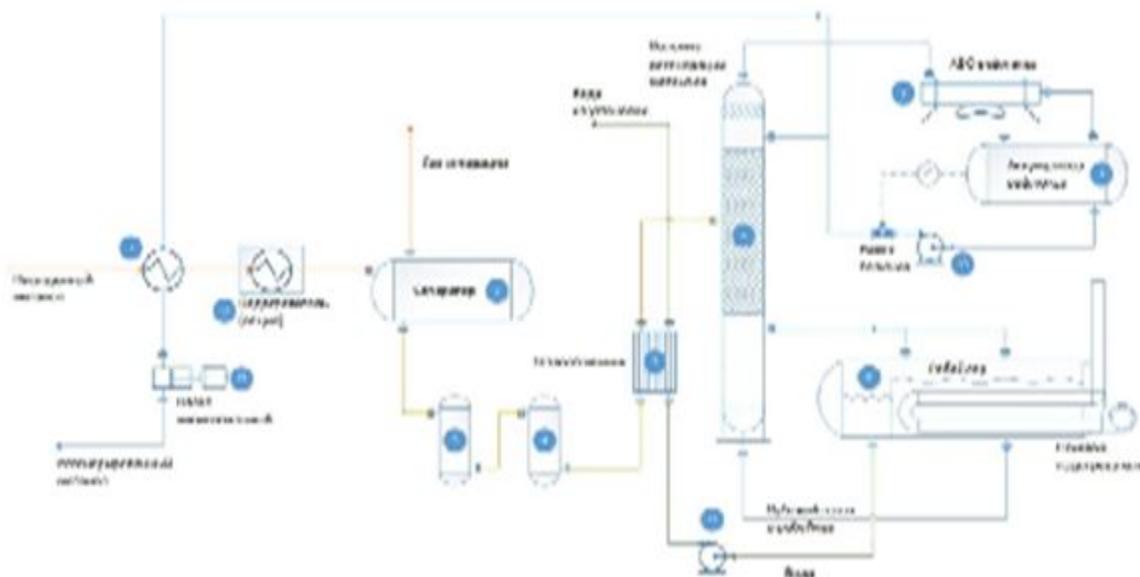


Рисунок 3.46. Процесс регенерации метанола

В таблице 3.15 приведены сведения о технологическом процессе регенерации метанола.

Таблица 3.15 – Описание технологического процесса регенерации метанола

№ п/п	Входной поток	Этап процесса (подпроцесс)	Выходной поток	Основное технологическое оборудование
1	2	3	4	5
1	Водо-метанольный раствор	Отделение конденсата и частичная дегазация	Водо-метанольный раствор, газ дегазации, конденсат	Сепаратор
2	Водо-метанольный раствор	Нагрев	Водо-метанольный раствор	Теплообменник
3	Водо-метанольный раствор	Разделение метанола и воды	Метанол, водяной пар	Колонна

Регенерация гликолей. После насыщения парами воды проводят регенерацию гликолей и возвращают в процесс абсорбции. В зависимости от глубины осушки используют различные способы регенерации: ректификация при атмосферном давлении и под вакуумом, азеотропная перегонка, отпарка воды с применением отдувочного газа, огневая регенерация (таблица 3.16, рисунок 3.47).

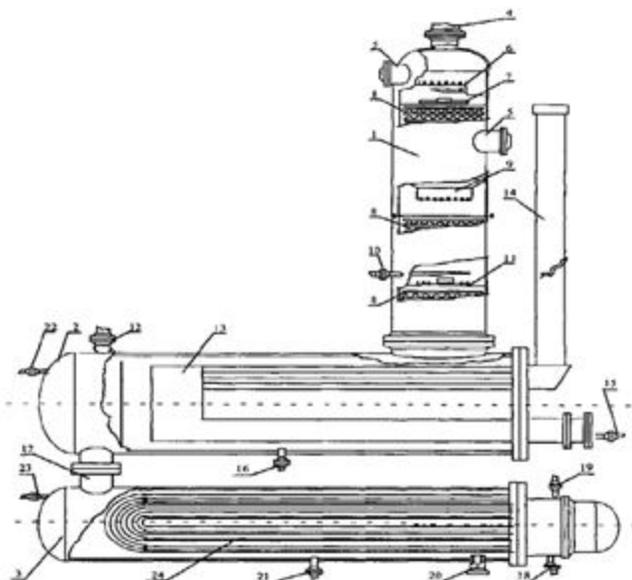


Рисунок 3.47. Схема огневой регенерации гликоля: 1 - вакуумная колонна;

2 - вакуумный испаритель; 3 - буферная емкость; 4 - штуцер выхода паров; 5 - люк-лаз; 6 - тарелка дефлегматора; 7 - тарелка верхняя; 8 - секция регулярной насадки; 9, 11 - тарелка средняя; 10, 18 - штуцер входа гликоля; 12 - штуцер предохранительного клапана; 13 - жаровые трубы; 14 - труба дымовая; 15 - штуцер топливного газа;

16, 21 - штуцер дренажа; 17, 19, 20 - штуцер выхода гликоля; 22 - штуцер выхода гликоля в солесборник; 23 - штуцер входа гликоля из солесборника; 24 трубный пучок

Таблица 3.16. Описание технологического процесса огневой регенерации гликоля

№ п/п	Входной поток	Этап процесса (подпроцесс)	Выходной поток	Основное технологическое оборудование
1	2	3	4	5
1	Гликоль на регенерацию	Выветривание	Выветренный гликоль, газ	Блок дегазации
2	Выветренный гликоль	Фильтрация	Фильтрованный гликоль, соли в солесборник	Блок фильтров
3	Фильтрованный гликоль	Огневая регенерация	Регенерированный гликоль	Установка огневой регенерации

Регенерация КТК (катализаторного комплекса на основе гидроксида натрия)

В процессах щелочной очистки (Мерокс) легкие меркаптаны (R1SH-R4SH) выделяются первыми из жидкой углеводородной фазы путем обеспечения контакта потока с концентрированным щелочным раствором, который затем регенерируется за счет низкотемпературного каталитического окисления, достигаемого путем впрыска

воздуха и преобразования меркаптанов в нефтяные дисульфиды, которые подвергаются дальнейшей сепарации от щелочного раствора. Процесс регенерации щелочи производится окислением меркаптида натрия кислородом воздуха по реакции.

Технология процесса очистки фракции НК-70°С направлена на максимальное извлечение из сырья меркаптанов и остаточного количества сероводорода с целью получения при дальнейшем фракционировании углеводородных фракций (ППФ, ББФ, легкого бензина), пригодных для использования в качестве сырья для нефтехимии и производства высокооктановых компонентов товарного бензина.

Процесс очистки включает в себя:

а) приготовление катализаторного комплекса (КТК), представляющего собой 15%-ый водный раствор гидроксида натрия, также содержит 0,1% катализатора окисления сульфидов;

б) стадию демеркаптанизации сырья, состоящую из следующих процессов:

в) экстракция меркаптанов раствором КТК;

г) водная промывка очищенного продукта;

д) регенерацию раствора КТК;

е) отделение дисульфидов от раствора КТК.

Экстракция сероводорода и меркаптанов происходит по следующим реакциям:

Регенерация раствора КТК в присутствии катализатора происходит по следующим реакциям:

Фракция НК-70 °С, содержащая меркаптаны и остаточное количество сероводорода после аминовой очистки, подается в куб экстрактора меркаптанов. Циркулирующий раствор КТК из сепаратора дисульфидов подается на верхнюю первую тарелку экстрактора. Давление экстракции составляет 18 атм, температура - 40 – 50 °С.

Очищенная фракция НК-70 °С с верха экстрактора направляется в сепаратор щелочи, где происходит ее отделение от унесенных капель раствора КТК. Раствор КТК с низа сепаратора выводится в дегазатор, а фракция НК-70°С с верха сепаратора направляется на стадию водной промывки от следов раствора КТК в колонну водной промывки. Колонна работает при 17 - 19атм и температуре 30 – 40 °С. Очищенная и отмытая фракция НК-70 °С с верха колонны направляется в колонну выделения фракций.

Раствор КТК, насыщенный сульфидами и меркаптидами натрия, из дегазатора подается в куб регенератора, который представляет собой насадочную прямоточную колонну, реакционная зона которой заполнена массообменной насадкой, в качестве которой используются стальные кольца Палля размером 50501. Температура нагрева раствора КТК на входе в регенератор регламентируется 50(2) °С, т.к. уменьшение температуры ниже 45 °С ведет к снижению скорости регенерации, а увеличение температуры раствора КТК выше 60 °С ведет к дезактивации катализатора окисления.

В куб регенератора под опорную решетку через распределительное устройство для окисления сульфидов и меркаптидов подается технологический воздух от компрессора с давлением не менее 6 атм. Отработанный воздух и унесенный регенерированный КТК с дисульфидами из регенератора поступает в сепаратор воздуха, где происходит разделение отработанного воздуха и раствора КТК, содержащего дисульфиды. Отработанный воздух направляется к горелкам печи, а регенерированный раствор КТК с дисульфидами поступает в сепаратор дисульфидов, где за счет гравитационного отстоя дисульфиды отделяются от раствора КТК.

Регенерированный раствор КТК с низа сепаратора дисульфидов подается в обратно в экстрактор меркаптанов. По мере разбавления раствора КТК (за счет образования реакционной воды и солей) до концентрации активной щелочи порядка 6 % масс. часть его периодически, без прекращения циркуляции откачивается в дренажную емкость. Балансовое количество раствора КТК восполняют путем подкачки концентрированного раствора КТК.

Регенерация аминов (рисунок 3.48, таблица 3.17) осуществляется в несколько стадий:

за счет дегазации при снижении давления в гидротурбине и после подогрева в рекуперативных теплообменниках;

методом отпарки кислых компонентов в регенераторе; из регенератора 2/3 полурегенерированного раствора направляется в среднюю часть абсорбера и 1/3 часть регенерированного раствора подается в верхнюю часть абсорбера. Каждая установка оборудована узлом сбора и фильтрации раствора амина, что максимально снижает потери амина.

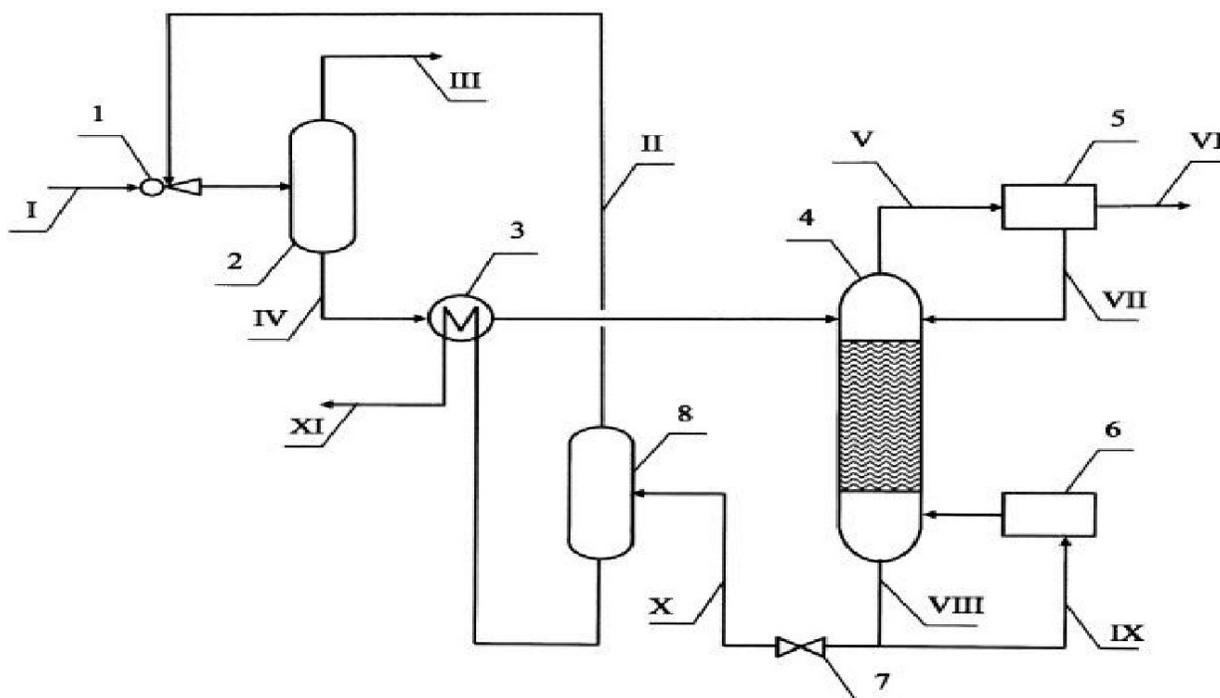


Рисунок 3.48. Схема регенерации аминного раствора: 1 - эжектор; 2 - сепаратор; 3 - рекуперационный теплообменник; 4 - десорбер; 5 - конденсатор; 6 - нагреватель; 7 - дроссельный вентиль; 8 - емкостный сепаратор; I - насыщенный аминный раствор;

II - пары сепарации; III - газ выветривания; IV - дегазированный аминный раствор; V - пары; VI - кислый газ; VII - рефлюкс; VIII, IX, X - регенерированный аминный раствор; XI - сконцентрированный регенерированный абсорбент

Таблица 3.17. Описание технологического процесса регенерации аминного раствора

№ п/п	Входной поток	Этап процесса (подпроцесс)	Выходной поток	Основное технологическое оборудование
1	2	3	4	5
1	Амины на регенерацию	Дегазация	Дегазированный аминный раствор; газ выветривания	Сепаратор
2	Дегазированный аминный раствор	Нагревание	Нагретый дегазированный аминный раствор	Рекуперационный теплообменник
3	Нагретый дегазированный аминный раствор	Выделение кислых газов.	Регенерированный аминный раствор; кислые газы	Десорбер

3.5.1.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

Потребность в электроэнергии в процессе разделения газа колеблется от 15 кВтч до 20 кВтч на тонну сырья. Эти процессы также потребляют от 300 кг до 400 кг пара на тонну. Удельное потребление пара варьируется от 3,5 до 5,8 ккал/ч.

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются сепаратор, теплообменник, насос, буферная емкость (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), подогреватель - характеристика выбросов приведена в разделе 3.13.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Основными отходами технологического процесса являются отходы, приведенные в таблице ниже

			Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу

№ п/п	Наименование отхода		Код отхода	выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
1	2		3	4	5
1	Другие отходы, содержащие опасные вещества в соответствии	Твердый минеральный остаток (несолевой1)	19 02 11*	0,000390948	0,000972448
2	Классификатором отходов от 6 августа 2021 года № 314	Твердый минеральный остаток (солевой1)	19 02 11*	0,000102476	0,001156692

3.5.2. Регенерация сорбента

К основным видам промышленных адсорбентов, применяемых при осушке газа, относятся силикагели, синтетические цеолиты и окись алюминия.

Типовая схема регенерации адсорбента горячим осушенным газом позволяет получить сравнительно низкую остаточную влажность регенерированного адсорбента, а следовательно, и более низкую температуру точки росы газа в начале стадии адсорбции. Однако эта технология имеет ряд существенных недостатков, резко снижающих ее надежность и ухудшающих технико-экономические показатели работы УКПГ.

До начала периода компрессорной эксплуатации месторождения (ввода в эксплуатацию ДКС) работоспособность такой системы регенерации определяется главным образом надежностью узла компримирования газа, причем степень сжатия осушенного газа и давление его в печи определяются гидравлическим сопротивлением адсорбера, в котором в данный момент идет стадия адсорбции. Изменение гранулометрического состава адсорбента во времени, его измельчение и отклонения от проектных параметров технологического режима ведут к столь существенному росту гидравлического сопротивления адсорберов, что установленные компрессоры не могут обеспечить подачу требуемого количества газа через аппараты. Все это ведет к необходимости сбрасывать на факел от 200 до 750 тыс. м³/сут. добытого и осушенного газа. Применение технологии регенерации горячим осушенным газом ведет к некоторому увеличению нагрузки на систему осушки газа (на 3–3,5 %), так как циркулирующий в системе газ регенерации не подается в магистральный газопровод. Такая технология требует практически непрерывной и надежной эксплуатации на каждой УКПГ всего компрессорного оборудования.

3.5.2.1. Текущие уровни эмиссий

Выбросы в атмосферу

Источники эмиссий в атмосферный воздух не предусматриваются

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.5.3. Ввод реагента в трубопроводы

При добыче кислых газов необходима защита обсадных и фонтанных труб и оборудования от агрессивного действия сероводорода и углекислого газа. Для защиты труб и оборудования от коррозии разработаны различные методы: ингибирование; применение для оборудования легированных коррозионностойких сталей и сплавов; применение коррозионностойких неметаллических и металлических покрытий, использование электрохимических методов защиты от коррозии; использование специальных технологических режимов эксплуатации оборудования.

Узлы ввода реагента на объектах сбора и транспортировки газа включают:

- а) блок для дозирования и подачи деэмульгаторов;
- б) блоки для дозирования и подачи ингибиторов и химреактивов;
- в) склад для хранения химреактивов.

Схемы ввода ингибиторов:

инъекция ингибиторов в межтрубное пространство;

закачка ингибиторов непосредственно в пласт;

введение ингибиторов в твердом состоянии.

Наибольшее применение в практике эксплуатации газовых скважин при добыче кислых газов для защиты от коррозии нашли ингибиторы коррозии. Ингибиторы коррозии делятся на три группы:

деактивирующие или связывающие коррозионные агенты;

ингибиторы анодного и катодного действия;

ингибиторы пленочного действия.

Применяемые в нефтегазовой промышленности ингибиторы должны отвечать целому комплексу требований и обладать высоким защитным эффектом при минимальных концентрациях; не оказывать отрицательного воздействия на технологические процессы сбора, подготовки, транспортировки и газа; быть умеренно токсичными. Главное требование состоит в том, чтобы защитное действие ингибитора было как можно более высоким, т.е. чтобы он с максимальной эффективностью противостоял коррозионному воздействию агрессивных сред (таблицы 3.18–3.20).

Таблица 3.18. Составы ингибиторов коррозии для серосодержащих сред

№ п/п	Основной компонент	Добавка
1	2	3

1	Фосфоросодержащая кислота, этаноламин	Неионогенное ПАВ
2	Таловое масло, полиэтиленполиамины, пятиокись фосфора, неонол	Растворитель
3	Смесь фосфитов	—
4	Дичетвертичные соли 2-(хинолил-4)бензимидазола	—
5	Полиэтиленполиамины, олеиновая кислота	Растворитель, диспергатор
6	Бромистый алкил, гексаметилентетрамин	Растворитель
7	Монохлоруксусная кислота, гексаметилентетрамин	Неионогенное ПАВ
8	Продукт взаимодействия борной кислоты, диэтаноламина и смеси жирных кислот	Растворитель
9	Продукт взаимодействия амина, диэтаноламина и смеси жирных кислот	Неионогенное ПАВ, растворитель
10	Продукт взаимодействия талового масла или олеиновой кислоты и амина	Неионогенное ПАВ, растворитель
11	Продукт присоединения окиси этилена к жирному амину и последующего взаимодействия полученного продукта с органической кислотой	—
12	Имидазолин, 2-гидроксиалканкарбоновая кислота, гликоль	Углеводородный растворитель
13	Смесь имидазолина с аминами	—
14	Имидазолин, хлористый бензил	—
15	Азотсодержащее вещество, алкилимидазолин	Неионогенное ПАВ, толуол
16	Тяжелые пиридиновые основания, фенольная смола	Одноатомные спирты, сивушное масло
17	Жирный амин	Растворитель
18	Остатки СЖК С21 и выше, моноэтаноламин, оксипиридинированные фенолы	Алкилпиридины или пиридиновые основания
19	Смеси имидазолинов, аминов, пиперазинов (1-диэтилендиамино-2-алкил-2-имидахолинов, моноамидов-алкилоилтриэтиленаминов и 1,4-диалкилоилпиперазинов)	Растворитель (ацетон, ароматические углеводороды)

20	1-фурфуролокси-3-бензиламинопропанол-2	–
21	N-ацетил-2(2,3-дигидроксициклопентенил)анилин	–

Таблица 3.19. Составы ингибиторов коррозии для кислородсодержащих сред

№ п/п	Основной компонент	Добавка
1	2	3
1	Первичные амины C8-C25	Неионогенное ПАВ, растворитель
2	Таловое масло, амины жирного ряда	Неионогенное ПАВ, растворитель
3	Моноэтаноламин, фосфорная кислота	Растворитель
4	2-алкилимидазолин, кубовые остатки СЖК	ПАВ ОП-7 или ОП-9
5	Легкокипящие амины, эфиры, этиленгликоли	Сульфат кобальта, гидрохинон, оинол, оксим
6	Монометиламин и диметиламин, формальдегид	Растворитель, диспергатор
7	Продукт конденсации моноэтаноламина и фенола	Одноатомные спирты

Таблица 3.20 – Составы ингибиторов коррозии для сероводородсодержащих и углекислотных сред

№ п/п	Основной компонент	Добавка
1	2	3
1	Полиэфир, фосфоросодержащий агент, аминоксодержащий агент	Смесь моноалкиловых эфиров и моно- или диэтиленгликолей
2	Смесь производных циклогексильных эфиров (синтетическое масло)	(Дипроксамин
3	Побочный продукт гидрирования бензола	-

В качестве основы ингибиторов анаэробной коррозии бактерицидного действия используют: первичные алифатические амины фракции C8 – C18; продукты взаимодействия первичных и вторичных алифатических аминов с техническим диметилфосфитом.

В качестве ингибиторов гидратообразования применяют спирты (метанол, моно-, ди- и триэтиленгликоли) и, ограниченно, водные растворы хлористого кальция.

Ингибиторы вводятся в поток газа перед участками возможного гидратообразования. Ввод осуществляется централизованно - от одной установки на сборном пункте в группу скважин, промысловые коммуникации и технологические аппараты (с помощью дозирующего насоса) или индивидуально - в каждый объект (

насосом либо самотеком). Максимальный эффект достигается при постоянном поступлении ингибиторов (независимо от схемы ввода) с помощью форсунок (в распыленном состоянии).

Регенерация отработанных ингибиторов гидратообразования проводится методом ректификации (для метанола и гликолей) или упариванием (для растворов хлористого кальция).

Перспективно использование в качестве ингибиторов гидратообразования продуктов нефтехимического производства (полипропилен-гликоль, этилцеллюлозы), а также применение комплексных ингибиторов. Последние предназначены для предупреждения гидратообразования и коррозии, а также солеотложения.

3.5.3.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

При нормальной эксплуатации системы ввода реагента в трубопровод данный процесс не оказывает значительного негативного влияния на ОС. Потребность в энергетических ресурсах определяется мощностью используемого насосного оборудования.

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.5.4. Прием, смешение и подача реагента в скважины

Блоки дозирования реагентов (БДР) предназначены для дозированного ввода жидких деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, ингибиторов солеотложений, ингибиторов гидратообразования и др. в трубопровод промысловой системы транспорта и подготовки газа, газовые скважины с целью осуществления защиты трубопроводов и оборудования от коррозии, гидратообразования и пр.

Выделяют отдельный класс БДР - БДР скважинные.

Конструктивные особенности и состав блоков (рисунок 3.49):

основное оборудование блока расположено в металлическом корпус-контейнере. В зависимости от климатических условий возможно изготовление утепленного варианта корпус-контейнера;

в блоке расположены насос-дозатор; емкость технологическая с датчиком уровня; фильтр тонкой очистки; визуальный указатель уровня; трубопроводная обвязка с

электроконтактным манометром; система (шкаф) управления взрывозащищенного исполнения;

исполнение емкости, деталей и узлов, контактирующих с реагентом, коррозионно-стойкое (нержавеющая сталь). При необходимости блок может быть укомплектован наземным трубопроводом и узлом ввода реагента в скважину.



Рисунок 3.49. Конструктивные особенности и состав блоков

3.5.4.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

Потребность в энергетических ресурсах определяется мощностью используемого насосного оборудования.

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются: емкость с реагентом, насос, неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.6. Производство газовой технической серы

Сера на предприятиях по добыче нефти и газа производится из кислых газов, образующихся при аминовой очистке высокосернистого углеводородного сырья. Подавляющее количество газовой серы выпускается по известному методу Клауса.

Установки производства серы преобразуют H_2S , содержащийся в потоках кислых газов из установок регенерации аминов и установок нейтрализации сернисто-щелочных стоков, в жидкую серу. Обычно двух или трехступенчатый процесс Клауса восстанавливает более 92% H_2S в виде элементарной серы. Большинство нефтеперерабатывающих заводов требуют извлечения серы более чем на 98,5%, поэтому третья ступень Клауса работает ниже точки росы серы. Третья ступень может

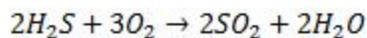
содержать катализатор селективного окисления, иначе в состав установки производства серы необходимо предусматривать установку дожигания хвостовых газов.

3.6.1. Процесс Клауса

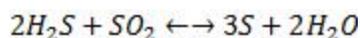
Процесс состоит из многостадийного каталитического окисления сероводорода по следующей общей реакции:



Процесс Клауса включает сжигание одной трети H_2S с воздухом в реакторной печи с образованием диоксида серы (SO_2) в соответствии со следующей реакцией:



Оставшиеся несгоревшие две трети сероводорода подвергаются реакции Клауса (реакция с SO_2) с образованием элементарной серы следующим образом:



Технологическая схема метода Клауса отображена на рисунке 3.50.

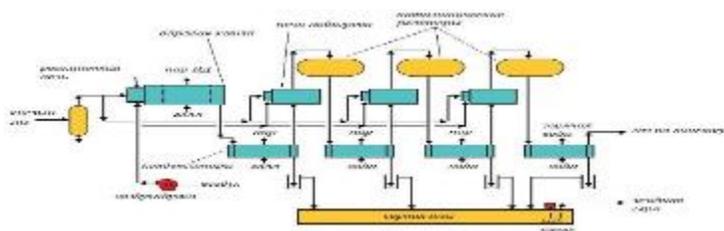


Рисунок 3.50. Принципиальная технологическая схема установки производства серы методом Клауса

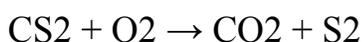
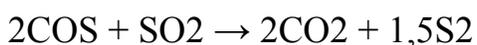
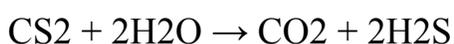
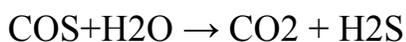
Достоинства:

1. Простота технологического оформления установки.
2. Удаление H_2S из газов сжигания, что позволяет соблюдать экологические стандарты предприятия.

Недостатки

1. Непреднамеренная конденсация и накопление серы может привести к таким проблемам, как затруднение прохода потока технологического газа, закупорка твердой серой, пожар и повреждение оборудования.
2. Превышение предложения серы на рынке над ее спросом.
3. Коррозия и загрязнение оборудования вследствие присутствия аммиака, H_2S , CO_2 возможного образования серной кислоты.

Одним из основных технологических блоков нефтегазодобычи являются установки производства газовой серы, сырьем для которых служат кислые газы, выделенные из сероводородсодержащих газов. Получение элементарной серы из кислых газов основано на окислении сероводорода. В качестве источника кислорода в систему, подается воздух. Установки получения серы, основанные на реализации реакций Клауса, принято называть установками Клауса, они включают в себя термическую и каталитические ступени. В термической ступени сероводород сгорает в присутствии воздуха. При этом преимущественно образуются элементарная сера и диоксид серы. Температура горения зависит прежде всего от концентрации H₂S в кислом газе и составляет 900-1200 °С. Эта температура зависит также от соотношения воздух / кислый газ, которое поддерживается на уровне коэффициента 1,7-1,9. Степень конверсии H₂S в элементарную серу в термической ступени должна быть как можно выше, т.е. ближе к термодинамическому уровню. Так, при производительности по сере 200 т/сут со степенью конверсии H₂S в серу 95 % образуется около 3200 т/год диоксида серы. При пониженных значениях степени конверсии на термической ступени при сохранении общего значения этого параметра в целом по установке увеличивается нагрузка на каталитические ступени. Одним из основных факторов, оказывающих влияние на эффективность работы термической ступени, является продолжительность пребывания в ней газа - ее увеличение приводит к повышению степени конверсии. Степень конверсии сероводорода в серу зависит также от температуры в реакторе: чем выше температура, тем выше степень конверсии сероводорода. Практическая степень превращения сероводорода в серу в печи (на термической ступени) составляет не более 60-65 %. На каталитической ступени основным параметром, влияющим на степень конверсии сероводорода, является соотношение расходов воздуха и кислого газа на выходе из реакционной печи: оно должно обеспечивать объемное соотношение H₂S к SO₂ на входе газа в конвертор, равное 2 к 1. Любое отклонение от данного соотношения влечет за собой снижение выхода элементарной серы. Кроме этого фактора, на каталитической ступени большое значение имеют длительность поддержания высокой температуры продуктов сгорания, температура газа на входе в каталитическую ступень, объемная скорость газа в конверторе и т.д. Чем ниже средняя температура процесса в конверторах, тем больше выход серы, однако на практике эта температура должна быть несколько выше точки конденсации серы. Это, безусловно, снижает выход серы, но обеспечивает превращение CS₂ и COS в сероводород, который в дальнейшем окисляется до серы:



Для катализаторной ступени процесса Клауса используются катализаторы, в качестве которых первоначально широкое применение нашли природные бокситы, состоящие в основном из оксидов алюминия и железа. Они в своем составе содержат кремнезем SiO_2 , оксиды титана TiO_2 , кальция CaO , магния MgO , марганца MnO , фосфора P_2O_5 и др. Соответственно, метод Клауса заключался в сжигании сероводорода в слое данного катализатора до сернистого ангидрида и серы. Данный катализатор использовали в основном из-за его дешевизны, доступности, высокой активности, а также из-за незначительных объемов перерабатываемого сероводорода. Технологические схемы процесса Клауса в зависимости от содержания сероводорода в кислом газе представлены на рисунке 3.51.



Рисунок 3.51. Технологические схемы процесса Клауса в зависимости от содержания сероводорода в кислом газе: 1 – печь-реактор; 2 – теплообменник;

3, 5 – конденсатор серы; 4 – конвертор; 6 – подогреватель газа; 7 – печь для сжигания серы в диоксид серы, I – кислый газ; II – воздух; III – сера. (а - прямоточная схема; б – схема с разветвленным потоком 1/3-2/3; в – схема с рециркуляцией серы)

В том случае нагрузка на катализатор составляла 3–4 нм^3 сероводорода на 1 м^3 катализатора в час. Но данный тип катализаторов имел и существенные недостатки: быстрая дезактивация, вызываемая сульфатацией поверхности, непостоянство состава и свойств, недостаточно развитая поверхность, покрытие углеродистыми отложениями и гидратацией. Степень конверсии сероводорода в серу при использовании данного катализатора составляла 80–90%, остальная часть сернистых соединений в виде диоксида серы поступала в атмосферу. Это оказывало негативное воздействие на экологическую обстановку. В дальнейшем процесс имел развитие в том плане, что процесс стал реализовываться путем двух отдельных стадий - термической и каталитической. Были разработаны и успешно внедрены алюмооксидные и титанооксидные катализаторы. Чаще всего катализаторы Клауса выпускают из гидроксида алюминия. Типичные представители катализаторов этого ряда - гиббсит, байерит, нордстрандит. Оксид алюминия и ее гидратированные формы нерастворимы в воде, обладают амфотерными свойствами. Кроме полных гидроксидов известны также

AlOON в виде двух ромбических модификаций: диаспор с плотностью 3,3–3,5 г/см³, устойчив до 350°C, в интервале температур 350 – 400 °C переходит в α - Al₂O₃; бемит, плотность которого 3,01 г/см³, при 400°C переходит в γ - Al₂O₃, а при 600°C переходит в α - Al₂O₃. Он практически не реагирует с кислотами и щелочами. Его удается перевести в растворимое состояние только с помощью сплавления со щелочами. На практике катализатор представляет собой шарик или экструдат диаметром 4–6 мм, содержит более 94 % оксида алюминия, удельная поверхность 260–345 м²/г. В состав катализатора обычно входят такие компоненты (% , масс.), как Na₂O - 0,04; SiO₂ - 0,02; Fe₂O₃ - 0,04; TiO₂ - 0,01.

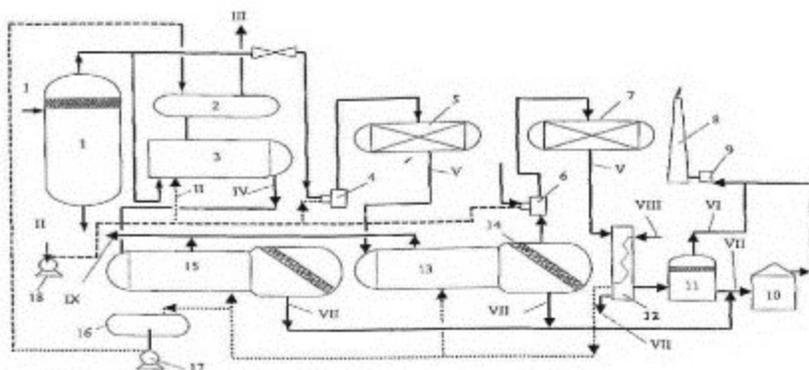


Рисунок 3.52. Технологическая схема установки Клауса с двумя конверторами:

1, 11 – сепаратор; 2 – барабан парового котла; 3 – реакционная печь; 4, 6 – печь для нагрева кислых газов; 5, 7 – конверторы; 8 – дымовая труба; 9 – печь дожигания очищенных газов;

10 – серная яма; 12, 13, 15 – конденсаторы серы; 14 – сетка-коагулятор; 16 – емкость горячей воды; 17 – насос; 18 – воздуходувка; I – кислый газ; II – воздух; III – пар высокого давления; IV, V – продукты реакций; VI – остаточные газы; VII – жидкая сера; VIII – вода для питания котла и охлаждения газов в конденсаторах; IX – пар низкого давления

Активность катализаторов снижается в результате изменения их структуры, отложения на их поверхностях различных примесей (кокса, солей), сульфатирования оксида алюминия и т.д. Вследствие этого периодически (один раз за 3-4 года) производится полная замена катализатора. Технологическая схема процесса Клауса включает термическую ступень и несколько последовательно включенных каталитических конверторов. После каждой ступени реакционные газы охлаждают до температуры конденсации серы, отделяют серу, а газы после необходимого подогрева направляют на следующую ступень. В тех случаях, когда объемная доля сероводорода в кислых газах ниже 5 % об., используют схему без термической ступени. Окисление сероводорода осуществляют кислородом воздуха на катализаторе (обычно один-два конвертора). В зависимости от содержания сероводорода в исходном кислом газе

технологические схемы процесса Клауса могут быть прямоточными и разветвленными (рисунок 3.52).

3.6.1.1. Установка по извлечению серы LO-CAT

Процесс LO-CAT поглощает сероводород, ионизирует его и окисляет до серы, превращает (окисляет) железо, поглощает кислород, затем повторно окисляет железо. Таким образом, сероводород превращается в элементарную серу, при этом используется экологически безвредный катализатор на основе хелатного железа. Железный катализатор удерживается в растворе с помощью органических хелатных добавок, которые охватывают ион железа подобно клешне, предотвращая осаждения сульфида железа FeS или гидроксида железа Fe(OH)₃. Процесс LO-CAT основан на окислительно-восстановительном химизме. Имеют место две окислительно-восстановительные реакции - одна происходит в секции абсорбера, превращая сероводород в элементарную серу, другая - в секции окислителя - регенерирует катализатор.

3.6.2. Технология доочистки отходящих газов установок Клауса (Сульфурен-процесс)

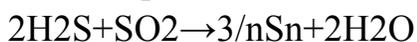
Остаточными газами процесса Клауса ("отходящие" газы) являются газообразные продукты термической и каталитической стадий извлечения серы и окисления сероводорода. Присутствие остаточных кислых и серосодержащих компонентов, а данных газах требует дополнительного очищения. Отходящие газы обычно содержат (в зависимости от эффективности вышеуказанных стадий и качества исходного сырья - кислого газа) 1–2 % сероводорода, до 1 % диоксида серы, до 0,4 % серооксида углерода, до 0,3 % сероуглерода, 1–8 г/м³ капельной и паровой серы, по 1,0–1,5 % водорода и оксида углерода, до 15% углекислоты, около 30 % водяных паров и азот. Температура газов - около 150 °С, давление - не более 0,02–0,03 МПа.

Все процессы доочистки в зависимости от заложенного в них принципа можно разделить на две основные группы:

процессы, основанные на реакции Клауса, являющиеся дополнением к основным установкам и обеспечивающие общую степень извлечения серы до 99,0–99,7 %.

процессы, основанные на превращении всех сернистых компонентов в один (SO₂ или H₂S) и обеспечивающие общую степень извлечения серы до 99,9 % и выше.

Процессы доочистки, основанные на реакции Клауса - это наиболее распространенные процессы очистки отходящих газов. Они основаны на каталитической реакции Клауса оставшихся в хвостовых газах сероводорода и диоксида серы:

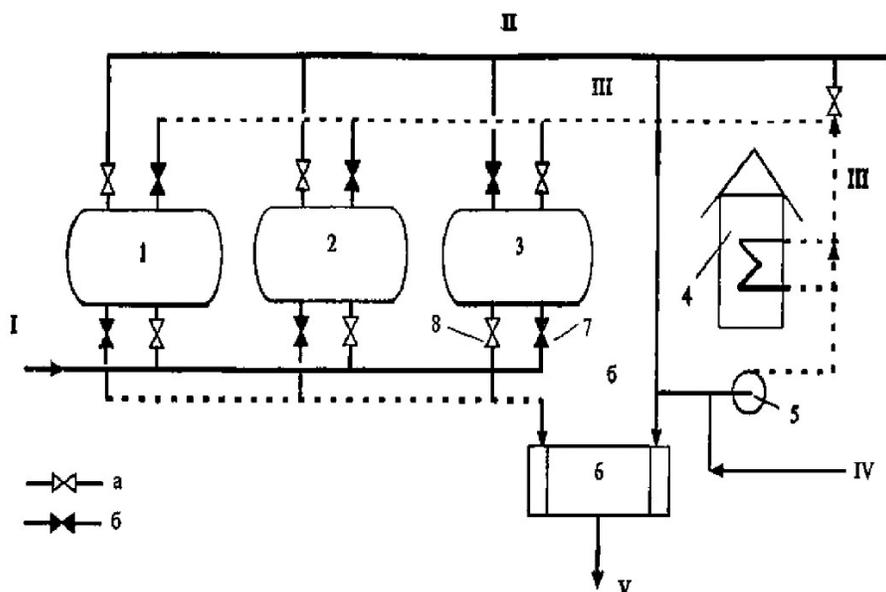


Реакция осуществляется при более низких температурах, чем на установке Клауса (130 - 150°С), что способствует более полному ее протеканию, в слое твердого катализатора (процессы "Сульфурин", СВА, МСРС) или в жидкой среде, содержащей катализатор (процесс ФИН, Клаусполь 1500). Эти процессы имеют сравнительно

простую технологическую схему и достаточно широко распространены, хотя и не обладают такой эффективностью, как процессы второй группы.

Из процессов с применением твердого катализатора широко эксплуатируется процесс "Сульфрин", разработанный фирмами "Эльф Акитен" (Франция) и "Air Liquide Global E&C Solutions Germany GmbH" (ФРГ). В этом процессе реакция Клауса протекает на твердом катализаторе (оксиде алюминия) при 125 – 150 °С. При такой низкой рабочей температуре термодинамическое равновесие благоприятнее, чем при обычных условиях процесса Клауса. Полученная сера остается адсорбированной на катализаторе в жидком виде, тем самым смещая равновесие реакции к полной конверсии H₂S и SO₂ в серу.

Технологическая схема процесса "Сульфрин" приведена на рисунке 3.53. Установка состоит из двух-трех реакторов по типу адсорбционной схемы.



1-3 – конверторы (1, 2 – в стадии очистки; 3 – на регенерации); 4 – печь для нагрева газа регенерации; 5 – газодувка; 6 – конденсатор серы; 7, 8 – клапаны,
 I – отходящий газ с установки Клауса; II – очищенный газ; III – очищенный газ на регенерацию катализатора; IV – кислый газ с установки Клауса (для активации катализатора); V – жидкая сера; а – открыто; б – закрыто

Рисунок 3.53. Технологическая схема процесса "Сульфрин"

Отходящий газ из конденсатора после установки Клауса с температурой 400 - 410 К (673 – 683 °С) снизу вверх входит в два параллельно работающих конвертора (1, 2) с двумя слоями алюмооксидных катализаторов в каждом. Первый снизу защитный слой – пропитанный сульфатом железа g-Al₂O₃ для связывания содержащегося в технологическом газе кислорода (например, катализатор марки АМ фирмы "Рон-Пуленк"). Катализатор АМ рекомендуется использовать в количестве 30 % от общего объема катализатора в реакторе. В качестве второго основного слоя служит катализатор из активированного оксида алюминия (например, марки А2-5).

Ввиду того, что температура в реакторах ниже температуры точки росы серы, пары серы, поступающие с отходящим газом и образующиеся за счет реакции Клауса, адсорбируются в порах катализатора, дезактивируя его. В связи с тем, что из потока отходящего газа катализатором удаляется практически вся сера, равновесие реакции Клауса сдвигается в сторону полной конверсии H_2S и SO_2 в серу.

Очищенный отходящий газ поступает в печь дожига, где все содержащиеся еще в потоке газа сернистые соединения (H_2S , CO_2 , CS_2), туман серы и пары сгорают, образуя SO_2 . Концентрация их в пересчете на серу составляет в среднем 0,1 - 0,2 % об. (1000 - 2000ppm). Часть очищенного отходящего газа газодувкой (5) направляется на печь подогрева (4), где за счет непрямого контакта с отходящими газами сгорания топлива подогревается до 330 – 350 °С и с такой температурой поступает сверху вниз в третий реактор (3), находящийся в стадии регенерации (десорбции серы) и охлаждения. Газы регенерации удаляют в парообразном виде и направляют в конденсатор (6), где пары серы конденсируются.

Сера сливается в жидком виде через гидрозатвор в емкость хранения, а газы с температурой 127 °С поступают на всас газодувки (5). В межтрубном пространстве конденсатор получают водяной пар давлением 0,4 МПа. При наличии реакторов достаточно большого объема процесс можно считать непрерывным, так как в этом случае переключение адсорберов со стадии катализа и адсорбции на стадию регенерации производится один раз в сутки. Для переключения реакторов служит специальная пневматическая арматура с программным устройством.

В конце стадии десорбции в газ регенерации подмешивается исходный кислый газ (до содержания в газе регенерации примерно 5 % H_2S) с целью восстановления сульфата алюминия. Для исключения потерь серы этот газ выводится затем через работающий на стадии адсорбции реактор.

После десорбции реактор переключается на цикл охлаждения. Охлаждение катализатора осуществляется путем циркуляции через адсорбер газа регенерации, минуя печь подогрева 4. Для более глубокого охлаждения катализатора и снижения тем самым потерь серы в современных установках предпочитают в конденсаторах получать пар давлением до 0,2 МПа. Этот пар часто не находит технологического применения, и поэтому его после конденсации вновь возвращают в барабан конденсатора. Недостатком такого решения является потеря части генерируемого в процессе пара, а преимущество заключается в снижении выбросов SO_2 в атмосферу.

После этого процесса концентрация H_2S и SO_2 в отходящем газе составляет 0,20 - 0,25 %мас.

Процесс "Клаусполь 1500", разработанный Французским институтом нефти, основан на обработке отходящих газов рециркулирующим потоком полиэтиленгликоля, содержащим растворенный катализатор (бензоат калия или натрия), в насадочной колонне при температуре выше точки плавления серы - 125 – 130 °С. Образующаяся в

процессе сера в расплавленном виде отделяется от растворителя. Процесс требует поддержания в обрабатываемом газе соотношения $H_2S: SO_2$ равным 2:1; COS и CS_2 остаются непревращенными.

Степень превращения сероводорода и диоксида серы достигает 80 %, что соответствует суммарной глубине извлечения серы до 98,5 %. Содержание SO_2 в газах после дожига составляет 0,15 % мас.

Повышение эффективности процесса Сульфрин возможно по нескольким направлениям:

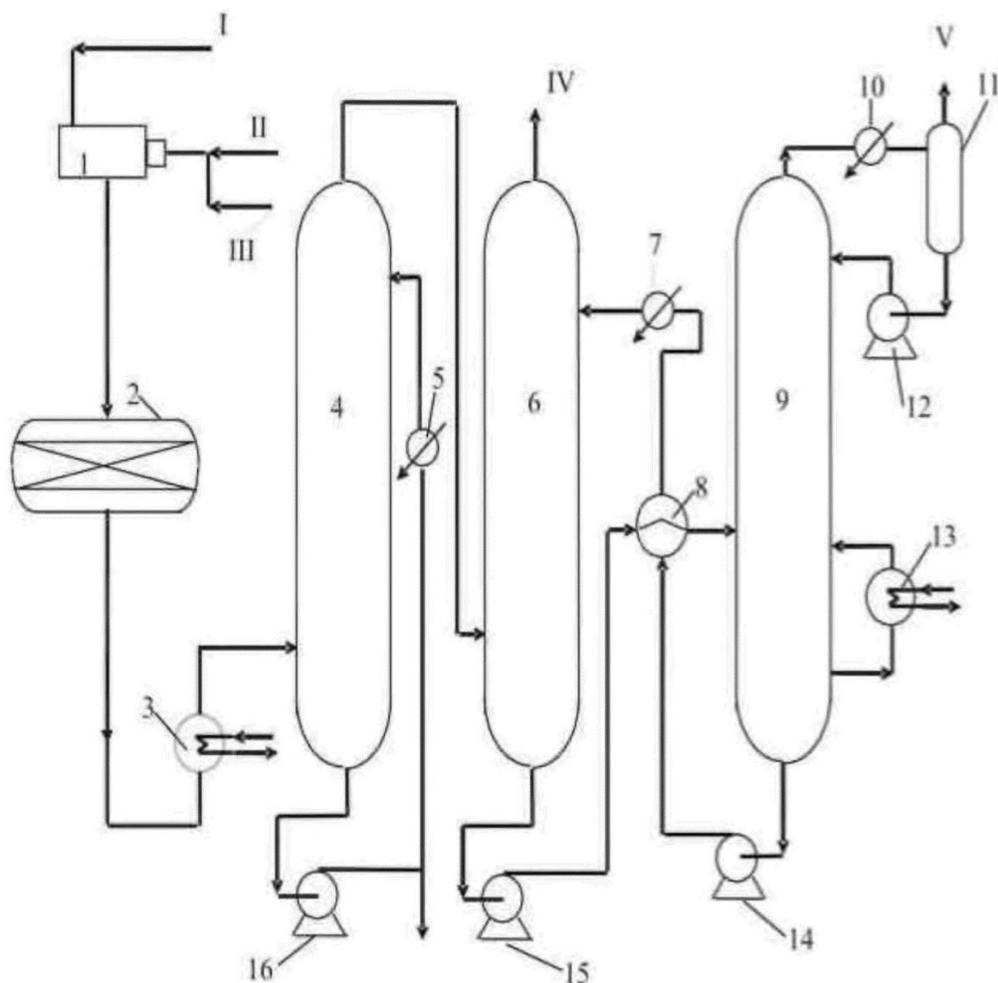
- путем гидрирования сероорганических соединений перед установкой Сульфрин;
- тонкого регулирования соотношения подаваемых в печь Клауса потоков кислый газ /воздух (точность регулирования - не менее $\pm 0,5\%$);
- оптимизации режима адсорбции и применения более активных катализаторов при доочистке.

В основе окислительных методов очистки отходящих газов Клауса лежит дожиг сернистых соединений до диоксида серы и его последующее извлечение и превращение в серу или другой химический продукт. Из этих процессов достаточно широкое распространение в мировой практике получил процесс "Уэллман-Лорд" (фирма "Уэллман-Лорд", США).

Сущность процесса заключается в дожиге сернистых соединений до диоксида серы с последующим его поглощением раствором сульфита натрия. Образовавшийся бисульфит затем регенерируется. После отделения воды в конденсаторе концентрированный сернистый ангидрид рециркулируют на установку Клауса. Суммарная степень извлечения серы достигает 99,9 - 99,95 %.

Восстановительные процессы основаны на каталитическом восстановлении всех сернистых соединений в сероводород и отличаются главным образом способами его извлечения и последующей переработки.

Из процессов этого типа наибольшее распространение получил процесс SCOT (начальные буквы Shell ClausOffgasTreating), разработанный фирмой Shell Development (Нидерланды) (рисунок 3.50). Отходящие газы установки Клауса смешиваются с продуктами неполного сгорания метана (H_2+CO) и с температурой $300^\circ C$ поступают в реактор гидрирования, заполненный алюмокобальтмолибденовым катализатором. Продукты гидрирования охлаждаются в котле-утилизаторе, затем - в колонне "Квенч", где одновременно отделяется конденсационная вода. Далее в абсорбционной секции из газов методом селективной абсорбции с помощью аминов извлекается H_2S , который рециркулируют на установку Клауса (рисунок 3.54).



- 1 – генератор восстановительного газа с камерой смешения; 2 – реактор гидрирования;
 3 – котел-утилизатор; 4 – колонна «Квенч»; 5, 7, 10 – холодильники; 6 – абсорбер;
 8 – рекуперативный теплообменник; 9 – десорбер; 11 – сепаратор; 12, 14 16 – насосы;
 13 – паровой кипятильник,
 I – газы на доочистку; II – воздух; III – топливный газ; IV – очищенный газ; V – H₂S на установку
 Клауса

Рисунок 3.54. Технологическая схема процесса SCOT

В очищенном газе IV остается 0,001–0,050 % сероводорода, что соответствует суммарной степени извлечения H₂S 99,8–99,9 %. В качестве абсорбента используют диизопропаноламин, МДЭА и другие амины.

При выборе SCOT или Сульфрин следует учитывать, что в настоящее время разработано и применяется в промышленности множество процессов доочистки хвостовых газов Клауса. Вклад выбросов от установок Клауса в общий объем вредных выбросов от всех производств не всегда является преобладающим. Например, выбросы SO₂ от промышленных сооружений могут быть соизмеримы или даже превышать таковые от установок Клауса. Решение о выборе процесса доочистки необходимо принимать с учетом объемов выбросов от всех источников.

Гарантированная степень извлечения серы для процесса SCOT - 99,8 %, а достигаемая на практике для хорошо организованного процесса Сульфрин - 99,4 %.

Таким образом, процесс SCOT может быть альтернативой Сульфрину в случаях, когда установка Клауса является единственным источником вредных выбросов и/или находится в густонаселенном районе с жесткими природоохранными ограничениями.

Сера, образующаяся на установках Клауса, содержит растворенный сероводород, а также полисульфид водорода. Во время хранения и транспортировки они могут выделяться, чем обусловлена взрывоопасность такой серы. Кроме того, у серы, содержащей газы, повышена коррозионная активность. Указанные свойства требуют дегазации серы.

Технологии дегазации постоянно развиваются ввиду того, что на сегодняшний день ни одна из них не удовлетворяет полностью техническим условиям на элементную серу. Основные направления развития технологий - это отказ от аммиачного катализатора, ухудшающего качество серы, и сокращение времени дегазации. Лучшие технологии Shell и D'GAASS позволяют добиться остаточного содержания сероводорода в сере не более 10 ppm. Оптимально проводить дегазацию, барботируя воздух через серу, в этом случае по реакции Клауса также возможно образование дополнительных количеств серы (процессы Amoco, Hyspec, D'GAASS). До промышленного внедрения, несмотря на массу разработанных процессов, были доведены технологии SNE(a)P, Shell, Exxon, D'GAASS.

3.6.2.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.21 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов при технологии производства газовой технической серы, полученные по результатам опыта нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.21. Потребление энергетических ресурсов при технологии производства газовой технической серы

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	24,2	30,3
2	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	т/т	0,15	0,18
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/ч	0,017	0,026

4	Удельное потребление топлива	т/т	18,5	20
5	Охлаждающая вода	м3/т	7,9	53,9

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются сепаратор, насос (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), котел-утилизатор, печь подогрева, печи дожига - характеристика выбросов приведена в разделе 3.13, факельная установка - характеристики выбросов приведена в разделе 3.11. Выбросы маркерных загрязняющих веществ от инсинераторов представлена в таблице 3.22.

Таблица 3.22 - Выбросы маркерных загрязняющих веществ от инсинераторов (печи дожига газообразных остатков (хвостовых газов), печи дожига на установках Клауса, Установка излечения серы, Установка производства серы)

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов		М и н . концентрац. МЗВ в выбросах , (мг/Нм3)	М а к с . концентрац. МЗВ в выбросах , (мг/Нм3)	Медиан. концентрац. МЗВ по отрасли НГД, (мг/Нм3)
1	2		3	4	5
1	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	CO	14,832	8976	3721,945
2	Азота оксиды	NOx	4,875	446,25	134,053
3	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	SO2	289,7	10814	4156,305
4	Метан	CH4	109,48	270,56	171,2

Сбросы сточных вод

Сбросами сточных вод с установок являются сточные воды, из котлов-утилизаторов при их непрерывной продувке.

Отходы технологического процесса

Образование отходов происходит в результате налива жидкой серы на серные блоки, переплавка и фильтрация серы, зачистка резервуаров хранения серы, процесс грануляции и т.д. представлены ниже:

Наименование отхода	Код отхода	Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/ тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
1	2	3	4

3.7. Низкотемпературная конденсация и газодифракционирование

Установки низкотемпературной конденсации (УНТК) основаны на процессе изобарного охлаждения природного и попутного нефтяного газа, сопровождающегося последовательной конденсацией отдельных компонентов газового конденсата или их фракций при определенном давлении. Разделение углеводородных газов методом низкотемпературной конденсации осуществляется путем охлаждения внешним холодом до заданной температуры при постоянном давлении, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз (рисунок 3.55).

Технология НТК пригодна для любой климатической зоны, допускает наличие в газе не углеводородных компонентов, обеспечивает степень извлечения конденсата до 97 %, а также температуру точки росы, при которой исключается выпадение влаги и тяжелых углеводородов при транспортировании природного газа.

Достоинством установки НТК являются низкие капитальные и эксплуатационные затраты (при наличии свободного перепада давления), недостатком - низкие степени извлечения конденсатообразующих компонентов из тощих газов, непрерывное снижение эффективности в процессе эксплуатации за счет облегчения состава пластовой смеси, необходимость коренной реконструкции в период истощения дроссель-эффекта.

Для повышения эффективности НТК используют сорбцию в потоке (впрыск в поток газа стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей) и противоточную абсорбцию отсепарированного газа. В процессе низкотемпературной конденсации сжатый газ охлаждается до низких температур специальными хладагентами (пропаном, аммиаком, азотом, углекислотой), в результате чего значительная часть газа конденсируется. Углеводородный конденсат, содержащий все углеводороды, входящие в состав исходного газа, отделяется в сепараторе и затем подается в ректификационную колонну – деэтанализатор. Использование метода за счет искусственного внешнего холода позволяет поддерживать стабильную точку росы вне зависимости от времени года и перепада давлений, а также добиваться более глубокого извлечения тяжелых углеводородов. Применение УНТК предусматривает: – первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе; – охлаждение входного потока газа в теплообменнике за счет внешнего источника охлаждения; – последующую сепарацию охлажденного газа в низкотемпературном газосепараторе.

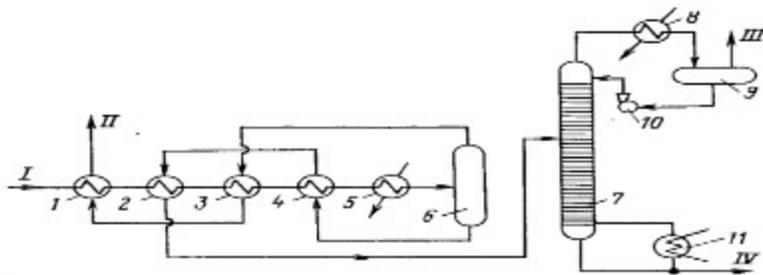


Рисунок 3.55. Схема установки низкотемпературной конденсации:

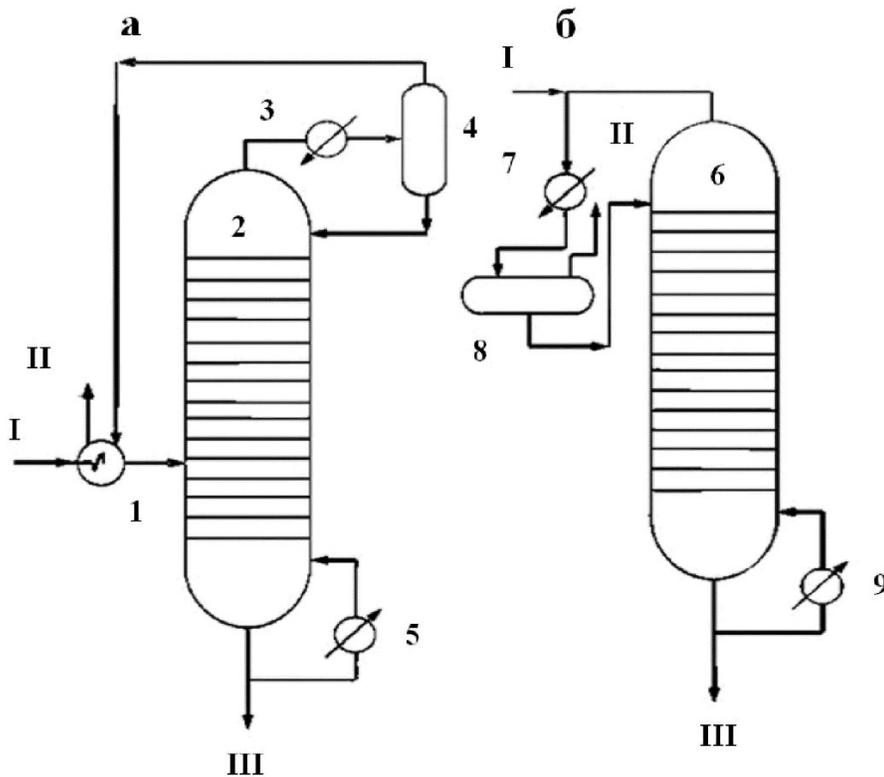
1,2, 3, 4 – теплообменники; 5, 8 – пропановые холодильники; 6 – сепаратор; 7 – деэтанализатор; 9 – рефлюксная емкость деэтанализатора; 10 – насос; 11 – кипятильник. Потoki: I – исходный газ; II – сухой газ; III – несконденсированный газ; IV – деэтанализированный бензин

Достоинства УНТК: – стабильная точка росы (даже при падении давления газа в скважине) за счет регулирования мощности внешнего холодильного цикла; – возможность поддержания более низких температур при охлаждении газа, получение за счет этого дополнительных жидких продуктов; – стабилизация конденсата в колоннах значительно сокращает потери на факелах.

В этом случае ректификация, предназначается для отделения остаточных количеств растворенных газов из жидкой фазы.

Разновидностью схемы НТК является процесс низкотемпературной конденсации и ректификации (НТКР).

В зависимости от технологической схемы ректификационные колонны установок НТР делятся на ректификационно-отпарные и конденсационно-отпарные (рисунок 3.56).



1 – теплообменник; 2 – ректификационно-отпарная колонна; 3 – конденсатор-холодильник;
 4, 8 – сепараторы; 5, 9 – ребойлеры; 6 – конденсационно-отпарная колонна; 7 – холодильник с
 внешним холодильным циклом,
 I – охлажденный сырьевой газ; II – отбензиненный газ; III – ШФЛУ

Рисунок 3.56. Технологические схемы установок НТКР:

а - с ректификационно-отпарной колонной;

б - с конденсационно-отпарной колонной

Особенность процесса НТКР заключается в отсутствии предварительной сепарации сконденсировавшихся углеводородов. Двухфазный поток, охлажденный в холодильнике (а-3; б-7), подается в середину ректификационно-отпарной (а-2)/конденсационно-отпарной колонны (б-6). Таким образом, весь поток сырьевого газа подвергается деметанизации в колонне, при этом температура ее верха должна быть ниже, чем в деметанизаторе по схеме НТК, для заданной степени извлечения этана. Степень извлечения целевых компонентов С3+ достигает 99,5 %.

В схемах НТКР для выработки холода применяются высокоэффективные современные турбодетандерные агрегаты, новые высокоэффективные теплообменники (пластинчатые, кожухотрубчатые с витыми трубками с плавающим сердечником) и теплоизоляционные материалы (вспененный каучук и т.п.), исключающие потери низкотемпературного холода. В технологических схемах НТКР отсутствует дополнительный источник холода (холодильные машины, пропано-холодильные установки), что позволяет обеспечивать процессу НТКР наибольшую экономичность по сравнению с другими способами, даже при низком давлении исходного газа и широком изменении его состава.

3.7.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.23 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов при технологии низкотемпературной конденсации, полученные по результатам опыта нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.23. Потребление энергетических ресурсов при технологии низкотемпературной конденсации

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	12	153,3
2	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	8,8	28,5
3	Удельное потребление топлива	т/т	3,3	4,3
4	Охлаждающая вода	м3/т	7,9	53

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются сепаратор, теплообменник, запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.8. Учет и замер сырой / товарной нефти, газа и воды

3.8.1. Приемо-сдаточный пункт

Для обеспечения учета количества и качества нефти на потоке на магистральных нефтепроводах устанавливаются узлы учета. Коммерческие узлы осуществляют учет нефти с точностью, необходимой для учетно-расчетных операций. Оперативные узлы осуществляют учет с точностью, необходимой для оперативных целей и задач автоматизированной системы управления технологическим процессом, и могут являться резервными точками для коммерческого учета.

В зависимости от выполняемых функций эти узлы делятся на:

на коммерческие - предназначены для измерения количества и показателей качества нефти при приемке в систему магистральных нефтепроводов, сдаче НПЗ, на экспорт, на налив в морской и речной транспорт, налив в железнодорожные и автоцистерны.

оперативные - предназначены для оперативного контроля движения нефти и могут являться резервными средствами для коммерческих систем.

При выполнении приема-сдачи нефти на приемо-сдаточным пункт осуществляют:

круглосуточный учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации диспетчерским и товарно-транспортным службам;

отбор проб из резервуаров и нефтепроводов системы измерений количества и показателей качества нефти, испытание нефти, хранение арбитражных проб;

оформление актов приема-сдачи нефти, паспортов качества, составление отчетов и передачу их товарно-транспортным службам;

контроль технологической схемы транспортировки нефти в пределах зоны ответственности сторон;

контроль параметров перекачиваемой нефти;

контроль метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале в процессе эксплуатации;

контроль доступа к средствам измерений и изменение их метрологических характеристик.

Типовая структурная схема ПСП представлена на рисунке 3.57.

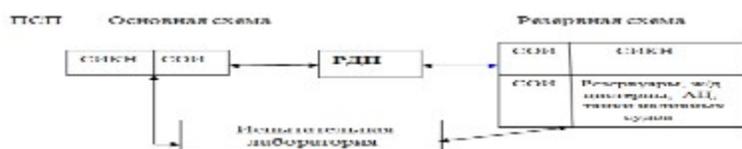


Рисунок 3.57. Типовая структурная схема приемо-сдаточного пункта товарной нефти в составе магистральных нефтепроводов

Учет нефти обеспечивают расходомеры – преобразователи расхода турбинные, мультивязкостные турбинные – геликоидного типа, объемные счетчики, массовые преобразователи расхода, ультразвуковые преобразователи расхода и др.

3.8.2. Узел учета сырой / товарной нефти

Узел учета - это автоматизированная система учета нефти (нефтепродуктов, сырой нефти), которая предназначена для автоматизированных измерений расхода, показателей качества и количества энергоресурсов на нефтегазовых предприятиях в соответствии с требованиями действующей нормативной документацией.

Автоматическое измерение массы товарной нефти при откачке ее в магистральные нефтепроводы обеспечивает снижение потерь легких фракций и уменьшение эксплуатационных затрат.

В зависимости от назначения узла учета нефти существует несколько вариантов их компоновки. Наиболее простой вариант (с одной измерительной линией и без резервирования) используется для оперативного учета нефти, но этот вариант в последнее время находит все меньшее применение.

В состав УУН входит различное оборудование и средства измерения: запорная арматура, фильтры, струевыпрямители, датчики температуры, давления, плотности, содержания влаги, а также может входить и трубопоршневая установка для поверки счетчиков.

3.8.3. Узел учета газа

Узел учета - комплект средств измерений и устройств, обеспечивающих учет количества газа, а также контроль и регистрацию его параметров. Узлы измерения расхода газа входят в состав технологического оборудования газораспределительных станций, газоизмерительных станций, компрессорных станций в местах отбора газа на собственные нужды предприятия или для потребителей с малым расходом газа. Узел учета газа - включает системы, измеряющие давление, температуру и расход газа.

Узел учета газа может располагаться как на входе, так и на выходе газораспределительной станции. в зависимости от диапазона изменения измеряемых параметров, режима работы газораспределительной станции, технико-экономической целесообразности.

При расположении узла учета на выходе газораспределительной станции учет газа должен производиться по каждому выходному газопроводу отдельно. При наличии линии малых расходов газа узел учета должен предусматривать измерительный трубопровод для малых расходов.

На узле учета с помощью средств измерений должны определяться: время работы; расход и количество газа в рабочих и стандартных условиях; среднечасовые и среднесуточные температуры газа; среднечасовые и среднесуточные давления газа.

Измерение и учет количества газа, осуществляемые по узлам учета потребителя газа и поставщика, производятся по методикам выполнения измерений, аттестованным в установленном порядке.

Определение количества газа должно проводиться для нормальных условий. По согласованию поставщика и потребителя газа определение количества газа может проводиться приборами с автоматической коррекцией по температуре или по температуре и давлению. На узле учета должна быть предусмотрена регистрация на бумажных носителях всех измеряемых параметров газа.

Результаты измерений и вычислений количественных показателей газа на узле коммерческого учета газа газораспределительной станции принимаются для взаимных расчетов между поставщиком и потребителем газа.

3.8.4. Система измерения количества и параметров газа

Система измерения количества и параметров газа (СИКГ) представляет собой комплекс средств измерений, которые дают информацию по таким показателям, как объемный и массовый расход, давление, температура свободного нефтяного газа. Система может работать на одном или нескольких трубопроводах. В зависимости от категории и класса в СИКГ могут применяться различные типы расходомеров: вихревые, турбинные, ультразвуковые и электромагнитные, а также расходомеры на основе стандартных сужающих устройств.

Типовой состав СИКГ:

блок фильтров (БФ);

блок измерительных линий (БИЛ);

блок определения параметров качества, в составе: система отбора проб, анализаторы точки росы по воде и по углеводородам, хроматографы, анализатор содержания кислорода и плотномер;

узел регулирования давления (УРД);

система сбора, обработки информации и управления (СОИ) и АРМ-оператора;

система управления элементами жизнеобеспечения.

3.8.5. Система измерения количества и показателей качества сырой нефти

Система измерения количества и параметров нефти (сырой и товарной) и нефтепродуктов (СИКН) состоит из измерительно-вычислительной системы и метрологического оборудования. Упрощенная технологическая схема СИКН представлена на рисунке 3.58.

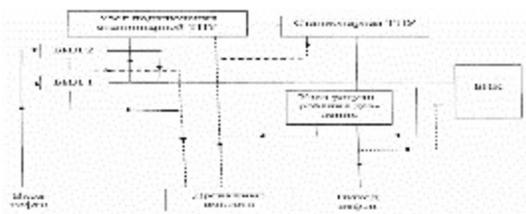


Рисунок 3.58. Технологическая схема СИКН

Технологическая схема СИКН содержит следующие основные блоки:

блок измерительных линий (предназначен непосредственно для измерения количества нефти - массы нефти);

блок фильтров (предназначен для очистки нефти);

блок контроля качества нефти (предназначен для получения параметров качества нефти на потоке. Для этого применяются поточные анализаторы качества нефти);

систему обработки информации;
поверочную установку;
узел регулирования давления и расхода.

В каждом блоке (кроме блока фильтров) обязательно контролируются следующие параметры: температура и давление. Эти параметры оказывают существенное влияние на результат измерений. Температура и давление необходимы для приведения плотности и объема к одинаковым условиям измерения либо к нормальным условиям.

3.8.6. Система измерения количества и показателей качества воды

Система измерения количества и показателей качества воды СИКВ предназначена для автоматического коммерческого учета воды, путем измерения количества и физических показателей перекачиваемой пластовой воды.

Конструктивно СИКВ состоит из:

1) блоков измерительных линий (БИЛ). В состав БИЛ входят рабочие измерительные линии: резервная и контрольная.

На каждой измерительной линии находятся: электроприводные или ручные шаровые краны, расходомер воды.

2) системы обработки информации (СОИ),

обеспечивающей функции сбора, обработки, вычисления и отображения информации о количественных и физических показателях перекачиваемой воды, измеряемых первичными преобразователями.

Допускается применение иных методов измерения количества и показателей качества воды посредством использования расходомеров и проведения анализов проб в лаборатории.

3.8.6.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.24 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов на стадии учета и замера сырой / товарной нефти, газа и воды, полученные по результатам опыта нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.24. Потребление энергетических ресурсов на стадии учета и замера сырой / товарной нефти, газа и воды

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	1,6	253,4

2	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,0015	0,2
3	Удельное потребление топлива (газ)	м3/т	0,12	11,4

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.9. Поддержание пластового давления

Основными задачами внешнего воздействия на залежи нефти является поддержание пластового давления, и что не менее важно - увеличения итоговой нефтеотдачи. В случае увеличения итоговой нефтеотдачи методы воздействия могут быть иными, и они часто находят применение на истощенных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, хотя пластовое давление может оставаться на уровне первоначального или превышать его. Часто методы воздействия преследуют обе цели, т. е. поддержание пластового давления и увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи. Масштабы применения методов воздействия на залежи нефти очень велики. Большая часть нефти добывается из пластов, подвергнутых методам воздействия. Среди них доминирующим методом остается поддержание пластового давления закачкой в пласт воды.

Можно выделить следующие основные методы поддержания пластового давления:

I. Поддержание пластового давления закачкой в пласт воды, к которому относятся:

1. Законтурное заводнение.
2. Приконтурное заводнение.
3. Внутриконтурное заводнение.

II. Поддержание давления закачкой газа:

1. Закачка воздуха.
2. Закачка сухого газа.
3. Закачка обогащенного газа.
4. Закачка газа при параметрах, близких к критическим.

Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.25 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов при технологии низкотемпературной конденсации, полученные по результатам опыта нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.25. Потребление энергетических ресурсов при технологии низкотемпературной конденсации

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	0,51	483,3
2	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,007	0,92
3	Оборотная вода	м3/т	0,20	0,43

Выбросы в атмосферу

Источники эмиссий в атмосферный воздух не предусматриваются.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.9.1. Закачка воды в пласт

Закачка воды в пласт – наиболее используемый метод разработки нефтяных месторождений. Этот метод позволяет поддерживать высокие текущие дебиты нефтяных скважин, и в итоге достичь высокого процента отбора извлекаемых запасов нефти.

Законтурное заводнение – заводнение, при котором воду закачивают в ряд нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100-1000 м.

Применение законтурной системы разработки возможно тогда, когда водонефтяной контакт при достижимых перепадах давления может перемещаться.

Воздействие на пласт в этом случае осуществляется через систему нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности.

При этом фронт воды наступает от краев к центру. После обводнения эксплуатационных скважин, расположенных в первом ряду, их переводят в разряд нагнетательных.

Линия нагнетания располагается примерно в 300-800 м от контура нефтеносности для создания: более равномерного воздействия на него, предупреждения образования языков обводнения и локальных прорывов воды в эксплуатационные скважины. Применение законтурного заводнения позволяет обеспечить максимальное увеличение скорости отбора нефти при минимальном выносе закачиваемой воды и сопровождается меньшим расходом воды для обеспечения требуемого дебита.

Приконтурное заводнение

Ускорения воздействия на залежь можно достигнуть размещением нагнетательных скважин в непосредственной близости от контура нефтеносности или даже между внешним и внутренним контурами нефтеносности. Приконтурное заводнение (рисунок 3.59) применяется:

- при ухудшенной гидродинамической связи пласта с внешней областью;
- при сравнительно малых размерах залежи;

для интенсификации процесса эксплуатации, так как фильтрационные сопротивления между линиями нагнетания и отбора уменьшаются за счет их сближения.



Рисунок 3.59. Схема приконтурного заводнения

Внутриконтурное заводнение

Воздействие на пласт в этом случае осуществляется через систему нагнетательных скважин, расположенных по той или иной схеме внутри контура нефтеносности. Это более интенсивная система воздействия на залежь нефти, позволяющая сократить сроки выработки запасов и быстро наращивать добычу нефти. Различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения: разрезание залежи линиями нагнетательных скважин на полосы, кольца, создание центрального разрезающего ряда

с несколькими поперечными рядами и в сочетании с приконтурным заводнением. Выбор схемы расположения нагнетательных скважин определяется конкретными геологическими условиями, экономически целесообразными сроками выработки запасов и величиной необходимых капитальных вложений. Преимущественно, линии нагнетательных скважин располагают в зонах пласта с улучшенными коллекторскими свойствами и перпендикулярно к доминирующему простиранию линз и проницаемых песчаников, что позволяет устранить или уменьшить блокировку нагнетаемой воды и повысить охват пласта воздействием.

Внутриконтурное заводнение представлено целым рядом разновидностей. При разрезании залежи рядами нагнетательных скважин закачка воды в пласты производится через нагнетательные скважины, расположенные в пределах самой залежи рядами, называемыми разрезающими рядами или линиями разрезания на отдельные полосы, блоки или площади (обычно шириной 4–5 км, а при слабопроницаемых коллекторах 3–3,5 км) (рисунок 3.60)

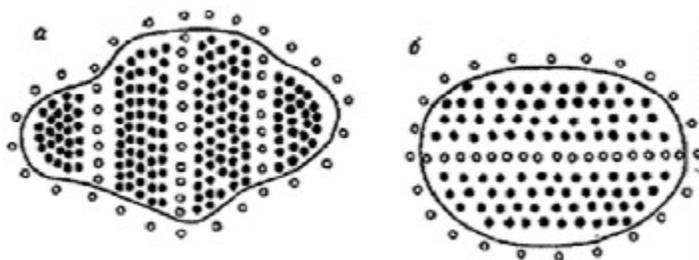


Рисунок 3.60. Схемы внутриконтурного заводнения

1 – нагнетательные скважины; 2 – добывающие скважины; а) с разрезанием залежи; б) осевое.

Блочное заводнение

Блочное заводнение целесообразно на больших неоконтуренных месторождениях, когда по данным разведочных скважин очевидна промышленная нефтеносность в районе их расположения. (рисунок 3.61) В этом случае до окончательной разведки месторождения и определения контуров нефтеносности возможен ускоренный ввод объекта в эксплуатацию путем разрезания рядами нагнетательных скважин месторождения на отдельные блоки с самостоятельными сетками эксплуатационных скважин.

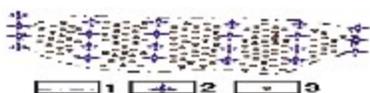


Рисунок 3.61. Система разработки с блоковым заводнением: 1 – контур нефтеносности скважины; 2 – нагнетательные; 3 – добывающие

Тогда внутри каждого блока бурят добывающие скважины в виде рядов, число и плотность которых на площади блока определяют гидродинамическими и технико-экономическими расчетами. При окончательной разведке и оконтуривании месторождения блоки, введенные в эксплуатацию раньше, технологически вписываются в общую схему разработки и составляют с ней органически целое.

3.9.1.1. Текущие уровни эмиссий

Выбросы в атмосферу

Источники эмиссий в атмосферный воздух не предусматриваются.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается. Концентрации загрязняющих веществ в воде, закачиваемой в пласт приведены в таблице ниже:

№ п/п	Наименование загрязняющих веществ	Минимальные показатели, мг/дм ³	Максимальные показатели, мг/дм ³
1	2	3	4
1	Взвешенные вещества	0,74	150
2	Нефтепродукты	0,0075	220
3	Сероводород	3,89	380

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.9.2. Закачка газа в пласт

С точки зрения энергоэффективности поддержание пластового давления закачкой газа более энергозатратный процесс в сравнении с закачкой воды в пласт. А именно, на вытеснение единицы объема нефти при закачке воды затрачивается меньше энергии, чем при вытеснении нефти газом. Основными причинами данной ситуации является следующее:

1. При закачке воды необходимое забойное давление создается как давлением воды на устье нагнетательной скважины, так и большим гидростатическим давлением водяного столба в скважине. При закачке газа, плотность которого значительно меньше плотности воды, гидростатическое давление газового столба мало (примерно в 7–15 раз меньше, чем водяного). Поэтому необходимое забойное давление приходится создавать за счет увеличения давления на устье (давление нагнетания), вследствие чего возрастают затраты энергии на закачку газа в пласт.

2. При закачке газа, вследствие его большой сжимаемости, необходимый объем газа нужно предварительно сжать до забойного давления, на что расходуется большое количество энергии. Тогда как при закачке воды, вследствие ее "жесткости", энергия на сжатие практически равна нулю.

Метод нагнетания газа в залежь вверх по восстанию пласта.

Используется для залежей с крутым падением пластов и низкой проницаемостью (трещиноватые сланцы), что вызывает при нагнетании газа вверх по восстанию пласта возникновение процесса эффективного замещения нефти за счет режима гравитационного дренирования. При этом нагнетание производится в первичную или вторичную газовую шапку. В пластах большой мощности с малым углом падения компримированный газ (вследствие более низкой плотности) оказывается сверху, что приводит к гравитационному разделению фаз. При малой мощности продуктивного пласта нагнетание газа может производиться сразу в несколько скважин, находящихся в пределах одной залежи, особенно если при первичной нефтеотдаче эксплуатация производилась в режиме растворенного газа; выбор скважин на роль нагнетательных всегда производят исходя из сложившейся системы их размещения.

Метод закачивания газа в нижнюю часть пласта. В условиях значительной вертикальной проницаемости горных пород миграция закачанного газа будет направлена вверх, в результате чего произойдет формирование вторичной газовой шапки, сопровождаемое вытеснением нефти в нижнюю часть залежи, откуда будет происходить ее вытекание в пробуренные скважины.

3.9.2.1. Текущие уровни эмиссий

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются компрессора. Характеристика выбросов приведена в разделе 3.13.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

К основным отходам технологического процесса являются отработанные масла. Характеристика выбросов приведена в разделе 3.13.

3.10. Резервуарный парк

3.10.1. Хранение и транспортировка продукции

Резервуарами называются стационарные или передвижные сосуды разнообразной формы и размеров. Резервуары являются наиболее устойчивыми сооружениями, в них хранятся в больших количествах жидкости.

Общие типы используемых атмосферных резервуаров для хранения могут быть резервуарами с открытым верхом (OTT), резервуарами с фиксированной крышей (FRT), внешними резервуарами с плавающей крышей (EFRT) или внутренними резервуарами с плавающей крышей (IFRT). В зависимости от продукта может быть выбран закрытый резервуар с плавающей крышей (CFRT).

Рисунок 3.62 иллюстрирует эту тенденцию, которая подчеркивает повышение безопасности и улучшение контроля над потерями продукции. Производственные

предприятия обычно используют либо резервуары с открытым верхом, либо резервуары с фиксированной крышей, работающие при атмосферном давлении или немного выше него.

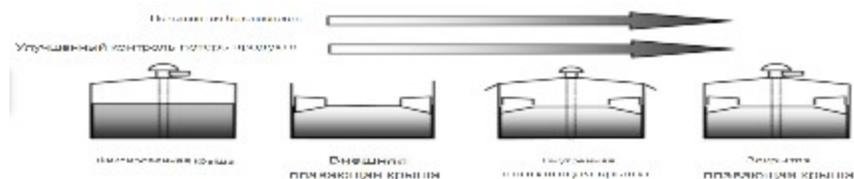


Рисунок 3.62. Эволюция резервуаров
Резервуары с фиксированной крышей

Резервуар обеспечивает улучшенную изоляцию паров продукта и снижает вероятность возгорания. Данный резервуар по-прежнему подвергает поверхность жидкости воздействию парового пространства резервуара, что приводит к значительным потерям продукта при испарении. Резервуары с фиксированной крышей обычно имеют цилиндрическую форму и обычно располагаются над землей. Резервуар с неподвижной крышей состоит из цилиндрической стальной оболочки. Крыша резервуара конической или куполообразной формы. Этот резервуар сконструирован как для жидкости, так и для газа. Чтобы бак мог работать при внутреннем давлении, в верхней части бака предусмотрен клапан, который предотвращает выброс паров.

Резервуары с плавающей крышей

Хотя резервуары с плавающей крышей обычно не используются в производственных операциях, они часто используются на насосных станциях или терминалах. Резервуары с плавающей крышей имеют цилиндрическую форму и располагаются над землей. Резервуары с плавающей крышей делятся на два типа: резервуар с внешней плавающей крышей и резервуар с внутренней плавающей крышей.

Резервуар с плавающей крышей представляет собой цилиндрическую стальную оболочку с открытым верхом. Крыша плавает на поверхности жидкости. Крыша поднимается и опускается в зависимости от уровня жидкости. Плавающая крыша состоит из настила и арматуры. Резервуар оснащен арматурой, которая используется для эксплуатационных функций.

Внутренняя фиксированная крыша состоит из фиксированной и плавающей крыш. Резервуары с фиксированной крышей, в которых используется внутренняя плавающая крыша, представляют собой резервуары, в которых фиксированная крыша поддерживается вертикальными колоннами внутри резервуара. Он имеет постоянно закрепленную крышу и крышу, плавающую внутри резервуаров, которая поднимается при повышении уровня жидкости и опускается при снижении уровня жидкости.

Горизонтальный бак

Горизонтальные резервуары строятся над землей и под землей. Эти резервуары изготовлены из стали и полиэстера, армированного стекловолокном. Горизонтальные резервуары конструируются из расчета длины не более чем в 5 раз превышающей диаметр. Это помогает сохранить устойчивость конструкции. Цистерна оборудована мерными люками, горловинами, напорно-вакуумными клапанами. Резервуары имеют катодную защиту для уменьшения коррозии.

Напорный бак

Резервуары высокого давления используются для хранения жидкостей под высоким давлением. Резервуары высокого давления могут иметь сферическую и цилиндрическую форму. Сферические конструкции представляют собой стабильную и прочную конструкцию, поскольку на поверхности резервуара происходит равномерное распределение нагрузки. Сферические резервуары также оборудованы вакуумным сбросом и смотровыми люками. Сферические резервуары имеют меньшую площадь поверхности на единицу объема из-за своей формы. Следовательно, скорость теплопередачи из окружающей среды меньше, что является преимуществом сферического резервуара. С другой стороны, цилиндрические сосуды под давлением менее прочны по сравнению со сферическими резервуарами.

Резервуар для хранения СПГ

Резервуар для хранения СПГ используется только для хранения сжиженного газа, а не для различных видов нефти и нефтепродуктов. Этот тип резервуара для хранения может быть построен над землей и под землей в зависимости от требований. Резервуары для хранения СПГ имеют двойную цилиндрическую конструкцию, в которой внутренний цилиндр содержит СПГ, а внешний цилиндр содержит изоляционные материалы, которые позволяют хранить СПГ при очень низкой температуре.

Установка улавливания легких фракций углеводородов

Назначение установок улавливания легких фракций углеводородов является в сборе и компримировании паров из пространств, наполненных газом в целях максимального сохранения легких фракций нефтяных углеводородов. Данная установка служит хорошим решением загрязнения окружающей среды. Принципиальная схема установки улавливания легких фракций представлена на рисунке 3.63.

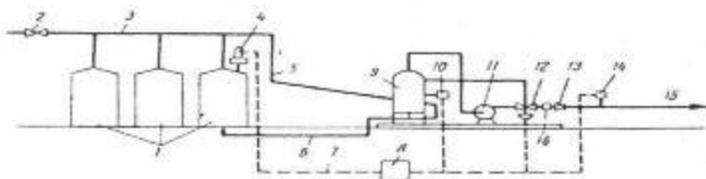


Рисунок 3.63. Принципиальная схема обвязки установки УЛФ

1 – резервуар; 2 – предохранительный клапан; 3 – манифольд; 4 –

блок регуляторов давления; 5 – уклон; 6 – линия возврата жидких углеводородов из скруббера в резервуар; 7 – линия связи; 8 – привод (двигатель); 9 – скруббер; 10 – регулятор верхнего предела уровня жидкости в скруббере; 11 – компрессор; 12 – трехходовая задвижка; 13 – обратный клапан; 14 – регулятор предельного давления на выкиде компрессора; 15 – линия выхода газа в систему газосбора или на продажу; 16 – газовый счетчик.

Компрессор установок улавливания легких фракций включается при достижении определенного давления в газоуравнительной системе или на всасывающей магистрали установки. Регулирование производительности компрессора происходит в автоматическом режиме по сигналу датчика давления. Если давление в системе возрастает, то компрессор переходит в режим работы на повышенных оборотах и более интенсивно откачивает легкие фракции углеводородов из резервуаров. При снижении давления в системе – компрессор переходит в режим работы на пониженных оборотах. Когда давление снижается до запрограммированной минимальной величины, компрессор выключается. Если и в дальнейшем давление будет снижаться, происходит открытие подпиточного клапана, в результате чего легкие фракции углеводородов из нагнетательного трубопровода будут поступать в резервуар через подпиточный трубопровод.

3.10.1.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

При хранении продукции энергетические затраты минимальны. В таблице 3.26 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов на стадии транспортировки продукции, полученные по результатам опыта нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.26. Потребление энергетических ресурсов на стадии транспортировки продукции

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	3,4310-6	253,4
2	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	1,8610-7-7	8,2310-4

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), резервуары.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/м ³	Максимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/м ³	Медианная концентрация загрязняющего вещества, мг/м ³
1	2	3	4	5
1	Алканы С1-С5	1676,606	728900,2425	48662,20
2	Алканы С6-С10	620,53	269488,5845	11342,0

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

К основным отходам относится нефтешлам, который образуется в результате зачистки резервуаров. Количество образования, которого напрямую зависит от количества механических примеси в нефти.

Наименование отхода	Код отхода	Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/ тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
Нефтешлам от зачистки резервуаров	05 01 03*	0,000169884	0,006219107

3.10.2. Система слива налива

Одним из важных этапов в транспортировке нефтепродуктов является их перегрузка из стационарных емкостей в передвижные (железнодорожные, автомобильные) цистерны; суда-танкеры и обратно. Процесс этот достаточно трудоемкий и связан с рисками загрязнения окружающей среды.

В зависимости от грузооборота нефтепродукты отправляются с промысла или отдельными цистернами, или целыми маршрутами. Нефтепродукты обладают различными вязкостями, температурами застывания, упругостью паров и другими отличающими их друг от друга свойствами. Кроме того, поступающие нефтепродукты перевозятся в цистернах разных типов с различными конструкциями и размерами сливных приборов. Указанные факторы осложняют организацию слива и обуславливают необходимость применения различных способов и устройств для его осуществления.

На рисунке 3.59 приведены различные схемы для слива нефтепродуктов, применяемые на практике.

Слив при помощи насосов. Откачка нефтепродуктов насосами применяется как при верхнем сливе, так и при нижнем. Для этого вдоль железнодорожных путей

прокладывается всасывающий стальной коллектор 7 (рисунок 3.64, а), К которому при верхнем сливе присоединены сливные стояки 4 с гибкими шлангами 9. Эти шланги опускаются в цистерны 1 через открытые люки колпаков. Для нижнего слива к сливным приборам вагонов-цистерн присоединяются гибкие шланги 8, отходящие от коллектора 7. На практике сливные стояки устанавливаются: для однотипных цистерн через 4-12 м, а для разнотипных - через 4 м. В целях обеспечения нормальной работы сливные коммуникации должны иметь полную герметичность.

Обычно от середины всасывающего коллектора отходит отводная труба 5 к насосу 6. При применении несамовсасывающих центробежных насосов необходима установка вакуум-насоса (при верхнем сливе) для создания разрежения во всасывающей линия при первоначальном ее заполнении и для отсоса воздуха, попавшего во время работы через неплотность сливных коммуникаций, находящихся под вакуумом. Отсос воздуха производится из наивысших точек сливных стояков через всасывающий коллектор 3, соединенный со сливными стояками трубопроводами 2.

При сливе одиночных цистерн вакуум в сливном стояке создается ручными насосами, устанавливаемыми на сливных стояках.

На рисунке 3.64, б приведена схема верхнего слива при помощи погружных насосов 7, смонтированных на конце опускаемого трубопровода или гибкого шланга 2. Насос вместо с взрывобезопасным электродвигателем заключен в общем герметизированном кожухе. Питание насосного агрегата электроэнергией производится посредством гибкого бронированного кабеля.

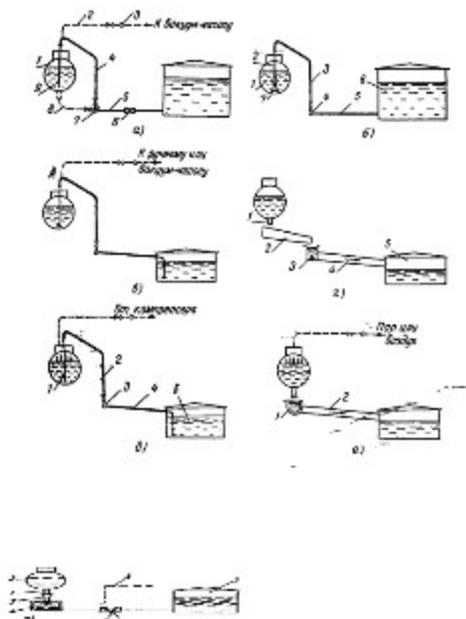


Рисунок 3.64. Схемы налива нефтепродуктов из вагонов-цистерн: а – слив при помощи насоса; б – слив посредством погружных насосов; в – самотечный слив

сифоном; г – открытый самотечный слив; д – верхний слив под давлением; е – нижний слив под давлением; ж – закрытый самотечный нижний слив.

По этой схеме насос засасывает нефтепродукт непосредственно из цистерны 1 и нагнетает его по системе трубопроводов 2, 3, 4 и 5 в резервуары нефтебазы 6.

Для верхнего слива нефтепродуктов возможно также применение эжекторов, которые, как и погружные насосы, опускаются в котел вагона-цистерны. Побудителем является выкачиваемая жидкость, которая подается специальным насосом из резервуаров в эжектор.

Самотечный слив сифоном (рисунок 3.64, в). При расположении резервуаров на более низкой отметке по отношению к вагону-цистерне сливной стояк будет являться сифоном, и с помощью его можно производить слив цистерн. Коммуникации при сифонном сливе будут отличаться от коммуникаций на рисунке 3.59, а только отсутствием насоса на сливной линии. Сифон заряжается при помощи ручного или вакуум-насоса.

Открытый самотечный слив (рисунок 3.64, г). При открытом самотечном сливе нефтепродукты сливаются из вагонов-цистерн через сливные приборы 1 по переносным лоткам 2 в желоб 8, расположенный вдоль железнодорожного пути. По желобу нефтепродукты стекают к отводной трубе 4, отходящей от середины желоба, и по отводной трубе - в сливной резервуар 5. Из сливных резервуаров нефтепродукты перекачиваются в резервуары нефтебазы насосами.

Емкость сливных ("нулевых") резервуаров принимается равной емкости маршрута или $2/3$ его емкости, если одновременно со сливом будет производиться откачка нефтепродуктов из сливного резервуара.

При сливе вязких нефтепродуктов желоба оборудуются подогревателями из паровых труб диаметром 25–50 мм, укладываемых у дна желоба, или делаются с двойными стенками, образующими паровую рубашку.

Слив под давление используется для ускорения слива, когда над поверхностью нефтепродукта в вагоне-цистерне создается повышенное давление путем подачи сжатого воздуха, инертного газа или пара, в зависимости от сорта сливаемого нефтепродукта. Он применяется в основном в системах при самотечном сливе, но может использоваться и в системах с принудительным сливом.

При сливе под давлением люк клапана цистерны закрывается герметично специальной крышкой со штуцером для присоединения гибкого шланга от коллектора, через который подается сжатый воздух или пар. Крышка снабжается манометром и предохранительным клапаном во избежание превышения давления сверх установленного.

При верхнем сливе под давлением (рисунок 3.64, д) нефтепродукт поднимается по шлангу 1 в стояк 2 и далее по трубопроводам 3 и 4 поступает в сливной резервуар 5. Верхний слив под давлением может применяться для слива всех нефтепродуктов, а

также для цистерн с неисправным сливным прибором. Нижний слив под давлением (рисунок 3.64, е) применяется главным образом для слива вязких нефтепродуктов и является самым эффективным способом разгрузки вагонов-цистерн. При этом способе слива нефтепродукт может сливаться в установленный срок при более высокой вязкости, что позволяет снизить степень подогрева в цистерне, а во многих случаях и совсем избежать его.

Для упрощения нижнего слива под давлением необходимо нефтепродукты сливать в межрельсовые желоба, особенно при приеме на нефтебазу целых маршрутов или партий цистерн.

Межрельсовый желоб 1 располагают по оси симметрии железнодорожного пути и заглубляют в землю; рельсы в этом случае укладываются на стенки желоба. Нефтепродукт из межрельсового желоба по отводной трубе 2, проложенной под рельсами, стекает в сливной резервуар.

Закрытый самотечный слив (рисунок 3.65, ж). К сливным приборам 1 вагонов-цистерн 2 присоединяются с обеспечением необходимой герметичности сливные приборы 3 межрельсовых желобов 4. Вся сливная система - сливные приборы 1 и 3 и межрельсовый желоб 4 являются полностью герметизированными. Полная герметизация сливных устройств позволяет пользоваться этой системой для слива легкоиспаряющихся или ценных жидкостей (нефти и смазочных масел). При сливе легкоиспаряющихся жидкостей выделяется большое количество паров, которые по газоотводящему трубопроводу 5 вытесняются в специальные сборники или резервуары. Межрельсовые желоба выполняются равновеликими емкостями сливаемого маршрута вагонов цистерн. Слитые жидкости из межрельсового желоба откачиваются насосами 6 в резервуар 7.

Для налива нефтегазоводяной смеси в автоцистерны применяют стояки различных типов.

Стояки для налива автоцистерн классифицируют:

по способу подключения к цистерне (сверху или снизу);

по способу налива (герметизированный или не герметизированный);

по степени автоматизации процесса налива (автоматизированные или неавтоматизированные);

по виду управления (с механизированным или ручным управлением).

При герметизированном наливке горловина автоцистерн закрывается специальной крышкой, в которую врезан патрубок, соединенный со шлангом для отвода паровоздушной смеси либо в опорожняемые резервуары, либо на установку улавливания легких фракций (УЛФ). Негерметизированный налив целесообразно применять при отгрузке низколетучих нефтепродуктов.

Для предотвращения переливов автоцистерн применяются средства автоматизации. В этом случае наливные стояки оборудуют либо датчиками уровня, либо

клапанами-дозаторами, позволяющими производить отпуск заданного количества нефтепродукта. Подобный контроль - обязательное условие герметизированного налива. Применяются наливные устройства одиночные и объединенные в группы, с ручным и автоматизированным управлением. Группа наливных устройств, управляемых из специального здания - операторной, образует станцию налива. Принципиальная схема налива автомобильных цистерн представлена на рисунке 3.65.

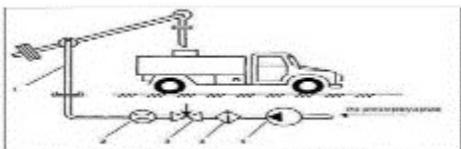


Рисунок 3.65. Пример верхнего налива углеводородов в автоцистерны: 1 – наливной стояк; 2 – счетчик; 3 – клапан-дозатор; 4 – фильтр; 5 – насос.

Углеводород забирается из резервуаров насосом 5, прокачивается через фильтр 4, клапан-дозатор 3, счетчик 2 и через стояк 1 поступает в автоцистерну.

3.10.2.1. Текущие уровни эмиссий

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух отсутствуют, так как в целях обеспечения нормальной работы сливные коммуникации должны иметь полную герметичность. При негерметизированном наливке источниками выбросов являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений, насосы, наливной стояк (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются).

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.11. Канализация и очистные сооружения (очистка сточных вод)

Сточные воды, отводимые с территорий нефтегазодобывающих предприятий, по своим условиям формирования делятся на три вида:

производственные сточные воды, которые образуются в результате использования воды в различных технологических процессах;

атмосферные (ливневые) сточные воды (поверхностный сток с территории предприятия), которые образуются в результате смыва примесей, скапливающихся на территории, дождевой, талой и поливочной водой;

хозяйственно-бытовые сточные воды, которые образуются при эксплуатации на территории предприятия санузлов, душевых, прачечных и столовых.

Условия формирования сточных вод на разных предприятиях могут весьма различаться. Канализование промышленных предприятий, как правило, осуществляется по полной раздельной системе.

3.11.1. Технология процесса

Для очистки бытовых и производственных сточных вод в нефтегазодобывающей отрасли используют следующие методы:

механические (наиболее распространено использование отстойников, фильтров и центрифуг) (раздел 3.2.1);

физико-химические (флотация – использование плавучести углеводородов и их сбор с поверхности, коагуляция – добавление специальных реагентов, связывающих нефтепродукты и осаждающих их; частный случай этого метода – использование обратного осмоса, когда за мембраной с односторонней проницаемостью помещается емкость с высокой концентрацией загрязнителя, и собирает в себя соответствующие вещества из стоков, адсорбция – применение веществ, активно впитывающих загрязнения) (раздел 3.4.1);

биологические (основаны на окислении микроорганизмами органических загрязнений).

Механическая очистка позволяет извлекать из сточных вод нефтепродукты, находящиеся в грубодисперсном (капельном) состоянии. Используемые для механической очистки отстойники, песколовки, нефтеловушки, решетки и другие устройства предназначены также для задержания основной массы сопутствующих загрязнений минерального происхождения (песок, земля), а также для защиты от износа и забивания загрязнителями устройств и сооружений, устанавливаемых за ними.

Очистку нефтесодержащих сточных вод осуществляют посредством следующих процессов: перемешиванием, отстаиванием, центрифугированием и фильтрованием с целью разрушения бронирующих оболочек на каплях нефти, коалесценции капель нефти и выведения частично сконцентрированной нефтяной фазы и осадка (механические примеси). В качестве оборудования используют резервуары с мешалками, отстойники, сепараторы, центрифуги, гидроциклоны, каплеобразователи, флотаторы и фильтры.

На рисунке 3.66 приведена схема установки для очистки нефтепромысловых сточных вод, реализующая четыре стадии: предочистку, обработку, очистку и доочистку (механическим методом).

В гидроциклоне протекают стадии предочистки и обработки, в отстойнике – очистка, в песчаном фильтре – доочистка.

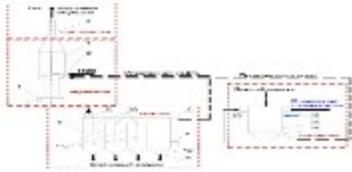


Рисунок 3.66. Схема установки для очистки нефтепромысловых сточных вод

1 – гидроциклон; 2 – патрубок подвода исходной нефтепромысловой сточной воды; 3 – патрубок отвода верхнего слива; 4 – патрубок отвода нижнего слива; 5 – входной патрубок отстойника; 6 – отстойник; 7 – патрубок отвода нефтяной эмульсии, 8 – патрубок очищенной воды; 9 – патрубок отвода шламового осадка; 10 – верхние вертикальные перегородки; 11 – нижние вертикальные перегородки; 12 – коническое днище; 13 – входной патрубок самопромывного песчаного фильтра; 14 – самопромывной песчаный фильтр; 15 – патрубок отвода промывочной воды; 16 – патрубок отвода очищенной воды

К физико-химическим видам очистки сточных вод от нефтепродуктов относят коагуляцию, флотацию и сорбцию. Коагуляция наиболее эффективна для удаления из сточных вод коллоидно-дисперсных частиц (размером 1-100мкм). Применение процесса флотации позволяет интенсифицировать всплывание нефтепродуктов за счет их обволакивания пузырьками воздуха, который подается в сточные воды. Сорбционная (адсорбционная, абсорбционная) очистка применяется для удаления из сточных вод растворенных органических и неорганических веществ. Поглотительные твердые пористые материалы (адсорбенты) или поглотительные жидкости или растворы (абсорбенты) выбирают в основном исходя из химических свойств адсорбента или абсорбента и поглощаемых из сточных вод вредных примесей. Сорбционная очистка сточных вод не является универсальной и используется, как правило, в системах локальной очистки.

На рисунке 3.67 приведены основные схемы, по которым выполняется очистка сточных вод от нефтепродуктов физико-химическим методом.



Рисунок 3.67. Основные схемы, по которым выполняется очистка сточных вод от нефтепродуктов (физико-химическим методом)

Биохимическая очистка является одним из основных методов очистки хозяйственно-бытовых сточных вод как перед сбросом, так и перед повторным использованием в системах оборотного водоснабжения. Биохимические методы основываются на естественных процессах жизнедеятельности гетеротрофных микроорганизмов. Микроорганизмы способны использовать углеводороды разных классов простого и сложного строения.

При биологической очистке растворенные органические вещества подвергаются с помощью микроорганизмов биологическому распаду в присутствии кислорода (аэробный процесс) или же в отсутствие кислорода (анаэробный).

Аэробный способ очистки вод является самым распространенным. Для очистки используются аэротенки, в которые поступает кислород и насыщает воду.

Аэротенк работает вместе со вторичным осветлителем. Происходит процесс окисления микроорганизмами органических веществ, для которого созданы благоприятные условия в биореакторе (рисунок 3.68).



Рисунок 3.68. Схема биологической очистки сточных вод

3.11.2. Обработка и утилизация осадков бытовых и производственных сточных вод

3.11.2.1. Общие сведения об осадках сточных вод

Осадки сточных вод – это суспензии, выделяемые из сточных вод в процессе их механической, биологической и физико-химической (реагентной) очистки.

По сравнению с очисткой сточных вод обработка осадков представляет значительно большую технологическую и экологическую сложность. Операции по обработке и утилизации осадков сточных вод затруднены из-за их различного состава и высокой влажности.

Осадки сточных вод можно классифицировать следующим образом:

- грубые примеси (отбросы), задерживаемые решетками;
- тяжелые примеси (песок), задерживаемые песколовками;
- плавающие примеси (или жировые вещества), всплывающие в отстойниках;
- сырой осадок, задерживаемый первичными отстойниками;

активный ил, задерживаемый во вторичных отстойниках (после сооружений биологической очистки);

осадок, анаэробно сброженный в метантенках, осветлителях-перегнивателях или двухъярусных отстойниках.

Объем осадков обычно составляет 0,5 – 1 % (в редких случаях до 40 %) объема обрабатываемых сточных вод в зависимости от схемы очистки и влажности осадка. Влажность осадков колеблется от 85 % (предприятия стройиндустрии) до 99,5 % (активный ил сооружений биологической очистки).

Химический состав сухого вещества осадков колеблется в широких пределах. Осадок хозяйственно-бытовых сточных вод содержит ценные компоненты: углерод, азот, фосфор, калий и другие элементы. Основную часть осадков из первичных отстойников представляют органические вещества. Они содержат большое количество микроорганизмов, в том числе патогенных. Осадки и шламы производственных сточных вод в основном состоят из минеральных веществ, они могут содержать канцерогенные и токсичные вещества, в том числе ионы тяжелых металлов.

В сыром виде осадок издает неприятный запах, опасен в санитарном отношении и непригоден для перевозки. Перед утилизацией осадок подвергается предварительной обработке в целях:

- уменьшения влажности и объема осадка, неприятного запаха;
- уменьшения количества патогенных микроорганизмов и вредных веществ;
- снижения затрат на транспортировку.

В осадках сточных вод содержится свободная и связанная вода. Свободная вода (60 –65 %) сравнительно легко может быть удалена из осадка, связанная вода (30–35 %) – коллоидно-связанная и гигроскопическая – гораздо труднее.

3.11.2.2. Методы обработки осадков сточных вод

Для обработки осадков сточных вод применяют следующие методы:

уплотнение (сгущение) связано с удалением свободной влаги и является необходимой стадией всех технологических схем обработки осадков. При уплотнении удаляется в среднем 60% влаги, масса осадка при этом сокращается в 2,5 раза. Наиболее трудно уплотняется активный ил;

стабилизация осадков проводится с использованием микроорганизмов анаэробным (метановым) сбраживанием в септиках, двухъярусных отстойниках, осветлителях-перегнивателях и метантенках или аэробной стабилизацией осадков (процесс окисления органических веществ аэробными микроорганизмами в присутствии кислорода воздуха). Метод применяется для активного ила или смеси осадков из первичных отстойников и активного ила. Для аэробной стабилизации осадков могут применяться любые емкостные сооружения (переоборудованные отстойники, аэротенки).

кондиционирование осадков – это предварительная подготовка их перед обезвоживанием. Целью кондиционирования является улучшение водоотталкивающих свойств осадков путем изменения их структуры и форм связи воды.

Кондиционирование может осуществляться посредством реагентной обработки коагулянтами (сернокислым алюминием, хлорным железом, известью) и флокулянтами (используется ПАА – полиакриламид), тепловой обработки для осадков городских и промышленных сточных вод с зольностью 30–40 %. Осадки нагревают в автоклавах острым паром до температуры 170 – 200 оС;

обезвоживание осадков – процесс снижения влаги до 70–80 %. Обезвоживание может осуществляться на иловых площадках (участках земли (карты), окруженных со всех сторон земляными валиками и оборудованные системой дренажа) или посредством механического обезвоживания, которое осуществляется с использованием специальных установок: вакуум-фильтров; фильтр-прессов; центрифуг и сепараторов.

В результате обезвоженный осадок уменьшается в объеме в 7–15 раз и имеет влажность 50–80 %.

термическая сушка осадков – это процесс снижения влаги до 5–40%. Он является заключительным этапом для подготовки осадков к утилизации или ликвидации путем сжигания. В процессе термической сушки происходит обеззараживание и уменьшение массы осадков. Осадки должны быть предварительно обезвожены механическим способом.

3.11.3.3. Утилизация осадков

К основным направлениям утилизации осадков сточных вод относятся следующие: биокомпостирование твердой фазы;

осадок может быть использован в качестве заполнителя при производстве строительных материалов и конструкций, при строительстве дорог, для оснований, засыпки пазух фундаментов и т.д., зола после сжигания осадков может использоваться в производстве кирпича и строительных материалов.

осадок может быть использован для производства сорбентов (реагентов для очистки сточных вод);

выделяющийся при сбраживании осадков в метантенках биогаз может быть использован в качестве источника энергии, например, для получения пара в котлах;

осадок может быть использован в качестве материала для рекультивации полигонов

3.11.3.4. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.27–3.28 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, полученные по результатам опыта нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.27. Потребление энергетических ресурсов канализационных насосов

	Единицы измерения	Минимальный	

Наименование энергетических ресурсов	энергетических ресурсов	расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	2,78	4,11

Таблица 3.28. Потребление энергетических ресурсов очистки сточных вод

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов
1	2	3	4	5
1	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	2,78	4,11
2	Удельное потребление топлива	т.у.т.	1,4	3,68
3	Свежая вода	м3/т	47,2	62

Выбросы в атмосферу

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в технологическом процессе являются подогреватели сточной воды, отстойники и дренажные емкости.

Характеристика выбросов от подогревателей приведена в разделе 3.13. Выбросы от отстойников и дренажных емкостей сточных вод не рассматриваются справочником по НДТ по причине их низких валовых выбросов.

Сбросы сточных вод

Нормативы содержания загрязняющих веществ отдельно для оборудования не предусматриваются, нормативы устанавливаются только для водовыпусков.

Объемы образования сточных вод приведены в таблице ниже:

№ п/п	Категория сточных	Минимальные показатели, м3/год	Максимальные показатели, м3/год
1	2	3	4
1	Производственные сточные воды	3450,768	2192585,704
2	Хозяйственно-бытовые сточные воды	15,4	12739,767

Количество валовых эмиссий загрязняющих веществ со сбросами приведены в таблице ниже:

	Минимальные показатели, т/год	Максимальные показатели, т/год
1	2	3
Сбросы загрязняющих веществ	1,2345	28898,42

После очистки сточные воды направляются в пруд-накопитель, пруд-испаритель, закачиваются в пласт или утилизируются в недра.

Отходы

Основными отходами технологического процесса очистки сточных вод являются отходы, приведенные в таблице ниже:

№ п/п	Наименование отхода	Код отхода	Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/ тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
1	2	3	4	5
1	Шламы из отстойников	05 01 03*	0,000000169	0,000002117
2	Осадок иловый очистных сооружений	19 08 16	0,000000383	0,000067016
3	Биошлам	19 08 11*	0,00020256	0,00040197
4	Активированный уголь	19 09 04	0,000000036	0,000024499

3.12. Факельные системы

Факельная система - это интегрированное устройство или система по обеспечению безопасного выполнения технологических процессов добычи и переработки углеводородов.

Факельные системы используются для контролируемого термического обезвреживания наиболее экологически безопасным способом всех поступающих к ним углеводородсодержащих газов и паров, которые не могут быть повторно использованы или переработаны. Газы и пары, поступают в факельную систему из технологических установок через их запорно-регулирующие элементы систем управления, контроля и регистрации процессов, предохранительные клапана противоаварийной/противопожарной защиты.

Факельные системы используются при сжигании газов и паров в объемах, необходимых для безопасного запуска, эксплуатации, останова, инспекций, обслуживания и ремонтов технологических установок, а также предотвращения и минимизации последствий технологических сбоях и других отклонений от выполняемых технологических процессов, включая незапланированные события, непредвиденные отказы оборудования, аварийные ситуации.

Газы и пары, поступают в факельную систему из технологических установок через их запорно-регулирующие элементы систем управления, контроля и регистрации процессов, предохранительные клапана противоаварийной/противопожарной защиты.

Факельные системы могут быть общими или отдельными: общие факельные системы осуществляют сжигание газов от общего сброса всех технологических

установок на предприятии: отдельные факельные системы обеспечивают сжигание сбросных газов от единичной технологической установки. На рисунке 3.69 представлена технологическая схема сброса газов и паров в факельную систему.

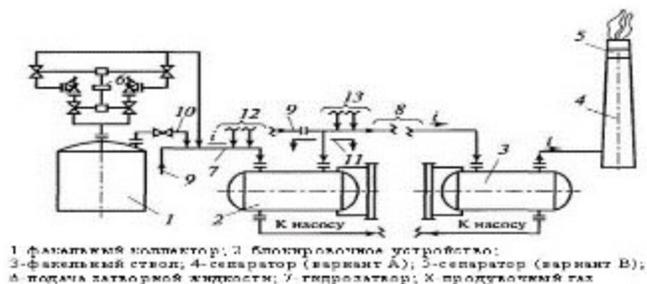


Рисунок 3.69. Технологическая схема сброса газов и паров в факельную систему

На отечественных предприятиях добычи нефти и газа используют вертикальные и горизонтальные факельные установки.

Основным технологическим процессом, реализуемым в горизонтально-факельных установках, является термическое обезвреживание газовых сбросов путем их сжигания. В качестве окислителя в горизонтальной факельной установке используется атмосферный воздух. В связи с тем, что горизонтально-факельные установки в отличие от вертикально-факельных установок могут эксплуатироваться без факельных сепараторов. На вертикальных факельных установках (высокого и низкого давления) факельные горелки расположены в верхней части факельной трубы. По факельному стволу поднимаются только горючие компоненты, а горение происходит в атмосфере над оголовком факельного ствола.

В соответствии с задачами и областью применения факельных систем к ним предъявляются следующие основные требования: – полнота сжигания, в результате которой исключается образование различных альдегидов, кислот и многих весьма вредных промежуточных продуктов; – исключение образования сажи и дыма; – безопасное воспламенение сбрасываемых на факел газов; – устойчивость работы факела при изменениях расхода, давления и состава сбрасываемого газа. Факельная система предусматривает факельные системы высокого и низкого давления (ФВД и ФНД), каждая из которых включает в себя: – сепарационно-дренажный узел; – сепаратор факельный высокого давления; – сепаратор факельный низкого давления; – факельную установку (совмещенная факельная установка, факельная установка с отдельной установкой факельных стволов высокого и низкого давления для обеспечения безостановочной работы ДНС с УПСВ или факельная установка с горизонтальным факельным стволом и возможностью выпаривания пластовой воды). Розжиг факельной установки производится так называемым бегущим огнем или электроискровой системой на дежурной горелке. Далее контроль горения осуществляется акустическими датчиками и термоэлектрическим преобразователем.

Для управления также задействуется автономный блок розжига и контроля пламени, который должен находиться в отдельном шкафу с обогревом. Режимы эксплуатации с подключением автоматики предполагают работу по заданным алгоритмам с передачей сигналов на операторский пульт. Факельные системы размещаются с учетом розы ветров и технических возможностей установки трубопроводных линий с ограждениями и отводными каналами для горелок. Независимо от типа установки выдерживаются нормативные расстояния между факельными стволами, зданиями, инженерными сооружениями, складами и электрическими подстанциями.

3.12.1. Текущие уровни эмиссий и потребления

Выбросы в атмосферу

Источниками эмиссий в атмосферный воздух являются неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений, сепаратор (неорганизованные источники, справочником по НДТ не рассматриваются), факельная установка. Выбросы маркерных загрязняющих веществ от факельных установок представлены в таблице 3.29.

Таблица 3.29. Выбросы маркерных загрязняющих веществ от факельных установок (расчетные статистические данные Комплексного технологического аудита предприятий нефте-газодобывочной отрасли Республики Казахстан)

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов		М и н . Концентрац. МЗВ в выбросах , (мг/м ³)	М а к с . Концентрац. МЗВ в выбросах , (мг/м ³)	Медиан. концентрац. МЗВ по отрасли НГД, (мг/м ³)
1	2		3	4	5
1	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	CO	53,803	257319,996	887,6775
2	Азота оксиды	NOx	8,0525	14190,4	146,65
3	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	SO2	0,0815	82594,384	794,793
4	Метан	CH4	1,35	3960,76	22,245
5	Сажа	C	0,323	9460,27	152,093

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

Образование технологических отходов в режиме эксплуатации не предусматривается.

3.13. Энергетическая система

Увеличение потребления топливно-энергетических ресурсов объясняется ростом глубин скважин, усложнением условий разработки нефтегазовых месторождений, а

также тем, что закономерное для всех нефтяных районов повышение со временем обводненности откачиваемой из недр жидкости приводит к необходимости форсированных отборов и вызывает резкое возрастание удельных расходов электроэнергии на добычу нефти. Все это приводит к увеличению абсолютной величины энергетических затрат и их доли в себестоимости продукции. В таких условиях особо важное значение приобретает проблема совершенствования электроиспользования и сокращения потерь энергии в различных звеньях нефтепромышленного хозяйства, что может достигаться в результате улучшения параметров, характеристик, условий и режимов работы элементов системы электроснабжения, т.е. промышленных электроустановок и электросетей, а также за счет улучшения технологии основных производственных процессов или, короче, за счет как собственно электроэнергетических, так и технологических мероприятий. Мероприятия первой группы, в свою очередь, подразделяются на организационные и технические.

Операции в нефтегазовой промышленности являются энергоемкими, требующими постоянных поставок электроэнергии и часто технологического тепла, пара или охлаждения. Пар также используется для повышения нефтеотдачи пластов. Нефтяное предприятие может владеть и эксплуатировать объекты по производству энергии для обеспечения этих операций электроэнергией и паром.

Выбросы CO_2 и, в меньшей степени, N_2O и CH_4 в результате сжигания топлива для работы турбин, котлов или компрессоров. Где для выработки энергии используется природный газ, выбросы CH_4 могут быть результатом технологических вентиляционных отверстий и летучих источников, хотя эти выбросы, как правило, невелики по сравнению с источниками сгорания.

В нефтяной промышленности N_2O образуется при сгорании в результате сложной серии реакций. Его образование зависит от многих факторов, а выбросы N_2O могут сильно варьироваться от установки к установке и даже варьироваться в пределах одной и той же установки для различных условий эксплуатации. Обычно условия, положительно влияющие на образование N_2O , также влияют на выбросы CH_4 . Эти выбросы CH_4 также варьируются в зависимости от типа топлива и конфигурации горения. В целом, выбросы CH_4 и N_2O из источников сгорания значительно меньше выбросов CO_2 в пересчете на эквивалент CO_2 . Метан и выбросы N_2O для стационарных источников сгорания рассчитываются отдельно с использованием коэффициентов выбросов.

Поскольку выбросы от источников сжигания составляют такую значительную часть выбросов в атмосферу, важно понимать точность данных, используемых в расчетах. Например, данные измерения расхода топлива могут быть получены из расходомеров, на точность которых могут повлиять калибровки, проверки и техническое обслуживание. Состав топлива может меняться с течением времени, поэтому выбросы, рассчитанные с использованием содержания углерода, могут быть или не быть

репрезентативными, в зависимости от частоты отбора проб и изменчивости состава топлива. Точность рассчитанных выбросов зависит от точности входных данных.

3.13.1. Парогенераторные станции

Парогенераторная установка (ПУ) - оборудование для производства насыщенного пара, используемого в качестве рабочего тела в паровых машинах, теплоносителя в системах отопления и в технологических целях.

Парогенератор - часть реакторной установки, теплообменный аппарат, который предназначен для производства пара, поступающего на турбогенератор для преобразования его тепловой энергии в электроэнергию.

Например, некоторые парогенераторные установки (рисунок 3.70) предназначены для паротеплового воздействия на пласт с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи.

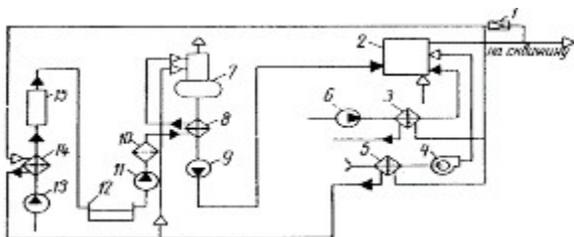


Рисунок 3.70. Принципиальная схема парогенераторной установки:

1 – дроссельное устройство; 2 – парогенератор; 3 – подогреватель топлива; 4 – дутьевой вентилятор; 5 – подогреватель воздуха; 6 – топливный насос; 7 – деаэратор; 8 – охладитель деаэрированной воды; 9 – электронасосный агрегат; 10 – сульфугольный фильтр; 11 – насос химочищенной воды; 12 – бак химочищенной воды; 13 – насос исходной воды;

14 подогреватель исходной воды; 15 – фильтр химводоочистки

Парогенератор - часть реакторной установки, теплообменный аппарат, который предназначен для производства пара, поступающего на турбогенератор для преобразования его тепловой энергии в электроэнергию.

3.13.2. Газотурбинные установки

Газотурбинная установка (ГТУ) - энергетическая установка (рисунок 3.71). Выходящие из турбины отработанные газы в зависимости от потребностей заказчика используются для производства горячей воды или пара. Силовая турбина и генератор размещаются в одном корпусе. Поток газа высокой температуры воздействует на лопатки силовой турбины (создает крутящий момент). Использование тепла посредством теплообменника или котла-утилизатора обеспечивает увеличение общего КПД установки.

Электрическая мощность газотурбинных энергоустановок колеблется от десятков кВт до десятков МВт. Оптимальным режимом работы ГТУ является комбинированная выработка тепловой и электрической энергии (когенерация).

Наибольший КПД достигается при работе в режиме когенерации или тригенерации (одновременная выработка тепловой, электрической энергии и энергии холода). С учетом высокой температуры выхлопных газов в мощных ГТУ, комбинированное использование газовых и паровых турбин позволяет повысить эффективность использования топлива и увеличивает электрический КПД.

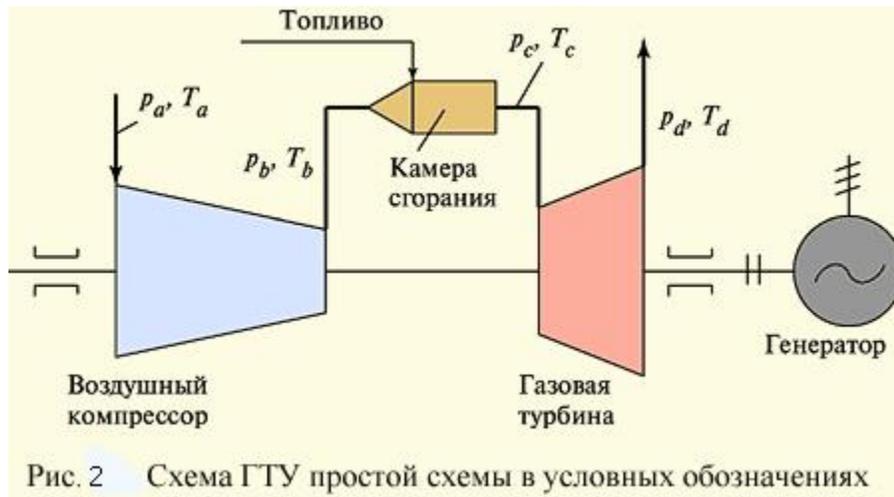


Рисунок 3.71. Схема ГТУ простой схемы в условных обозначениях

Газ (топливо) поступает в котел, где сгорает и передает тепло воде, которая выходит из котла в виде пара и крутит паровую турбину. Далее паровая турбина крутит генератор. Из генератора вырабатывается электроэнергия, а пар для промышленных нужд (отопление, подогрев) забирается из турбины при необходимости.

3.13.3. Теплоснабжение (котельная)

Котельная предназначена для обеспечения паром или горячей водой объектов предприятия. В зависимости от назначения различают следующие котельные установки : отопительные - для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, отопительно-производственные - для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологического водоснабжения, производственные - для технологического водоснабжения.

Водогрейный котел

Физический принцип действия водогрейного котла на газе основан на сжигании топлива в топке котла и дальнейшая передача тепловой энергии сгоревшего топлива при помощи теплообменника теплоносителю. Газ сгорает в топочной части котла, окруженной водяной охлаждаемой рубашкой (рисунок 3.72).

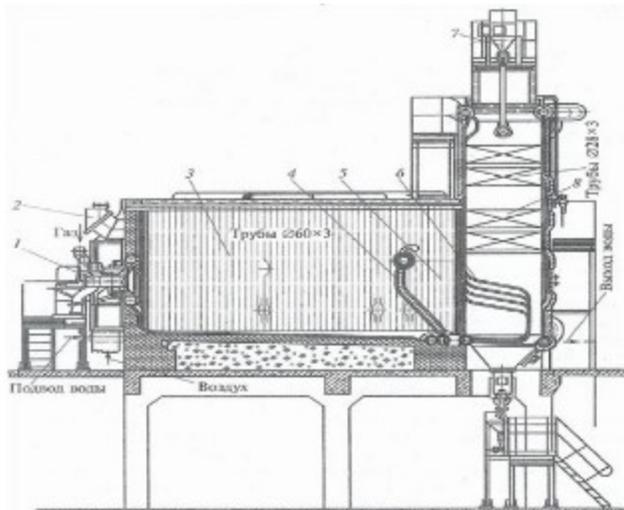


Рисунок 3.72. Технологическая схема Водогрейного котла

1 - газомазутная горелка; 2 - взрывной клапан; 3 - топочная камера; 4 - промежуточный экран; 5- камера догорания; 6 - фестон; 7- установка дробеочистки; 8 - конвективная поверхность нагрева

В камере расположены фронтальный, два боковых и промежуточный экраны, которые практически полностью покрывают стены и под топки (исключение составляет часть фронтальной стены, где установлены взрывной клапан и газомазутная горелка с ротационной форсункой). Экранные трубы приварены к коллекторам диаметром 219 x 10 мм. Промежуточный экран выполнен из труб, расположенных в два ряда, и образует за собой камеру догорания 5.

Конвективная поверхность нагрева включает в себя два конвективных пучка и расположена в вертикальной шахте с полностью экранированными стенами. Конвективные пучки набраны из расположенных в шахматном порядке U-образных ширм, выполненных из труб диаметром 28 x 3 мм. Задняя и передняя стены шахты экранированы вертикальными трубами диаметром 60 x 3 мм, боковые стены - трубами диаметром 85 x 3 мм, которые служат стояками для ширм конвективных пакетов.

Передняя стена шахты, являющаяся одновременно задней стеной топочной камеры, выполнена цельносварной. В нижней части стены трубы разведены в четырехрядный фестон Трубы, образующие переднюю, боковую и заднюю стены конвективной шахты, сварены в камеры диаметром 219 x 10 мм.

Продукты горения топлива из топочной камеры попадают в камеру догорания а далее через фестон - в конвективную шахту, после которой ПГ через отверстие в верхней части шахты покидают котельный агрегат. Для устранения загрязнений конвективных поверхностей предусмотрена установка дробеочистки 7.

Выбросы водогрейных котлов представлены в таблице 3.30.

Таблица 3.30. Выбросы водогрейных котлов

	М и н . Концентрац.	М а к с . Концентрац.	Медиан. концентрац.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов		МЗВ в выбросах , (мг/м3)	МЗВ в выбросах , (мг/м3)	МЗВ по отрасли НГД, (мг/м3)
1	2		3	4	5
1	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) CO		0,815	20938,375	263,666
2	Азота оксиды NOx		1,25	4533,37	149,394
3	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) SO2		0,333	1216,196	26,608

Печь подогрева

Печь подогрева представляет собой комплекс оборудования, включающий в свой состав ряд крупногабаритных блоков, образующих теплотехническую часть печи со вспомогательным оборудованием и коммуникациями, а также систему автоматизации. Печь подогрева состоит из трех основных блоков: теплообменной камеры, блока основания печи и блока вентиляторного агрегата, кроме того, в состав печи входят четыре блока взрывных клапанов, четыре дымовых трубы, сборочные единицы трубопроводов входа и выхода нефти, трубопроводы обвязки змеевиков нагрева газа, площадка обслуживания и стремянка.

Технологические блоки печи и система автоматизации печи подогрева на месте ее применения связываются между собой и с другими объектами установки подготовки нефти в единый комплекс трубными коммуникациями, кабельными силовыми проводками, а также проводками контроля и автоматизации. Система автоматизации выполнена по блочно-функциональному принципу и представляет собой комплекс устройств контроля, управления и сигнализации, размещаемых непосредственно на технологической части печи, а также в помещении аппаратного блока.

Технологическая схема представлена на рисунке 3.73.

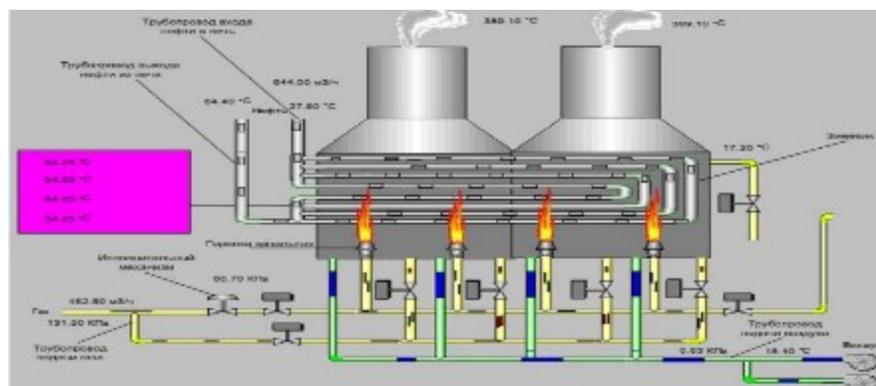


Рисунок 3.73. Технологическая схема печи подогрева

Характерной особенностью данной печи является более благоприятный, в сравнении с печами других типов, тепловой режим поверхностей нагрева, обеспечивающий "мягкий" нагрев продукта в трубах змеевиков и тем самым предотвращающий коксообразование. Этот режим, при котором поверхности труб змеевиков получают равномерный нагрев, достигается путем создания достаточно равномерного поля по всему внутреннему объему теплообменной камеры за счет интенсивной рециркуляции продуктов сгорания топлива. Применение для змеевиков оребренных труб, определенным образом расположенных в пространстве теплообменной камеры, обеспечивает высокую теплонапряженность поверхности нагрева.

Интенсивная рециркуляция продуктов сгорания в печи достигается созданием высокой скорости движения продуктов сгорания во внутреннем объеме теплообменной камеры, получаемой в результате сжигания топлива в специальных камерах сгорания и установки дефлекторов у конфузоров камер сгорания. Применение принудительной подачи воздуха в камеры сгорания обеспечивает хорошее смещение топливного газа с воздухом, стехеометрическое сгорание топливной смеси и рециркуляцию продуктов сгорания в объеме теплообменной камеры при небольшом избыточном давлении в ней.

3.13.4. Электростанции

3.13.4.1. Дизельные генераторы

В составе классического генератора присутствуют: двигатель (работающий, как правило, на дизельном топливе), блок управления и контроля системой, генератор переменного тока, топливная емкость, система охлаждения, смазочное и выхлопное оборудование, аккумулятор с зарядным устройством, регулятор напряжения, а также корпус или рама конструкции, в рамках которой все узлы объединяются воедино.

Стандартная дизельная электростанция имеет принцип работы, основывающийся на использовании дизельного двигателя. Именно эта деталь инициирует активацию системы и обеспечивает выполнение ее основных задач.

Технологическая схема дизельного двигателя представлена на рисунке 3.74.

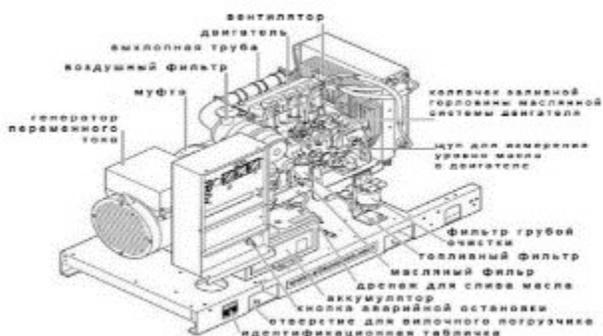


Рисунок 3.74. Технологическая схема дизельного двигателя

Принцип работы любого дизельного генератора заключается в сотрудничестве ДВС и генератора переменного тока. Однако, если двигатель будет пребывать не в лучшем состоянии, это негативным образом скажется на состоянии всей конструкции. Чтобы обеспечить мотору максимальную продуктивность и хорошую работоспособность, производители снабдили его рядом дополняющих структур:

охлаждающей (складывается из помпы, бака, трубопроводов; может быть водяной или воздушной, основывающейся на использовании различных хладагентов);

запускающей работу двигателя (стартер, пусковой клапан, аккумулятор с зарядкой, компрессор, трубки; комплекс этих элементов помогает без эксцессов активировать двигатель);

смазочной (состоит из масляных емкостей, фильтров, радиаторов, маслопроводов и насосов; нейтрализует эффект чрезмерного трения ДВС с соседними элементами);

топливной (выполнена с использованием топливников, трубопроводов, насосов; обеспечивает подачу дизеля к двигателю для его последующей переработки);

подогревающей (поддерживает термические параметры двигателя на должном уровне, что особенно актуально для систем уличной эксплуатации; включает элементы как вентиляции, так и отопления: змеевики, подогреватели, лампы и т.д.).

Выбросы маркерных загрязняющих веществ от дизельных двигателей представлена в таблице 3.31.

Таблица 3.31. Выбросы маркерных загрязняющих веществ от дизельных двигателей (дизельные электростанции, дизельные приводы установок)

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов		М и н . Концентрац. МЗВ в выбросах , (мг/Нм3)	Ма к с . Концентрац. МЗВ в выбросах , (мг/Нм3)	Медиан. концентрац. МЗВ по отрасли НГД, (мг/Нм3)
1	2	3	4	5	
1	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	СО	74,335	21152,705	897,357
2	Азота оксиды	NOx	85,0725	32430,69	858,1475

3.13.4.2. Газопоршневые генераторы

Газопоршневый двигатель – это двигатель внутреннего сгорания с системой внешнего образования топливно-воздушной смеси и искровым зажиганием. В качестве топлива на промысле использует жидкое и газообразное топливо, что обеспечивает экономичность, высокий ресурс работы и минимальный уровень шума (рисунок 3.75).

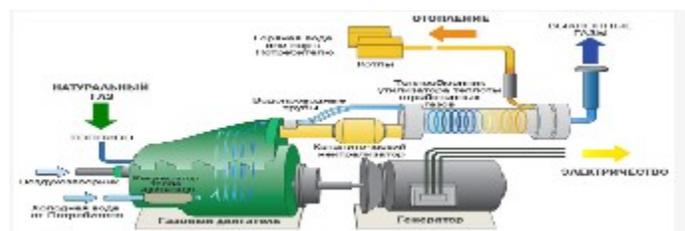


Рисунок 3.75. Принцип работы газопоршневого двигателя

Горючий газ необходимых параметров поступает на газопоршневой двигатель. В процессе сжигания топлива образуется механическая энергия, которая передается через единый вал на генератор и преобразуется в электрическую энергию стандартных параметров качества. Вырабатываемая электроэнергия через кабельные линии передается на генераторное распределительное устройство необходимого уровня напряжения (генераторная ячейка) с последующим распределением до существующего распределительного устройства энергосистемы предприятия заказчика.

Во время работы установки высвобождается большое количество тепла (рубашка охлаждения двигателя, отработавшие отходящие газы, нагретое масло), которое снимается с помощью теплообменников и котлов-утилизаторов (система утилизации попутного тепла). Вырабатываемая тепловая энергия подается в существующую тепловую сеть предприятия. При неиспользовании попутного тепла с электростанции тепловая энергия сбрасывается в атмосферу.

3.13.5. Печь дожигания

Данный процесс (рисунок 3.76) имеет много общего с процессом Клауса в химическом и технологическом плане и может быть технически и технологически объединен с ним. Многие установки по очистке природного газа от серы работают с применением Клаус-сульфурен-процесса, кроме того, многие заводы в нефтедобывающем комплексе комплектуются такими установками для очистки отходящих газов. Для сульфурен-процесса применяются две реакционные печи (реакторы), которые работают циклично. Технологический газ, прошедший катализ в установке Клауса, с соотношением H_2S и SO_2 примерно 2:1 и температурой (125÷135) °С поступает в один из сульфурен – реакторов, где продолжается реакция сероводорода с диоксидом серы. Поскольку температура там ниже, чем в реакторах Клауса, равновесие смещается в сторону образования элементарной серы. Катализатор – высокоактивный оксид алюминия является одновременно адсорбентом, который постепенно заполняется образующейся элементарной серой. По достижении определенной степени заполнения при температуре около 300 °С сера термически полностью десорбируется, и таким образом происходит регенерация катализатора. В это время технологический газ направляется во второй сульфурен-реактор. Эти периодически меняющиеся процессы адсорбции и десорбции требуют минимум два реактора, которые автоматически переключаются по заданной программе. Остаточный газ, покидающий сульфурен-реактор, направляется в камеру дожигания, в которой соединения серы переводятся в диоксид серы.

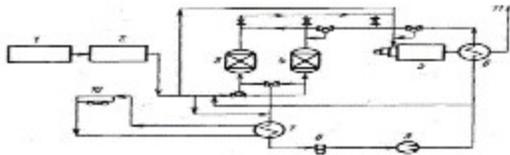


Рисунок 3.76. Принципиальная схема Сульфурен-процесса применительно к установке Клауса: 1 – камера сгорания с утилизацией теплоты; 2 – Клаус-катализ; 3, 4 – реакторы;

5 – камера дожигания; 6 – регенерационный теплообменник; 7 – серный конденсатор;

8 – отделитель; 9 – регенерационная газодувка; 10 – паровой конденсатор; 11 – отходящий газ

Десорбция осуществляется при температуре около 300 °С циркулирующим в системе газом. Десорбентом служит очищенный отходящий газ, перекачиваемый газодувкой регенерационного газа. В теплообменнике он нагревается теплом отходящих газов камеры дожигания и подается затем в реактор. Выходящий из сульфурен-реактора регенерационный газ охлаждается в конденсаторе серы и через отделитель серы поступает вновь в газодувку. Выделившаяся элементная сера через гидрозатвор стекает в серный приямок или сборную емкость установки Клауса. После десорбции сульфурен-реактор снова охлаждается очищенным отходящим газом до температуры 150 °С и таким образом подготавливается к переключению на режим адсорбции. Вследствие реакции соединений серы с еще оставшимся в технологическом газе кислородом или при повышенном содержании SO₂ и нестабильном режиме снижается активность сульфурен-катализатора за счет образования сульфата алюминия.

3.13.6. Текущие уровни эмиссий и потребления

Потребление

В таблице 3.32 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, полученные по результатам опыта Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования нефтегазодобывающих предприятий Республики Казахстан.

Таблица 3.32. Потребление энергетических ресурсов котельной

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	2	3	4	5
1	Выработка тепла	Гкал	до 1509493	
2	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	2,1	38,9
3	Удельное потребление топлива	кг/Гкал	69,7	69,7

Выбросы в атмосферу

Таблица 3.33. Выбросы газотурбинных установок, газоперекачивающих агрегатов, компрессоров, газопоршневых установок

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/нм3	Максимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/нм3	Медианная концентрация загрязняющего вещества, мг/нм3
1	2	3	4	5
1	Оксид углерода (CO)	2,2	89160,347	1234,4
2	Оксиды азота (NO)x	5,47	137782,351	637,63

Таблица 3.34. Выбросы котельных, огневых испарителей, парогенераторы

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/нм3	Максимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/нм3	Медианная концентрация загрязняющего вещества, мг/нм3
1	2	3	4	5
1	Оксиды азота (NOx)	8,75	121403,1	44,84
2	Оксид углерода (CO)	0,815	306086	87,7
3	Серы диоксид (SO2)	0,33	1216,2	16,43

Таблица 3.35. Выбросы маркерных загрязняющих веществ от технологических печей (печи подогрева, устьевые подогреватели)

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов		М и н . Концентрац. МЗВ в выбросах , (мг/нм3)	М а к с . Концентрац. МЗВ в выбросах , (мг/нм3)	Медиан. концентрац. МЗВ по отрасли НГД, (мг/нм3)
1	2	3	4	5	
1	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	CO	19,76	1024,69	124,859
2	Азота оксиды	NOx	0,1825	5662,688	135,655
3	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	SO2	0,0004	962,708	26
4	Метан	CH4	0	1507,51	124,859

Таблица 3.36. Выбросы печей дожига, котлов-утилизаторов, инсинераторов

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/нм3	Максимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/нм3	Медианная концентрация загрязняющего вещества, мг/нм3
1	2	3	4	5
1	Оксиды азота (NO)x	4,875	446,25	110,03
2	Оксид углерода (CO)	14,832	4056,31	396,35

3	Метан (CH ₄)	109,48	270,56	146,36
4	Диоксид серы (SO ₂)	391,21	10814,0	6158,0

Таблица 3.37. Выбросы дизельных генераторов на газообразном и дизельном топливе

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/м ³	Максимальная концентрация загрязняющего вещества, мг/м ³	Медианная концентрация загрязняющего вещества, мг/м ³
1	2	3	4	5
1	Оксиды азота (NO) _x	85,0	69915,6	858,1
2	Оксид углерода (CO)	74,3	45601,97	897,4

Выбросы от установок и оборудования, не приведенные выше, для работы которых используется топливо, характеризуются выбросами близкими по принципу работы к вышеупомянутым.

Сбросы сточных вод

Образование сточных вод в режиме эксплуатации не предусматривается.

Отходы технологического процесса

К основным отходам относится шлам (продукты коррозии при чистке аппаратов, который может содержать сернистые соединения).

В процессах, имеющие в технологической схеме печи дожига, образуются отходы абсорбирующих и субстратных материалов.

Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и производственных установок, трансформаторных:

Наименование отхода	Код отхода	Минимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)	Максимальные удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции, т/ тонну нефтяного эквивалента (т н.э.)
1	2	3	4
Отработанные масла	13 02 08*	0,000000077	0,000040005

3.14. Морская добыча сырой нефти и газа

В Республике Казахстан в северной части Каспийского моря осуществляются работы по освоению морских месторождений Кашаган, Кайран и Актоты. Весь комплекс работ включает в себя поисково-разведочные работы, эксплуатационное бурение, обустройство и эксплуатацией месторождения.

Месторождения северной части Каспийского моря в настоящее время является наиболее сложным отраслевым проектом в мире с учетом сложностей в области производственной безопасности, проектирования, логистики в сочетании с суровыми экологическими условиями на море (которые характеризуются суровыми природными

условиями, как в зимний период температура воздуха может падать ниже $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ (покрывается льдом примерно пять месяцев в году), так и в летний период с повышением температуры до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$, запасы нефти под высоким давлением и с высоким содержанием H_2S .

В Республике Казахстан, в связи с мелководьем северной части Каспийского моря используются насыпные острова со стационарными сооружениями и подводные трубопроводы.

Основная схема обустройства месторождений производственных операций и логистики, что требует применения инновационных технических решений.

Комплекс операций по эксплуатации месторождений включает в себя: бурение, добычу углеводородного сырья, частичной подготовке и транспорт углеводородного сырья на сушу для дальнейшей подготовки. Также, морские объекты обеспечены автономностью их функционирования (энергоснабжение, запас продовольствия и пресной воды для персонала) и меры по защите гидросферы от загрязняющих веществ и истощения для минимизации влияния производственных процессов на окружающую среду (вывоз отходов производства и потребления и их последующая утилизация на суше).

Учитывая, что обычно морские нефтегазопромысловые объекты удалены от районов с развитой инфраструктурой, особое значение имеют обеспечение дополнительных защитных барьеров при осуществлении производственной деятельности, детальное планирование ведения одновременных работ.

4. Общие наилучшие доступные техники для предотвращения и/или сокращения эмиссий и потребления ресурсов

В настоящем разделе описываются общие методы, применяемые при осуществлении технологических процессов для снижения их негативного воздействия на окружающую среду и не требующие технического переоснащения, реконструкции объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Настоящий раздел охватывает системы управления охраны окружающей среды, интегрированные в технологические процессы производственного цикла. Рассматриваются вопросы предотвращения образования и утилизации отходов, а также техники, позволяющие сократить потребление сырья, воды и энергии за счет оптимизации и многократного использования. Описанные техники охватывают меры, используемые для предотвращения или ограничения экологических последствий.

В разделе 2 установлен ряд критериев для отнесения техник к НДТ. Стандартная структура, приведенная в таблице 4.1, используется для изложения информации по каждой технике, чтобы можно было сравнить техники и дать оценку в соответствии с методологией отнесения к НДТ, установленной в разделе 2.

Таблица 4.1. Информация по каждой технике, описанной в данном разделе

Заголовки в разделах
Описание
Техническое описание
Достигнутые экологические выгоды
Экологические показатели и эксплуатационные данные
Кросс-медиа эффекты
Применимость
Экономика
Эффект от внедрения
Пример завода(-ов)
Справочная литература

Раздел не охватывает исчерпывающий перечень техник. Могут использоваться другие техники при условии обеспечения уровня защиты окружающей среды.

В таблице 4.2 приводится количество техник, рассматриваемых в разделе 4 и 5, для каждого описанного вида деятельности или процесса переработки. В таблице 4.2 представлен обзор количества техник, рассмотренных в разделах 4 и 5.

Таблица 4.2. Количество техник рассмотренных в разделах 4 и 5

№ п/п	Раздел главы (подпункт)	Деятельность/процесс	Количество техник для процессов:
1	2	3	4
1	4.1-4.7	Общие техники	7
2	5.1	Добыча сырой нефти, нефтяного (попутного), природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата)	3
3	5.2	Предварительная подготовка газа и жидких углеводородов	6
4	5.3	Подготовка воды	2
5	5.4	Подготовка и переработка газа	5
6	5.5	Реагентное хозяйство	4
7	5.6	Производство газовой технической серы	14
8	5.7	Низкотемпературная конденсация и газофракционирование	28
9	5.8	Учет и замер сырой / товарной нефти, газа и воды	2
10	5.9	Поддержание пластового давления	2

11	5.10	Резервуарный парк	2
12	5.11	Канализация и очистные сооружения (очистка сточных вод)	17
13	5.12	Факельные системы	5
14	5.13	Энергетическая система	31
	ИТОГО:		128

4.1. Снижение воздействия на окружающую среду

Описание

К снижению нагрузки на окружающую среду приводят общие организационные мероприятия по совершенствованию подходов к управлению и организации производства, учет аспектов воздействия на окружающую среду объектов добычи углеводородного сырья на стадии разработки проектной документации, выбору материалов и реагентов с минимально возможным негативным воздействием на окружающую среду, мероприятия по переходу на малоотходные/безотходные технологии, логистика производства, контроль эффективности производственного процесса, внедрение автоматизированных систем управления производственными процессами, обеспечение безаварийной эксплуатации производства, подготовка и повышение квалификации персонала и др.

Техническое описание

При определении экологических приоритетов предприятия в основном необходимо учитывать снижение воздействия на окружающую среду. Основными путями снижения воздействия на окружающую среду являются:

переход к безотходным и малоотходным технологиям и производствам;

экологизация промышленного производства: совершенствование технологических процессов и разработка нового оборудования с меньшим уровнем выбросов примесей и отходов в окружающую среду, экологическая экспертиза всех видов производств и промышленной продукции, замена не утилизируемых отходов на утилизируемые, широкое применение дополнительных методов и средств защиты окружающей среды (аппаратов и систем для очистки газовых выбросов и сточных вод от примесей, глушителей шума, экранов для защиты от ЭМП и др.);

рациональное управление природными ресурсами;

рациональное использование минеральных ресурсов;

сохранение природных сообществ;

охраняемые зоны природных объектов.

Достигнутые экологические выгоды

Постепенное снижение негативного воздействия на окружающую среду в процессе нефтегазодобычи, сохранение природных сообществ.

Применимость

Применимо к существующим процессам нефтегазодобывающей отрасли.

Эффект от внедрения

Управление воздействием и снижение негативного воздействия на компоненты окружающей среды.

4.2. Система экологического менеджмента

Описание

Система экологического менеджмента (СЭМ) – это часть системы менеджмента, используемая для управления экологическими аспектами, выполнения принятых обязательств и учитывающая риски и возможности.

Техническое описание

СЭМ - это техника, позволяющая операторам производственного процесса систематически и наглядно решать экологические проблемы. СЭМ наиболее действенна и эффективна там, где она является неотъемлемой частью общего управления и эксплуатации производственного процесса.

СЭМ фокусирует внимание оператора на экологических характеристиках производственного процесса путем применения четких рабочих процедур как для нормальных, так и для других, отличных от нормальных условий эксплуатации, а также путем определения соответствующих сфер ответственности.

Все эффективные СЭМ включают концепцию непрерывного совершенствования процесса управления окружающей средой. Существуют различные модели управления, но большинство СЭМ основаны на цикле Деминга (PDCA): "планирование-исполнение-проверка-совершенствование (корректировка)", который широко используется в других контекстах управления компанией. Цикл Деминга представляет собой итеративную динамическую модель, в которой завершение одного цикла перетекает в начало следующего (рисунок 4.1).



Рисунок 4.1. Системное совершенствование модели СЭМ

СЭМ может содержать следующие компоненты:

- 1) лидерство и приверженность руководства, включая высшее руководство;
- 2) определение и понимание среды обитания (контекста) предприятия и факторов, влияющих на все аспекты его деятельности;
- 3) определение области применения СЭМ и экологических аспектов, которыми может предприятие управлять;

4) определение экологической политики, которая включает в себя постоянное совершенствование производственного процесса руководством;

5) определение рисков и возможностей, относящихся к:

экологическим аспектам;

принятым обязательствам;

другим факторам и требованиям, определенными в соответствии со средой обитания (контекстом) предприятия и потребностями и ожиданиями заинтересованных сторон;

6) планирование и установление необходимых процедур, целей и задач в сочетании с финансовым планированием и инвестициями, а также с учетом воздействия на окружающую среду в результате возможного вывода установки из эксплуатации на этапе проектирования новой установки и в течение всего срока ее эксплуатации;

7) осуществление процедур, уделяющих особое внимание:

структуре и ответственности;

обучению, осведомленности и компетентности;

связи;

вовлечению сотрудников;

документации;

эффективному управлению технологическим процессом;

программам технического обслуживания;

готовности к чрезвычайным ситуациям и реагированию на них;

обеспечению соблюдения экологического законодательства;

8) проверка производительности и принятие корректирующих мер с особым вниманием:

мониторингу и измерению;

корректирующим и предупреждающим действиям;

ведению записей;

проведению независимого (где практически осуществимо) внутреннему и внешнему аудиту с целью определения соответствия СЭМ запланированным мероприятиям и была ли она должным образом внедрена и поддерживается ли;

9) анализу СЭМ и ее постоянной пригодности, соответствия и эффективности высшим руководством;

10) подготовке регулярной экологической декларации;

11) валидации органом по сертификации или внешним верификатором СЭМ;

12) применению отраслевого бенчмаркинга на регулярной основе.

Анализ достигнутых результатов на основе производственного экологического контроля, внутреннего и (или) независимого внешнего аудита и проведение корректирующих мероприятий с ведением соответствующего учета повлечет улучшение структуры СЭМ предприятия.

Достигнутые экологические выгоды

СЭМ способствует управлению экологическими аспектами и поддерживает постоянное улучшение экологических показателей производственного процесса.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Данное НДТ не имеет экологических и эксплуатационных показателей.

Кросс-медиа эффекты

Отсутствуют

Применимость

Компоненты, входящие в систему экологического управления, описанные выше, могут применяться ко всем видам технологических процессов в рамках настоящего справочника по НДТ. Объем (например, уровень детализации) и характер СЭМ (например, стандартный или нестандартный) будут связаны с характером, масштабом и сложностью технологического процесса, а также с уровнем экологических воздействий, которые он может оказать.

Экономика

Определение затрат и экономических выгод от внедрения и поддержания результативной СЭМ оценить затруднительно. Существующие экономические выгоды, являющиеся результатом использования СЭМ, широко варьируют от процесса к процессу. Экономические выгоды формируются от сокращения потребления природных ресурсов, снижения платы за пользование природной средой, оптимизации процессов и др.

Эффект от внедрения

Достижимые эффекты при внедрении СЭМ:

улучшение экологических показателей;

улучшение понимания экологических аспектов компании, которые могут быть использованы для выполнения экологических требований клиентов, регулирующих органов, банков, страховых компаний или других заинтересованных сторон (например, людей, живущих или работающих в непосредственной близости от объекта);

усовершенствованная основа для принятия решений;

повышение мотивации персонала (например, менеджеры могут быть уверены в том, что воздействие на окружающую среду контролируется, а сотрудники, что работают в экологически ответственной компании);

дополнительные возможности для снижения эксплуатационных затрат и повышения качества продукции;

улучшение имиджа компании;

постоянное улучшение экологической результативности и вопросы воздействия на различные компоненты окружающей среды;

снижение технологических потерь.

Пример завода(-ов)

СЭМ внедрена во всех крупных нефтегазодобывающих компаниях в Республике Казахстан.

4.3. Управление водными ресурсами

Описание

Данная техника представляет собой стратегию выявления и сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как "маркерные вещества".

Соответствующая стратегия может быть реализована и включать следующие шаги:

1) Установление перечня веществ, которые могут сбрасываться на объектах нефтегазодобычи и выделение из них "маркерных веществ", которые характеризуют отдельный технологический процесс или совокупность технологических процессов.

2) Включение в программу мониторинга, которая разрабатывается на предприятии, методы, периодичность, представление результатов и ответственность за использование результатов мониторинга для управления процессом очистки сточных вод.

3) Формирование графика отбора проб в рамках выполнения программы мониторинга при нормальных условиях эксплуатации (периодического или постоянного графика).

4) Определение наиболее подходящего периода для периодического графика отбора проб в рамках выполнения программы мониторинга, например, шестимесячного или ежегодного, если значения контролируемых показателей очень низкие.

5) Анализ результатов и разработка конкретного плана действий по сокращению сбросов соответствующих "маркерных веществ", которые будут включены в СЭМ, например включение в перечень контролируемых веществ в график постоянного мониторинга. В случае превышения нормативных значений концентраций контролируемых веществ или значений валового сброса следует проводить анализ причин превышения, по результатам анализа разрабатывать мероприятия по снижению сбросов контролируемых веществ или включать соответствующие технические изменения в программу модернизации производства.

Дополнительным методом управления водными ресурсами является контроль за размещением попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд путем закачки в поглощающие скважины.

Техническое описание

Описание данного НДТ не устанавливает конкретные шаги и представляет возможность действий владельцу предприятия для улучшения показателей сброса в окружающую среду "маркерных веществ".

Достигнутые экологические выгоды

Постепенное сокращение сбросов загрязняющих веществ нефтегазодобычи. Для загрязняющих опасных веществ - прекращение или поэтапное прекращение сбросов.

Применимость

Применимо к существующим процессам и установкам нефтегазодобывающей отрасли.

Экономика

Затраты варьируют в зависимости от общего количества контролируемых веществ и продолжительности программы периодического мониторинга, которая имеет специфику для конкретного объекта.

4.4. Управление выбросами в атмосферу

Описание

Для предотвращения и ограничения выбросов в атмосферу могут применяться одна или несколько методик, в зависимости от: требований нормативно-правовых актов, значительности источника, расположения объекта с источником выбросов относительно других источников; местонахождение восприимчивых реципиентов, качества окружающего воздуха на текущий момент и возможности ухудшения состояния воздушного бассейна в результате деятельности предприятия, технической осуществимости и экономической эффективности возможных способов предотвращения, ограничения и осуществления выбросов.

Техническое описание

Программы мониторинга выбросов и качества воздуха обеспечивают информацию, которая может быть использована для оценки эффективности стратегий управления выбросами. Рекомендуется вести систематическое планирование, чтобы обеспечить соответствие собираемых данных их целевому назначению (и избежать сбора ненужных данных). Этот процесс иногда называется определением целей в области качества данных: при этом определяются цель сбора данных, характер решений, которые предстоит принять на основе этих данных, последствия принятия неверного решения, временные и географические рамки, а также качество данных, необходимых для принятия верного решения. При разработке программы мониторинга качества воздуха учитываются следующие элементы: параметры, исходные уровни, вид и частота мониторинга, место проведения мониторинга.

Наиболее широко распространены источники неорганизованных выбросов ЛОС, связанные с производственными процессами изготовления, хранения и применения содержащих ЛОС жидкостей или газов, в которых материалы находятся под давлением, подвергаются воздействию пониженного давления паров или выводятся из замкнутого пространства. К типичным источникам таких выбросов относятся утечки в оборудовании, открытые резервуары и смесительные емкости, резервуары для хранения, элементы систем очистки сточных вод и случайные утечки. К деталям оборудования, подверженным утечкам под давлением, относятся клапаны, патрубки и прочие соединительные элементы. Для профилактики и устранения выбросов ЛОС, связанных с утечками в оборудовании, рекомендуется, в частности: проводить модернизацию оборудования, внедрять программы обнаружения и устранения утечек,

позволяющие бороться с неорганизованными выбросами путем регулярного мониторинга с целью выявления утечек и своевременного проведения ремонтных работ, оснащать резервуары плавающими крышками в целях снижения возможности образования летучих фракций за счет устранения свободного пространства, образующегося над продуктом в резервуарах обычного типа.

Выбросы летучих органических соединений (ЛОС) в процессе эксплуатации терминалов по перевалке сырой нефти и нефтепродуктов могут быть весьма существенными как с экологической, так и с экономической точки зрения. Выбросы ЛОС могут быть результатом потерь от испарения во время хранения (обычно именуемых "потерями при дыхании, хранении и мгновенном испарении"²), при проведении таких работ, как заполнение и опорожнение резервуаров, добавление присадок, загрузка и разгрузка транспортных средств (называемых "производственными потерями"), а также вследствие утечек через уплотнения, фланцы и иные соединительные элементы оборудования (известными как "случайные потери"). В целях предотвращения и ограничения неорганизованных выбросов ЛОС вследствие потерь при хранении и производственных потерь следует, в частности, выполнять нижеперечисленные рекомендации, которые относятся к большинству резервуаров для хранения топлива наливом, а также к наземным насосным системам и трубопроводному хозяйству.

Поддерживать стабильное давление и паровоздушное пространство в резервуарах за счет: координации графика заполнения и откачки, а также уравнивания давления в резервуарах (процесс, при котором пары, вытесняемые при заполнении резервуара, перепускаются в паровоздушное пространство опорожняемого резервуара, или в иную емкость в порядке подготовки к сбору паров). В случае, если выбросы паров способствуют или приводят к ухудшению качества атмосферного воздуха по сравнению с нормативами, разработанными исходя из принципов охраны здоровья, следует оборудовать объект вторичными средствами ограничения выбросов, такими, как установки конденсации и рекуперации паров, каталитические окислительные установки, установки сжигания паров или средства адсорбции газа. Пределы применения рекомендаций могут определяться видом хранимого продукта, системой хранения и значимостью возможного воздействия на качество атмосферного воздуха. Использовать при погрузке-разгрузке транспортных средств системы подачи и отвода бензина, шланги сбора резервуарных паров и паронепроницаемые автомобильные, железнодорожные цистерны и танкерные резервуары. Использовать системы налива автомобильных / железнодорожных цистерн с наливом снизу. Внедрить порядок периодического контроля неорганизованных выбросов из труб, клапанов, уплотнений, резервуаров и других узлов инфраструктуры с помощью устройств детектирования паров, с последующим техническим обслуживанием или заменой узлов по мере необходимости. Этим порядком должны быть предусмотрены периодичность и места

проведения контроля, а также минимальные уровни выбросов, требующие проведения ремонта.

Оптимизация режима работы горелочных устройств на устьевых подогревателях эксплуатационных скважин и иных технических устройств, осуществляющих сжигание топлива также внесет значительное влияние на сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу №

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В результате выбросов концентрация загрязняющих веществ не должна превышать соответствующие уровни установленных экологических нормативов качества, достижение и поддержание которых являются необходимым для обеспечения благоприятной окружающей среды.

Применимость

Применимо к существующим процессам и установкам нефтегазодобывающей отрасли.

Эффект от внедрения

Примеры методов нейтрализации выбросов ЛОС приведены в таблице 4.3 ("Руководство по охране окружающей среды, здоровья и труда. Общее руководство по ОСЗТ: Охрана окружающей среды Выбросы в атмосферу и качество окружающего воздуха")

Таблица 4.3. Примеры методов нейтрализации выбросов ЛОС

№ п/п	Тип оборудования	Модификации	Примерная эффективность (%)
1	2	3	4
1	Насосы	Бессальниковая конструкция	100*
2		Система закрытой продувки	90**
3		Двойное механическое уплотнение с поддержанием затворной жидкости при более высоком давлении по сравнению с перекачиваемой жидкостью	100
4	Компрессоры	Система закрытой продувки	90
5		Двойное механическое уплотнение с поддержанием затворной жидкости при более	100

		высоком давлении по сравнению с компримируемым газом	
6	Агрегаты сброса давления	Система закрытой продувки	Колеблется***
7		Предохранительная диафрагма	100
8	Клапаны	Бессальниковая конструкции	100
9	Соединительные вставки	Сварка	100
10	Разомкнутые линии	Заглушка, пробка, заслонка или второй клапан	100
11	Пробозаборники	Замкнутая схема пробоотбора	100

Примечание:

*в случае отказа бессальникового оборудования оно может стать источником значительных выбросов;

**фактическая эффективность агрегата с закрытой продувкой зависит от доли собранных паров и эффективности нейтрализатора, в который отводятся эти пары;

***эффективность нейтрализации выбросов в случае снабжения системы закрытой продувки агрегата сброса давления может оказаться ниже, чем в иных случаях применения систем закрытой продувки

4.5. Управление производством

Описание

Управление производством представляет собой целый комплекс мероприятий, направленных на достижение максимально возможных выгод производства продукции, экологической безопасности. Основная задача системы управления производством - сформировать рабочие производственные процессы, где сведены к минимуму потери сырья и идеально налажены взаимодействия между технологическими процессами (структурными подразделениями), а также выпускаемая продукция отвечает необходимым требованиям и обладает установленными качествами, что напрямую влияет на финансовые показатели производственной компании.

Для обеспечения полного использования ключевых техник снижения выбросов (обеспечение их наличия, а также производительности) могут быть определены некоторые процедуры для конкретных условий, при которых эксплуатационные параметры отходящих газов или системы очистки отходящих газов могут оказывать значительное влияние на общую достигнутую эффективность очистки (например, количество щелочного реагента, рабочая температура, расход отходящего газа, операции байпаса).

Особые процедуры могут быть определены для конкретных условий эксплуатации, в частности:

применение более эффективных химических реагентов;

автоматизация производства;

наладка технологического процесса с минимальными энергетическими потерями и максимальной эффективностью;

повышение эффективности цифровой инфраструктуры.

недостаточный расход или температура отходящих газов, препятствующие использованию системы на полную мощность.

Дополнительными методами управления производством являются:

1. Разработка планов действий на основе ответственности и компетентности персонала, системности действий; обучения, информированности и участия персонала в реализации мероприятий, связанных с внедрением принципов экологического менеджмента;

2. Использование интегрированных автоматизированных систем управления технологическими процессами на газовых промыслах (включая скважины, газосборные сети, УКПГ (УППГ), ДКС) с комплексным регулированием технологических режимов объектов добычи и промысловой подготовки газа;

3. Установление договорных отношений между двумя или более юридическими и (или) физическими лицами, эксплуатирующими отдельные производственные объекты, находящиеся на территории одной технологической (промышленной) площадки, с целью развития сотрудничества по вопросам охраны окружающей среды и безопасности, организации труда и здоровья персонала;

4. Внедрение в практику современных методов и средств измерений, направленное на повышение уровня эффективности производства, технического уровня и качества продукции;

5. Обеспечение единства и требуемой точности измерений, повышение эффективности метрологического обеспечения производства.

Техническое описание

Описание данной техники не устанавливает конкретные шаги и представляет возможность действий владельцу предприятия для сокращения показателей эмиссий "маркерных веществ" в окружающую среду, повышения энергоэффективности технологических процессов, и сокращения потребления сырьевых ресурсов с увеличением производства продукции соответствующего качества.

Основные принципы управления производством:

организация бизнес-процессов от момента закупки сырья до сдачи готовой продукции заказчику;

организация планирования производственных процессов, посредством формирования производственных программ, графиков и т.д.;

контроль за соблюдением производственных планов и графиков;

своевременная модернизация производства (обновление оборудования, замена устаревшего оборудования, автоматизация и механизация производственных участков, обучение и повышение квалификации работников);

улучшение контроля качества выпускаемой продукции и иное

Достигнутые экологические выгоды

Постепенное сокращение выбросов / сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду от процессов нефтегазодобычи. Для загрязняющих опасных веществ - прекращение или поэтапное снижение сбросов. Повышение уровня ресурсосбережения.

Применимость

Общеприменимо к существующим процессам и установкам нефтегазодобывающей отрасли и иных отраслей промышленности.

Экономика

Затраты варьируют в зависимости от общего количества контролируемых процессов, количества маркерных загрязняющих веществ, количества технологического оборудования и технического оснащения, а также потребляемого сырья и видов энергозатрат применительно к специфике конкретного объекта.

4.6. Повышение энергоэффективности

Техническое описание

Энергетический менеджмент может быть включен в систему надлежащего управления объектом. Энергоаудит, энергетическое обследование – комплекс мероприятий, направленный на выявление нерационального использования энергетических ресурсов и выработки мер по повышению энергетической эффективности. Основной задачей энергоаудита предприятия является разработка и внедрение мероприятий, обеспечивающих сокращение расходов на энергоресурсы, а также повышение эффективности и надежности работы оборудования. Ежегодный инвестиционный план по сокращению потребления энергии необходимо включить в качестве метода, который следует учитывать при определении НДТ.

Для оценки энергоэффективности существует несколько методологий, удельное потребление энергии и (менее точный и более простой) индекс, связывающий потребление энергии с количеством добываемого / перерабатываемого сырья.

Согласованные методы, основанные на комплексном подходе к сокращению энергопотребления, улучшению операционной деятельности, поддержанию рациональной организации производства, а также управлению и выборочным инвестициям. Ниже в таблице 4.4 приводится список основных техник, которые рассматриваются для определения НДТ в нефтегазодобывающем секторе.

Таблица 4.4. Техники энергосбережения

№ п/п	Описание техники	Производительность и замечания
1	2	3

1	Сосредоточить внимание руководства на потреблении энергии	Для обеспечения принятия решений на основе интеграции процессов
2	Ускорение развития системы контроля и отчетности о потреблении энергии	Для измерения прогресса и обеспечения достижения целевых показателей
3	Инициировать систему стимулирования энергосбережения	Содействовать выявлению областей, требующих улучшения
4	Регулярно проводить энергоаудиты	Для обеспечения соответствия деятельности установленным требованиям (внешним и внутренним)
5	Планирование снижения энергопотребления	Установить цели и стратегии для улучшения
6	Проводить кампании по оптимизации процессов горения	Определить области улучшения (например, соотношение воздух/топливо, температура выхлопной трубы, конфигурация горелки, конструкция печи)
7	Участие в мероприятиях по ранжированию/бенчмаркингу в потреблении энергии	Проверка независимым органом
8	Интеграция между установками, внутри них и системами	Тепловая интеграция между установками. Исследования на энергоемкость

При повышении энергоэффективности дополнительными методами является:

1. Системный подход к менеджменту энергоэффективности;
2. Энергоэффективное проектирование (ЭЭП);
3. Выбор энергоэффективной Техники для производственного процесса;
4. Повышение степени интеграции процессов;
5. Энтальпийный и эксергетический анализ;
6. Энергетические модели;
7. Техническое обслуживание (ТО) и ремонт всех систем и оборудования (вибромониторинг, по текущему состоянию, планово-предупредительный ремонт);
8. Сравнительный анализ (Потери энергии при сжигании топлива, Выбор технических методов, используемых при сжигании топлива, Предварительный подогрев топливного газа за счет отходящего тепла, Сушка топлива, Использование турбодетандеров для утилизации энергии сжатого газа, Низкие избытки воздуха горения, Снижение температуры отходящих газов, Предварительный подогрев воздуха горения за счет отходящего тепла, Автоматизированное управление горелками, Выбор топлива, Снижение потерь при помощи теплоизоляции, Общая энергоэффективность (КПД) топливосжигающей установки);
9. Информационный обмен;

10. Энергетические модели, базы данных и балансы;

11. Реализация IT-проектов, информационно-аналитических систем по направлению энергоменеджмента;

12. Разработка, утверждение и актуализация нормативно-методологической документации в части энергоменеджмента;

13. Обеспечение дальнейшего развития инициатив в области энергоэффективности и поддержание мотивации;

14. Термoeкономика.

Достигнутые экологические выгоды

Все меры по снижению потребления энергии приводят к экономии ресурсов и сокращению выбросов, включая CO₂. Любое действие по энергосбережению оказывает влияние на загрязнение окружающей среды через уровень расхода топлива.

Эффект от внедрения

Снижение объемов потребления энергетических ресурсов обеспечивает не только сокращение операционных издержек заводов, но и влечет за собой повышение надежности их работы. Согласованные и хорошо управляемые меры, основанные на комплексном подходе к сокращению потребления энергии.

Кросс-медиа эффекты

Трудности при сборе данных об энергоемкости технологических процессов и технологического оборудования, связанные с конфиденциальностью данных для участия в сравнительном анализе (бенчмарк) между предприятиями.

Также имеются трудности в оптимизации одних процессов с последующим влиянием на другие процессы, в связи с чем, необходимо проведение комплексного усовершенствования программ энергоэффективности.

Экономика

Потребление энергии может составлять до 50 % от общих эксплуатационных затрат. Как следствие, снижение энергопотребления или повышение эффективности завода снижает общие эксплуатационные расходы.

Применимость

Общеприменимо

Справочная литература

[1]

4.7 Организация работ по переработке и утилизации отходов

Данный раздел дополняет предыдущие, относящиеся к отдельным технологическим процессам или установкам. В настоящем разделе содержится узконаправленная информация о ключевых методах управления, сокращения и мер борьбы с отходами, образующимися в результате переработки нефти и газа. С целью минимизации воздействия отходов на окружающую среду разрабатывается Программа управления отходами. Процесс управления отходами включает в себя:

предупреждение и минимизацию образования отходов;
учет и контроль накопления отходов;
сбор;
переработку;
обезвреживание;
удаление отходов.

другие виды восстановления свойств, например, утилизацию отходов в качестве топлива.

Представленная информация дополняет другие разделы по следующим аспектам: экологические преимущества, воздействие на различные компоненты окружающей среды, технико-эксплуатационные данные и вопросы применимости, которые не будут повторяться в других разделах.

При организации работ по переработке и утилизации отходов необходимо учитывать:

1. раздельное накопление отходов при проведении буровых работ по их видам и временное хранение на буровой в специальных контейнерах с последующим вывозом для удаления в специализированные организации и установки по переработки отходов, а также другие меры;

2. накопление отходов при проведении ремонтных работ в специальные емкости с последующим вывозом для утилизации, обезвреживания, удаления в специализированных организациях и установки по переработке отходов;

3. вывоз отходов с территории рабочей площадки специально оборудованным транспортом;

4. переработка бурового шлама на нефтяной основе с разделением на фазы;

5. использование буровых шламов, осадка БСВ и отходов буровых растворов (в качестве строительного материала, плодородного субстрата, закрепления подвижных песков, получения глинопорошка и др.);

6. отверждение (консолидацию) БШ, осадка БСВ и отходов буровых растворов;

7. ликвидация и рекультивация накопителя.

Описание

Предотвращение образования отходов посредством выбора оптимальных вариантов материально-технического снабжения, рациональная закупка материалов (покупка только того, что действительно необходимо), рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве (использование материала до конца и т.д.), рационального закупа материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов (использование правила "первым пришло-первым уйдет" для сведения к минимуму порчи материальных запасов), закупа материалов, используемых в производстве, в бестарном виде или в контейнерах многоразового

использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров, совершенствования производственных процессов, повторного использования материалов или изделий, которые являются продуктами многократного использования в их первоначальной форме либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным их использовании, применения мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов, жидкого сырья и топлива, постоянного повышение профессионального уровня персонала.

Подготовка отходов к повторному использованию посредством отдельного сбора и сортировки отходов с учетом его происхождения и пригодности к переработке или вторичному использованию, отдельного сбора и предотвращения смешивания различных видов отходов, уменьшения содержания вредных веществ в материалах или продукции.

Достигнутые экологические выгоды

Программа управления отходами нацелена на предотвращение образования и сокращения отходов и их окончательной утилизации.

4.7.1. Биологическое разложение отходов

Описание

Этот раздел рассматривает методы биологического разложения отходов нефтегазодобывающих предприятий, используемых непосредственно на самих нефтегазодобывающих предприятиях. Информация по методам рекультивации загрязненной почвы в этом разделе не рассматривается.

Многие опасные химические вещества, содержащиеся в отходах нефтегазодобывающих предприятий, преобразуются микробиологическими методами в неопасные соединения, такие как вода и углекислый газ. В целом загрязняющие вещества разлагаются в почве очень медленно, так как для этого процесса требуются оптимальные условия, например использование биореакторов. Необходимо выполнить ряд условий, чтобы биоразложение происходило быстрее.

Современные методы биоразложения направлены на улучшение необходимых условий. Нужные микроорганизмы для биоразложения либо уже присутствуют в отходах, либо следует добавить их (если разложение предполагает их наличие). Такие микроорганизмы специально отбирают и подготавливают для переработки.

Другие методы биоразложения описаны в справочнике по обработке отходов [1].

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Наиболее важные факторы биоразложения заключаются в необходимости контроля температуры, достаточного количества кислорода, питательных веществ и соответствующих микроорганизмов. Также важно учесть уровень концентрации

загрязняющих веществ и динамику ее изменения. Присутствие токсичных соединений нарушает процесс биоразложения. Иногда присутствие природных органических соединений оказывает положительное влияние на процесс.

Таким образом, для увеличения скорости разложения отходов нефтедобычи необходимо следующее [2].:

достаточное количество микроорганизмов нужных штаммов;

нетоксичные концентрации загрязняющих веществ или других соединений;

расчет точного количества воды;

нужный объем питательных веществ (в основном фосфора и азота в соотношении 1:10);

необходимое количество кислорода для аэробных процессов и полное отсутствие кислорода для анаэробных процессов;

оптимальная температура (20–30 °С);

pH 6–8;

регулировка температуры;

необходимо принять меры для предотвращения выбросов в атмосферу летучих загрязняющих веществ или продуктов разложения. Для предотвращения выбросов в воду и почву применяются плотные настилы на территории объекта, отработанный воздух очищается, а лишняя вода используется повторно;

наличие загрязняющих веществ (предпочтительно без высоких пиковых концентраций) для разложения, а именно хорошее смешение питательных веществ, отходов, инертных (например, почвы) и загрязняющих веществ.

Справочная литература

[2], [3]

4.7.2. Использование нефтесодержащих шламов и/или отходов в качестве коксового сырья

писание

На нефтедобывающих предприятиях с коксом нефтяные шламы, шламы от очистки сточных вод и отходы могут быть уничтожены на установке коксования (замедленном, жидкофазном или флексикокере). В случае производства кокса качество получаемого кокса должно оставаться приемлемым (в отношении дальнейшего использования в качестве топлива внутри/за пределами завода или в качестве материала для других целей). Многие нефтяные шламы могут быть отправлены на коксохимическую установку, где они становятся частью продуктов переработки.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение количества шлама и/или отходов, образующихся на месторождениях нефти и газа. Промысел с установками коксования способен значительно сократить образование нефтешлама. Тем не менее, требования к высококачественному коксу могут ограничить его применение.

Кросс-медиа эффекты

Как правило, происходит снижение качества производимого кокса.

Если шламы от очистки сточных вод включаются в качестве сырья для установки коксования, часть воды необходимо удалить (например, путем вакуумного испарения или отдувкой), чтобы максимально увеличить количество углеводородов.

Применимость

Необходимо обеспечить баланс между количеством отходов шлама, отправляемых на установку коксования и спецификациями качества кокса. Однако процессы коксования могут быть модернизированы, чтобы увеличить количество шлама, с которым они могут работать.

Количество вводимого шлама зависит от содержания взвешенных веществ в суспензии, обычно составляющего 2–10 %. Типичными считаются скорости загрузки, превышающие 40 кг безнефтяных сухих веществ на тонну кокса.

Как правило, установки коксования являются привлекательным технологически интегрированным выходом для переработки нефтесодержащих шламов при условии, что соотношение шлама к подаче поддерживается ниже 1–2 %, в зависимости от требуемого качества кокса и работоспособности.

Эффект от внедрения

Сокращение образования отходов на нефтеперерабатывающем заводе.

Справочная литература

[4]

4.7.3. Химический метод переработки бурового шлама

Описание

Метод основан на использовании растворителей. Для диспергирования нефтешламов применяют низкокипящие парафиновые углеводороды, например н-гексан, широкую фракцию легких углеводородов, газовый конденсат и некоторые другие. Смысл переработки заключается в растворении нефтесодержащих отходов в растворителях и последующее отделение их от камней, гравия, песка и других твердых частиц, а также воды.

Достигнутые экологические выгоды

Продукты нефтепереработки, попавшие в отходы, могут использоваться повторно.

Кросс-медиа эффекты

Применение специального технологического оборудования;

Высокий расход дефицитных и дорогостоящих органических растворителей.

Применимость

Общеприменим.

Эффект от внедрения

Сокращение образования отходов.

4.7.4. Физико-химический метод переработки бурового шлама

Описание

Метод заключается в расслоении нефтешламов с помощью специально подобранных ПАВ, а также дополнительных реагентов, влияющих на размер частиц. При переработке нефтешлам предварительно разогревают, разрушают водонефтяную эмульсию и утилизируют каждый полученный компонент. Для повышения эффективности разделения на углеводородную и водную фазы нефтяной шлам обрабатывают специально подобранным деэмульгатором.

Под воздействием температуры, деэмульгатора и акустических вибраций происходит разделение эмульсий, а при вводе флокулянта – процесс коагуляции механических частиц. Обработанный нефтешлам поступает затем на двухфазную центрифугу, в которой под влиянием центробежных сил дополнительно очищается от взвеси механических частиц. Очищенный фугат из центрифуги в напорном режиме пропускается через самоочищающийся фильтр, оборудованный акустической системой, и поступает в трехфазный саморазгружающийся центробежный сепаратор с выделением нефти и воды.

Кросс-медиа эффекты

Высокая стоимость используемых реагентов;

Неприменимость для трудно-расслаиваемых высоковязких нефтешламов с повышенным содержанием парафинов и асфальтенов.

Применимость

Данный метод отличается высокой эффективностью при использовании сравнительно небольшого количества реагентов, сочетается с химическим и биологическим методами переработки.

Эффект от внедрения

Сокращение образования отходов.

4.7.5. Термический метод переработки бурового шлама

Описание

Метод предусматривает сжигание отходов в печах, сушку, пиролиз и термическую десорбцию. Более всего используется сжигание в барботажных, камерных, шахтных, вращающихся печах и в кипящем слое. Цель любой технологии термодесорбции состоит в том, чтобы получить твердые частицы, свободные от углеводородов, для утилизации путем отгонки углеводородов из бурового шлама и извлечения углеводородов для повторного использования в буровом растворе.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшение объема отходов;

Эффективность обезвреживания.

Кросс-медиа эффекты

В случае инсинерации – необходимость сложной и дорогостоящей системы очистки отходящих газов, транспортировка к месту инсинерации.

Применимость

Общеприменим.

Эффект от внедрения

Экономическая рентабельность;

Объем золы в 10 раз меньше исходного продукта

5. Техники, которые рассматриваются при выборе наилучших доступных техник

Общий обзор

В данном разделе справочника по НДТ приводится описание существующих техник для конкретной области применения, которые предлагаются для рассмотрения в целях определения НДТ.

При описании техник учитывается оценка преимуществ внедрения НДТ для окружающей среды, приводятся данные об ограничениях в применении НДТ, экономические показатели, характеризующие НДТ, а также иные сведения, имеющие значение для практического применения НДТ.

Настоящий раздел может не содержать исчерпывающий перечень техник, которые могут быть применены в данной отрасли. Могут использоваться другие техники при условии обеспечения уровня защиты окружающей среды, не превышающего установленных технологических показателей.

В разделе рассматриваются методы/технологии производства, предотвращения, контроля, минимизации и рециркуляции. Данные технологии/методы могут быть реализованы многими способами, такими как использование производственных технологий, которые загрязняют меньше, чем другие, изменение условий эксплуатации, сокращение материальных затрат, реинжиниринг процессов для повторного использования отходов производства, улучшение методов управления или замены токсичных химических веществ. В настоящем разделе представлена информация о некоторых общих и конкретных достижениях в области предотвращения загрязнения и борьбы с ним, которые были реализованы в промышленности в целом и в нефтеперерабатывающей промышленности в частности.

Каждый пункт настоящего раздела посвящен процессам осуществляемых на месторождениях нефти и газа и содержит процесс и технику по борьбе с выбросами, которые следует учитывать при определении НДТ. Если для одного процесса/деятельности применимы различные техники, они обсуждаются в соответствующем разделе о действии процесса. Каждый из этих разделов содержит, основные техники предотвращения загрязнения, применимые в упомянутом разделе процесса/деятельности, и, техники очистки в конце производственного цикла (ПЦ), которые могут быть применимы для сокращения выбросов для процесса/деятельности. Техники ПЦ сгруппированы по категориям среды/загрязнителей, чтобы уточнить последовательность применяемых техник.

Настоящий раздел включает три раздела, содержащие техники ПЦ, применяемые к отходящим газам, сточным водам и организации работ по переработке и утилизации отходов. А также разделы, содержащие описания техник ПЦ, которые могут быть применимы к нескольким процессам/деятельности нефтегазодобывающим предприятиям, а также к некоторым другим процессам ПЦ.

5.1. Добыча сырой нефти, нефтяного (попутного), природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата)

5.1.1. Добыча сырой нефти

5.1.1.1 Использование вакуумных насосов и поверхностных конденсаторов

Описание

Данная техника заключается в использовании вакуумных жидкостно-кольцевых компрессоров вместо паровых эжекторов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Вакуумные насосы и поверхностные конденсаторы в значительной степени заменили барометрические конденсаторы на многих предприятиях, чтобы удалить данный поток нефтесодержащих сточных вод. Замена паровых эжекторов вакуумными насосами позволит снизить расход кислой воды с 10 м³/ч до 2 м³/ч. Вакуум может создаваться комбинацией вакуумных насосов и эжекторов для оптимизации энергоэффективности.

Кросс-медиа эффекты

Замена паровых эжекторов вакуумными насосами увеличит потребление электроэнергии для создания вакуума, но снизит потребление тепла, потребление охлаждающей воды, потребление электроэнергии для охлаждающих насосов и потребление агентов, используемых для кондиционирования охлаждающей воды. На промысле существует множество процессов, в которых избыточный пар может быть извлечен и использован для производства вакуума. Однако анализ управления энергопотреблением поможет решить, является ли использование избыточного пара для выброса пара вместо применения вакуумных насосов более эффективным, чем использование избыточного пара для других целей. Также следует учитывать надежность обеих систем, так как обычно паровые эжекторы более надежны, чем вакуумные насосы.

Применимость

Может не применяться в случаях модернизации. Для новых установок необходимы вакуумные насосы либо в сочетании с паровыми эжекторами, либо без них для достижения высокого вакуума (10 мм рт.ст.), а также запасные части на случай отказа вакуумного насоса.

Эффект от внедрения

Сокращение образования кислых сточных вод.

Пример завода(-ов)

В настоящее время вакуумные насосы используются чаще, чем эжекторные установки.

Справочная литература

[5], [6]

5.1.1.2. Очистка неконденсирующихся веществ вакуумным эжектором из конденсатора

Описание

Данные техники контроля выбросов из вакуумных установок включают такие процессы, как очистка амина, систем топливного газа и сжигание в технологических печах других установок или оба процесса вместе. Газы из некоторых установок могут содержать значительное количество воздуха, и такой газ, как правило, лучше всего сжигать на месте. Возможно, потребуется тщательно применять технологии очистки аминов, поскольку загрязнение углеводородами может вызвать проблемы с пенообразованием в установках регенерации аминов.

Неконденсируемые вещества из воздушных конденсаторов могут передаваться в системы очистки или рекуперации легких паров или системы топливных газов; кислые неконденсируемые газы, выпускаемые из герметичных барометрических насосов установок вакуумной перегонки, должны извлекаться и обрабатываться способом, соответствующим свойствам кислого газа.

Данная техника контроля, применяемая к неконденсируемым выбросам, выбрасываемым из вакуумных эжекторов или насосов, состоящая из сброса в системы продувки или системы топливного газа и сжигания в печах или котлах-утилизаторах.

Достижимые экологические преимущества

Конденсаторы колонны вакуумной перегонки могут выделять 0,14 кг/м³ подачи под вакуумом и могут быть уменьшены до незначительного уровня, если они сбрасываются в нагреватель или печь дожига. Снижение загрязнения достигается, если вакуумные газовые потоки (отходящий газ) направляются в соответствующую установку очистки аминов, а не сжигаются непосредственно в промышленном нагревателе. Направление вакуумного отходящего газа на очистку требует значительных инвестиций из-за затрат на компрессор.

Эффективность технологий контроля загрязнения для сжигания, как правило, превышает 99 % в отношении выбросов неметановых ЛОС.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Неконденсируемые потоки вакуумной дистилляции, которые в настоящее время направляются в печь, обычно включают небольшой расход с высокой концентрацией H₂S. По оценкам, это составляет около 15 % от общего объема выбросов серы на нефтегазовом промысле. В настоящее время осуществляется проект по очистке этих потоков с помощью аминной установки, чтобы таким образом сократить эти выбросы.

Кросс-медиа эффекты

В технологии сжигания необходимо учитывать продукты сгорания.

Повторное использование сточных вод, образующихся в верхней емкости для флегмы, может повлиять на рН опреснителя и выход некоторых компонентов при обессоливании.

Применимость

Полностью применим.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Пример завода(-ов)

Применяется на некоторых европейских нефтеперерабатывающих заводах и у нефтегазодобывающих предприятий.

Справочная литература

[7], [8], [9]

5.1.1.3. Техники, направленные на интенсификацию притока углеводородного сырья использование в эксплуатационных скважинах плунжерных и концентрических лифтов, замена насосно-компрессорных труб лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра для удаления воды

Описание:

1) Интенсификации притока углеводородного сырья

Для того чтобы дебит скважины стал больше, необходимо воздействовать на призабойную зону скважин. В приоритете должны стоять задачи по сохранению и повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти для того, чтобы гарантировать высокий уровень добычи нефти и газа.

В зависимости от данных условий все виды воздействий на призабойную зону пласта разделяют на несколько видов: химические, тепловые, механические, физические и комплексные представленные таблице 5.1.

Таблица 5.1. Распределение методов интенсификации притока нефти. Методы интенсификации вызова притока углеводородного сырья

№ п/п	Химические	Механические	Тепловые методы	Физические	Комплексные
1	2	3	4	5	6
1	Соляно – кислотные обработки	Кумулятивные перфорации	Электро – тепловая обработка	Виброволновое оздействие	Виброволновое оздействие с освоением
2	Пеннокислотные обработки	Гидравлический разрыв пласта	Термоакустическое воздействие	Акустическое воздействие	Водоизоляция и виброволновое воздействие
3	Глинокислотные обработки	Сверлящие перфорации	Прогрев ПЗП паром	Ультразвуковое воздействие	Ультразвуковое воздействие с освоением
4	Обработки с растворителями и кислотами	Имплозионный метод очистки забоя и пласта	Термокислотные обработки	Электроразрядное воздействие	Термогазо-химическое воздействие

Допускается последовательное применение методов интенсификации притока нефти.

Использование в эксплуатационных скважинах плунжерных и концентрических лифтов

Описание представлено в Разделе 3.1.1.

Замена насосно-компрессорных труб лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра для удаления воды

При замене лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра создаются условия для выноса жидкости с забоя скважины за счет увеличения скорости подъема газа. При этом скважины сразу после проведения данных геолого– технических мероприятий работают в стабильном режиме, жидкость в стволе не скапливается, однако уже через 8–15 месяцев эксплуатации условия для выноса воды снова ухудшатся до первоначальных в результате снижения пластового давления и, соответственно, рабочего дебита.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Необходимо соблюдать особую осторожность при работе с интенсификацией притока углеводородного сырья, а также с проводимыми работами по замене оборудования и поддержания пластового давления.

Кросс-медиа эффекты

Отмечены следующие воздействия загрязнений:

происходят реакции ионного обмена, взаимного растворения и другие. За счет выщелачивания горных пород вода насыщается сульфатами, карбонатами, кремнием. В результате этого впоследствии происходит отложение солей в скважинном и нефтепромысловом оборудовании;

горные породы адсорбируют ПАВ. ПАВ могут попадать в воды подземных горизонтов при разгерметизации затрубного пространства нагнетательных скважин, в почву, грунтовые и поверхностные воды;

неионогенные ПАВ имеют высокую пенообразующую способность. Интенсивное пенообразование отрицательно воздействует на окружающую среду;

оседание поверхности в результате химического разрушения пород;

и иные воздействия.

Эффект от внедрения

Сохранение и повышение нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти для того, чтобы гарантировать высокий уровень добычи нефти и газа.

Пример завода(-ов)

Представленные в разделе техники имеют широкое применение на предприятиях нефтегазодобычи.

Справочная литература

[10].

5.1.1.4. Техники, направленные на интенсификацию притока углеводородного сырья применение средств телеметрии и телемеханики (при наличии в системе обвязки скважин телеметрии или телемеханики или при экономической целесообразности проведения реконструкции обвязки) для оперативного контроля и управления режимами работы (включая измерение дебита газа, выноса жидкости) скважин (кустов скважин)

Описание

Выработанные месторождения по технологиям добычи следует относить к трудноизвлекаемым, а эффективная разработка истощенных газовых месторождений на поздней стадии может быть обеспечена только за счет непрерывного контроля за режимом работы скважин, газосборного коллектора и использования автоматизированных процессов управления режимами эксплуатации, своевременного предупреждения образования и удаления скоплений жидкости и песка, организации упреждающих режимов эксплуатации на основании предиктивного анализа.

Автоматизация месторождений / кусты скважин должна включать следующие измеряемые и контролируемые параметры

устьевое давление,

температура и расхода газа,

расхода жидкости,

обнаружения в составе сырья механических примесей и глинопесчаной смеси.

И иное, если это необходимо для производственной деятельности.

Предлагаемая техника не оказывает существенного влияния на традиционные технологии добычи в направлении интеллектуальных месторождений, предусматривающих непрерывную оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей в реальном масштабе времени.

Основой оптимизации процессов добычи нефти и газа при применении цифровых технологий является повышение качества управления на базе реальных параметров и геолого-геофизической информации по всей технологической цепочке добычи от цифровых скважин до подготовки продукта к транспорту; непрерывного анализа эффективности управляющих воздействий и моделирования технологических особенностей месторождения в реальном времени.

Комплексное применение цифровых технологий и алгоритмов эффективного управления, как основы оптимизации затрат при эксплуатации, обеспечивает возможность удаленного управления объектами добычи, продление сроков рентабельной эксплуатации месторождений на стадии падающей и усложненных условиях добычи.

Использование в эксплуатационных скважинах плунжерных и концентрических лифтов

Описание представлено в Разделе 3.1.1.

Замена насосно-компрессорных труб лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра для удаления воды

При замене лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра создаются условия для выноса жидкости с забоя скважины за счет увеличения скорости подъема газа. При этом скважины сразу после проведения данных геолого–технических мероприятий работают в стабильном режиме, жидкость в стволе не скапливается, однако уже через 8–15 месяцев эксплуатации условия для выноса воды снова ухудшатся до первоначальных в результате снижения пластового давления и, соответственно, рабочего дебита.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Реализация цифровых технологий предполагает наличие научной базы, интеграции технологий, процессов и персонала на основе развития интегрированной информационной системы, что требует кардинального пересмотра существующих практик.

Кросс-медиа эффекты

Требуется модернизация устьевого оборудования, которое может повлиять на экономическую составляющую мероприятия

Эффект от внедрения

Сохранение и повышение нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти для того, чтобы гарантировать качественно высокий уровень добычи нефти и газа.

Применение данных техник обеспечивает возможность организации ситуационного управления фондом скважин в сжатые сроки

Пример завода(-ов)

Представленные в разделе техники имеют широкое применение на предприятиях нефтегазодобычи.

Справочная литература

[11], [12], [13], [14], [15]

5.1.1.5. Техники добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин с использованием подъема продукции нефтяных скважин за счет природной (естественное и фонтанирование, бескомпрессорный газлифт, плунжерный лифт) и подводимой извне энергии (механизованная эксплуатация скважин, включающая способы глубинно-насосной эксплуатации и компрессорного газлифта) и транспортирование продукции до объекта подготовки

Описание

Описание данной техники указано в разделе 3.1.1.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Реализация представленной техники, позволяет отбирать большие объемы жидкого сырья с большой глубины на любом этапе разработки месторождения с высокими технико-экономическими показателями.

Техника подходит для скважин, ствол которых имеет с большие искривления, а также эффективен при работе с высокотемпературными пластами и высоким газовым фактором без возникновения осложнений;

Данная техника позволяет осуществлять одновременно-раздельную эксплуатацию нескольких продуктивных пластов и обеспечить надежный контроль за добывающим процессом;

Размер показателей фондо- и металлоемкости зависит от утвержденной схемы обустройства месторождения, и незначительно больше, чем аналогичные показатели насосной добычи.

Кросс-медиа эффекты

Имеется риск возникновения во время подъема нефти стойких эмульсий, а также низкий КПД таких систем

Эффект от внедрения

Применение он позволяет отбирать большие объемы жидкостей при любом диаметре эксплуатационной колонны, а также дает возможность форсировать отбор из скважин с высокой степенью обводненности.

Возможно эксплуатировать скважины с высоким показателем газового фактора (использование энергии пластовых газов, даже в скважинах, забойное давление которых меньше давления насыщения).

Актуально для скважин наклонного направления.

Пример завода(-ов)

Представленные в разделе техники имеют широкое применение на предприятиях нефтегазодобычи.

Справочная литература

[16]

5.1.2. Добыча газа (нефтяного (попутного) газа, природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата))

5.1.2.1. Применение мультифазных насосов

Описание:

Описание данной техники указано в разделе 3.1.3.3.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эксплуатационные данные указаны в разделе 3.1.3.3.

Мультифазная насосная станция включает:

блок фильтров;

насосный блок;

узел учета жидкости с мультифазным расходомером.

Кросс-медиа эффекты

Единственный существенный недостаток МФНС заключается том, что, поскольку после мультифазных насосов повышается давление среды, при транспорте

сероводородсодержащей продукции соответственно растет парциальное давление сероводорода, что приводит к увеличению скорости коррозии трубопровода.

В связи с чем при использовании МФНС в системах сбора и транспорта необходимо применять трубы с внутренним покрытием или предусмотреть подачу ингибитора коррозии.

Эффект от внедрения

Снизить затраты на реализацию традиционной схемы (рисунок 5.1) можно, если уменьшить число требуемых технологических сооружений при обустройстве месторождений. Эта задача решается с помощью мультифазных насосных станций (рисунок 5.2) с многофазным трубопроводом для сбора и транспортировки добываемых флюидов нефтяных скважин месторождений.

Внедрение данной техники позволяет сэкономить значительные материальные ресурсы:

уменьшилось количество необходимого эксплуатационного оборудования;

сократились объемы строительства, сроки обустройства и ввода в эксплуатацию месторождений;

снижение рабочего давления в системе сбора нефтегазовой смеси дало возможность оптимизировать рабочее давление на устьях добывающих скважин.

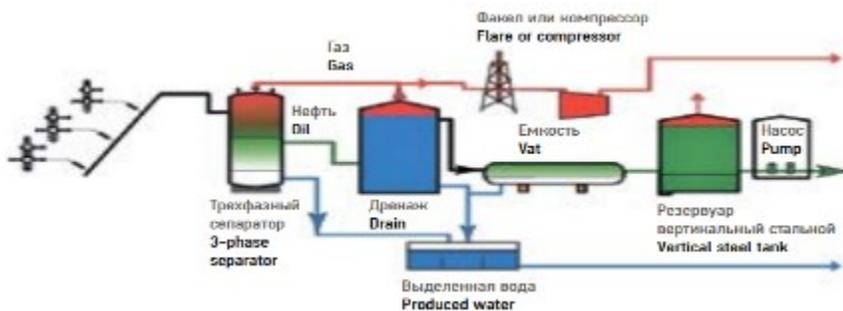


Рисунок 5.1. Традиционная схема сбора и транспорта нефти и газа

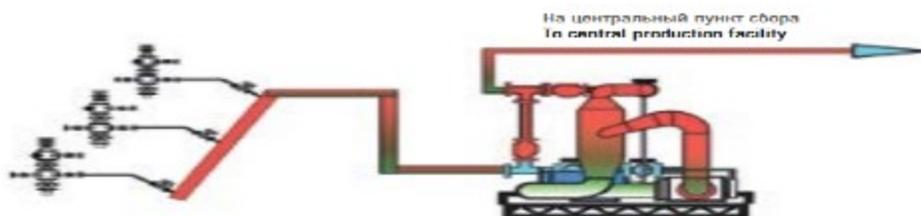


Рисунок 5.2. Схема сбора и транспорта нефти и газа с использованием мультифазных насосных станций

Пример завода(-ов)

Представленные в разделе техники имеют широкое применение на предприятиях нефтегазодобычи.

Справочная литература

[17], [18]

5.1.3. Транспорт нефти и газа по внутрипромысловым трубопроводам

5.1.3.1. Приводы на основе вентильных электродвигателей в составе УЭЦН при эксплуатации малодебитного фонда скважин

Описание:

Под вентильным электродвигателем понимают синхронный двигатель, содержащий многофазную обмотку статора, ротор с постоянными магнитами и встроенным датчиком положения. Коммутация такого двигателя осуществляется при помощи вентильного преобразователя.

Принцип работы вентильного двигателя заключается в четком позиционировании постоянных магнитов на роторе по отношению к формируемому пику электромагнитного импульса на фазных электрических обмотках.

При движении магнитов датчики воспринимают информацию об их положении в пространстве и меняют пропускную способность реактивных вентильных преобразователей, что позволяет валу вращаться дальше. Таким образом, управление вращением осуществляется без использования скользящего контакта, поэтому данная категория электрических машин относится к категории бесколлекторных электродвигателей.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

При сравнении с асинхронным двигателем можно отметить более высокие энергетические показатели, такие как КПД. Коэффициент полезного действия вентильного двигателя превышает 90%, а коэффициент нагрузки вентильного двигателя – более 0,95.

Высокое значение коэффициента нагрузки обеспечивается рациональной настройкой системы управления и датчиков положения ротора или применением системы управления с векторным законом управления инвертора.

Кросс-медиа эффекты

Не имеется.

Применимость

Вентильные электродвигатели могут применяться вместо обычных электродвигателей.

Эффект от внедрения

Вентильные электроприводы по сравнению с асинхронными обладают значительными преимуществами по таким эксплуатационным показателям, как энергоэффективность, надежность, габариты, что дает возможность эффективного решения таких задач, как нефтедобыча из боковых стволов, прерывистая эксплуатация малодебитных скважин, осложненных высоким газовым фактором, и др.

Основным недостатком вентиляного электропривода по сравнению с асинхронным является его относительно высокая себестоимость, вызванная необходимостью применения дорогостоящих высококоэрцитивных постоянных магнитов и датчиков положения ротора.

Экономика

В зависимости от мощности двигателей, а также с учетом производителей вентиляных двигателей ориентировочная стоимость составляет от 55 000 тенге (по ценам 2022г.)

Пример завода(-ов)

Описанная техника имеет широкое применение на предприятиях нефтегазодобычи.

Справочная литература

[19], [20]

5.2. Предварительная подготовка газа и жидких углеводородов

5.2.1. Сепарационные установки

5.2.1.1. Сепараторы для очистки гравитационным методом от жидкости и мехпримесей

Описание:

Гравитационная очистка основана на явлении осаждения твердых посторонних частиц в поле сил тяжести. Осаждение осуществляется в аппаратах периодического или непрерывного действия.

Описание представленной техники детально изложено в разделах 3.2.1.

Кросс-медиа эффекты

При абсолютной герметизации оборудования, отрицательных сторон внедрения данной техники не имеется.

Применимость

Общеприменимо.

Эффект от внедрения

Эффективность гравитационной очистки зависит от разности плотностей твердых частиц и жидкости, от размера частиц, от кинематической вязкости жидкости, от характера движения жидкости в отстойнике, а также от конструктивных особенностей сепараторов.

Эффективность сепараторов для очистки гравитационным методом достигает до 99 % с учетом вышеизложенных технических характеристик.

Пример завода(-ов)

Описанная техника имеет широкое применение на предприятиях нефтегазодобычи.

5.2.1.2. Инсинерация отработанного воздуха установок очистки легких фракций нефти (газолина)

Описание:

Инсинератором является печь, в которой сжигаются отходы, в частности и побочные виды продукции.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Отработанный воздух установок очистки легких фракций нефти (газолина), дожигается, посредством чего, осуществляется выжигание деактивация опасных веществ.

Кросс-медиа эффекты

В процессе сжигания образуется огромное количество углекислого газа (парниковый газ), который является основным фактором в глобальном потеплении.

Применимость

Применяется преимущественно на предприятиях нефтедобычи и нефтепереработки.

Пример завода(-ов)

Описанная техника имеет более двух примеров применения на предприятиях нефтегазодобычи и нефтепереработки.

Справочная литература

[21], [22]

5.2.1.3. Использование порционной подачи каустика и повторное использование каустика после очистки

Описание

Каустики используются для поглощения и удаления сероводорода, меркаптанов и фенольных загрязнений из потока нефти и газа. Отработанные едкие растворы из некоторых установок для подслащивания имеют неприятный запах и должны обрабатываться в закрытых системах и обрабатываться по мере необходимости перед выпуском с регулируемой скоростью в систему очистки сточных вод. Существует несколько методов максимального повторного использования каустиков на нефтегазодобывающем промысле. Они включают переработку, а также уничтожение в инсинераторах.

Методы, которые следует рассмотреть:

нейтрализация и зачистка.

сжигание, которое может быть подходящей альтернативой очистке сточных вод из-за очень высокой концентрации крезолов, нафтенов, меркаптанов и других органических соединений в отработанных щелочных растворах (Химическая потребность в кислороде > 50 г/л).

обращение и утилизация сухого отработанного каустика таким образом, чтобы предотвратить образование пыли.

повторное использование отработанного каустика на промысле.

борьба с коррозией на установках для перегонки сырой нефти с использованием отработанного каустика, а не свежего каустика.

нестабильные хлоридные (магниевые) соли, которые не извлекаются из сырой нефти в опреснителе, будут разлагаться при нагревании в дистилляторе сырой нефти и вызывать хлоридную коррозию. Чтобы предотвратить коррозию открытого

оборудования, в сырую нефть вводят небольшое количество едкого каустика (натрия), с помощью которого хлоридные компоненты нейтрализуются за счет образования стабильного хлорида натрия. Для нейтрализации продуктов хлоридного разложения часто можно использовать отработанный каустик, что также рекомендуется для минимизации образования отходов.

рециркуляция на выходе из опреснителя сырой нефти или очистителей кислой воды ;

дополнение к установке биологической очистки для контроля pH;

переработка каустиков, содержащих фенолы, на месте путем снижения pH каустика до тех пор, пока фенолы не станут нерастворимыми, что позволяет осуществлять физическое разделение. Затем каустик может быть очищен в системе сточных вод нефтеперерабатывающего завода;

повторное использование отработанного каустика (обычно классифицируемого на: сульфидный, крезоловый и нафтенный) за пределами нефтегазового промысла:

на бумажных фабриках (только сульфидный каустик);

в качестве сырья для Na_2SO_3 (может потребоваться разделение различных каустиков);

на предприятиях по переработке химических отходов, если концентрация фенола или сероводорода достаточно высока. Технологические изменения на нефтеперерабатывающем заводе могут потребоваться для повышения концентрации фенолов в каустике, чтобы сделать извлечение загрязняющих веществ экономичным.

регенерация или окисление отработанного каустика путем:

обработки перекисью водорода;

катализатор с фиксированным слоем;

сжатый воздух: 120 – 320°C; 1,4–20,4 МПа;

биологическая система.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов запаха и использования едких веществ.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Системы, работающие с отработанным каустиком, требуют особой осторожности в отношении соединений серы.

Кросс-медиа эффекты

Кросс-медийные эффекты, обнаруженные в различных методах, упомянутых выше, приведены ниже.

присутствие каустика в сырой установке может усилить образование кокса в последующих установках.

увеличение содержания фенолов и БТХ при очистке сточных вод. Как следствие, это может отрицательно сказаться на эффективности разложения в установке биологической очистки или может увеличиться выброс этих компонентов из установки

по очистке сточных вод. Меркаптаны, крезилы, а нафтены могут оказывать неблагоприятное воздействие на систему биоочистки.

Эффект внедрения

Уменьшение использования каустика.

Пример завода(-ов)

Ряд нефтегазодобывающих предприятий и нефтеперерабатывающих заводов РФ и ЕС.

Справочная литература

[10], [23]

5.2.2. Стабилизация сырой нефти

5.2.2.1. Техники, включающие обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти

Описание:

Описание представленной техники детально изложено в разделе 3.2.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Описание представленной техники детально изложено в разделе 3.2.

Кросс-медиа эффекты

Процессы обессоливания допускают использование пресной воды, вследствие чего, вода подвергается загрязнению.

Применение химических реагентов также отрицательно сказывается на качестве образуемых промышленных стоков.

Применимость

Общеприменимо.

Эффект от внедрения

Эффективность представленной техники снижает энергетические затраты на дальнейшую переработку углеводородной продукции. Также следует отметить, что на последующих этапах снижается уровень отложений селей на эксплуатируемом оборудовании.

Пример завода(-ов)

Описанная техника имеет широкое применение на предприятиях нефтегазодобычи.

5.2.3. Процессы обезвоживания и обессоливание сырой нефти

5.2.3.1. Оптимальные методы обессоливания

Описание

Описание процесса обессоливания представлено в разделе 3, пункт 3.2.3, которое включает в себя:

1) многоступенчатые обессоливатели, комбинированное использование полей переменного и постоянного тока обеспечивает высокую эффективность опреснения, а также экономию энергии;

2) рециркуляция в многоступенчатых обессоливателях части раствора сточной воды обессоливателя второй ступени на первую ступень, сводя к минимуму количество промывочной воды;

3) предотвращение турбулентности в сосудах обессоливателя за счет использования более низкого давления воды.

Достигнутые экологические выгоды

Повышенная эффективность обессоливателей может снизить потребление пресной промывочной воды. Еще одним экологическим преимуществом может быть экономия энергии за счет более эффективного электрического поля.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Двухступенчатые процессы достигают 95 % или более высокой эффективности (из сырой нефти удаляется более 95 % солей/взвешенных веществ). Высокая эффективность обеспечивает преимущества процесса, так как в установках, использующих меньше добавочной воды, меньше коррозии и меньше дезактивации катализатора, например, натрия.

Применимость

Двухступенчатое или трехступенчатое обессоливание используется либо в том случае, когда требования к содержанию солей для последующего процесса является очень строгой, либо для предотвращения технологических сбоев и обеспечения функциональности (например, когда тяжелые остатки обрабатываются далее в процессах каталитической конверсии).

Эффект от внедрения

Повышение эффективности процесса обессоливания.

Справочная литература

[24

5.2.3.2. Ступенчатая техника обессоливания нефти, при которой отсепарированная пластовая вода возвращается насосом обратно в сепаратор улучшая отделение воды от нефти и понижая содержание солей в нефти.

Описание:

Ступенчатая техника обессоливания нефти, при которой отсепарированная пластовая вода возвращается насосом обратно в сепаратор улучшая отделение воды от нефти и понижая содержание солей в нефти. Данный процесс подразумевает подачу свежей воды в обессоливатель, и перекачку отсепарированной воды выше по потоку.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Данная техника позволяет повторно применять смесь пластовой воды с пресными водами, позволяя экономить энергетические ресурсы.

Кросс-медиа эффекты

Не имеется

Применимость

Общеприменимо.

Эффект от внедрения

Эффективность представленной техники снижает энергетические затраты на дальнейшую переработку углеводородной продукции.

Пример завода(-ов)

Описанная техника имеет широкое применение на предприятиях нефтегазодобычи.

5.2.3.3. Повторное использование воды для обессоливателя

Описание

Вода, используемая в других процессах, может быть повторно использована в обессоливателе. Например, если очищенная кислая вода используется в качестве промывочной воды обессоливателей, содержащийся в ней аммиак, сульфиды и фенолы могут в некоторой степени реабсорбироваться сырой водой.

Следующие потоки технологической воды могут быть пригодны для использования в качестве промывочной воды для обессоливателя:

использование воды, полученной в результате конденсации в сепараторе установки перегонки сырой нефти. Как правило, количество такой воды составляет 1-2 % мас./мас. на сырье;

конденсаты пара после стрипингов керосина и дизельного топлива и конденсат пара вакуумной колонны (около 3,5 % мас./мас. на сырье);

очищенная кислая вода, а также другие потоки технологической воды, не содержащие взвешенных веществ. Вода для скруббера или охлаждающая вода загрязнена и требует разделения нефти и взвешенных частиц перед биообработкой и/или повторным использованием в качестве промывочной воды обессоливателя. Кислая вода направляется в устройство для очистки кислой воды до ее повторного использования и/или окончательной очистки в очистных сооружениях для сточных вод

Достигнутые экологические выгоды

Используя воду такими способами, предприятие снижает гидравлическую нагрузку на установки очистки сточных вод и снижает потребление воды.

Кросс-медиа эффекты

Необходимо избегать рециркуляции потоков воды, которые могут образовывать эмульсии, поскольку это приводит к ухудшению разделения фазы нефть/вода в обессоливателе, что, в свою очередь, приводит к чрезмерному выносу нефти с водой. Потоки с высоким содержанием растворенных взвешенных веществ не следует использовать в качестве промывочной воды обессоливателя из-за снижения движущей силы для извлечения соли из сырой нефти в воду.

Применимость

Примерами сточных вод, которые могут образовывать эмульсии в обессоливателе, являются: установки окисления битума, гидрокрекинга, замедленного коксования (

мелкие частицы могут стабилизировать эмульсии), другие установки глубокой конверсии (нерастворимые сульфиды металлов, которые могут стабилизировать эмульсии) и установки HF-алкилирования (коррозионные отложения фтора). Возможность повторного использования воды обессоливателя в качестве промывочной воды для обессоливателя полностью применима к новым нефтегазодобывающим предприятиям, но затруднено для применения на существующих.

Экономика

Необходимо учитывать затраты на сбор, обработку, перекачку и транспортировку этих вод по трубопроводам.

Эффект от внедрения

Нефтегазодобывающее предприятие снижает гидравлическую нагрузку на установки очистки сточных вод и снижает потребление воды.

Справочная литература

[24]

5.2.3.4. Удаление соляного раствора обессоливателя

Описание

Метод состоит из очистки воды обессоливателя от углеводородов, кислых компонентов и удаления аммиака перед тем, как направить на очистку сточных вод. Извлеченные углеводороды могут быть смешаны с несколькими потоками ступеней очистки сырой нефти. Дозировка кислоты для оптимизации pH также может быть использована для улучшения очистки воды от эмульгированной нефти.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение содержания углеводородов, серы или аммиака (в зависимости от диапазона pH) в сточных водах, образующихся в обессоливателе. Например, выбросы бензола могут быть сокращены на 95 %.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На нефтедобывающем промысле мощностью 8,7 млн т/год образуется поток сточных вод в сырой установке объемом 1,3 м³ в минуту, содержащий 90 кг фенолов в сутки. Сброс воды из обессоливателей содержит максимум 20 ppm бензола, а количество промывочной воды обессоливателя эквивалентно 4-8 % об/об подачи нефти. Сброс из сепараторов с уровнем бензола в диапазоне 20 ppb затем направляется в систему очистки сточных вод. Перед колонной отпарки кислых стоков устанавливается емкость для улавливания углеводородов. На промысле с помощью описанного метода можно уменьшить содержание фенолов в воде до 90 %.

Кросс-медиа эффекты

Описанный метод требует потребление пара, введения кислоты и других химических веществ.

Применимость

Предварительная обработка раствора обессоливателя обычно применяется при обработке очень тяжелой сырой нефти.

Экономика

Нет полученной информации.

Эффект от внедрения

Описанный метод позволяет уменьшить количество бензола в сточных водах, тем самым снижая выбросы ЛОС бензола в водоотводящих сооружениях.

Справочная литература

[24]

5.2.4. Десульфуризация сырой нефти

5.2.4.1 Процессы десульфуризации

Описание

См.Раздел 3.2.4

Достигнутые экологические выгоды

Снижение содержания серы в различных фракциях. Современные методы позволяют снизить содержание серы в дистиллятах до менее чем 10 ppm. Например, применение одностадийного гидрирования с помощью катализатора Co/Mo (30-40 бар) к средним дистиллятам снижает содержание серы более чем на 90 % (до примерно 100 ppm), в зависимости от продукта, содержания серы в сырье и условий реакции. Если спрос на дизельное топливо увеличивается, при его производстве необходимо использовать дополнительные соединения. Однако это сырье содержит множество ароматических соединений, которые необходимо гидрировать в тяжелых условиях (высокая температура, высокое давление, высокоактивные катализаторы, двухступенчатые процессы).

Текущие технические условия нефти могут быть выполнены в обычных одноступенчатых установках гидроочистки путем снижения почасовой скорости жидкости с 3,7 в условных единицах до 0,8-1,1, путем последовательного внедрения реактора в существующие установки и применения последнего поколения катализаторов, доступных для установок гидроочистки. При переработке российской экспортной смеси с 1,3 % весового соотношения серы и промежуточным содержанием серы перед установкой окончательной десульфуризации 0,12 % серы, конечное содержание серы в рафинате может быть достигнуто при нормальной эксплуатации, равное 8 ppm серы.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Установки гидроочистки нуждаются в дополнительной установке для промывки амином под высоким давлением в потоке рециркуляции водорода для поддержания чистоты водорода в потоке рециркуляции с углеводородами из свежего сырья. Установка будет работать под давлением 45 бар, используя 40 Nm³ водорода на тонну сырья с расчетным сроком эксплуатации - 30 месяцев.

Кросс-медиа эффекты

Потребление энергии, образование отходов, сточные воды и атмосферные выбросы.

Применимость

Применимо к дистиллятам от нефти до тяжелых остатков.

Экономика

Предполагаемые затраты на установку процесса десульфуризации с пониженным содержанием сырой нефти (из расчета 132 м3/ч) составляют 47 млн евро. В таблице 5.2 приведены инвестиционные затраты в установку гидроочистки системы десульфуризации остатков для подготовки сырья для флюид каталитического крекинга остатков.

Таблица 5.2. Инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы и расходы на техническое обслуживание

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Значение
1	2	3
1	Скорость подачи сырья, Мт/год	3,8
2	Срок эксплуатации, дни	335
3	Коэффициент эксплуатации	0,92
4	Инвестиции во внутренние объекты, млн евро	272
5	Общая стоимость внешних объектов (30 % от стоимости внутренних объектов), млн евро	82
6	Расходы катализатора на одну загрузку, млн евро	10
7	Примечание: Представлены данные по Побережью Мексиканского залива США за 2 квартал 1995 года.	

Эффект от внедрения

По данным ЕС снижение содержания серы в исходном сырье составляет 10 мг/кг (10 ppm.).

Пример завода(-ов)

На промысле нефтегазодобычи существует множество процессов десульфуризации.

Справочная литература

[25]

5.2.5. Центробежная сепарация с использованием декантера (трикантера)

Описание

Декантерные центрифуги в основном используются для отделения большого количества твердых примесей относительно большого размера.

Смысл процесса заключается в ускорении разделения твердой и жидкой фазы за счет действия на них центробежных сил. При этом идет образование осадка, имеющего неравномерную структуру, за счет перераспределения частиц по массе, а также

отделенной от него жидкости, так называемого фугата. В его состав может входить как коллоидная фаза, не отделяемая с помощью центрифугирования, так и жидкость, с плотностью меньшей, чем у воды.

Технологическая схема декантерной центрифуги представлена на рисунке 5.3.

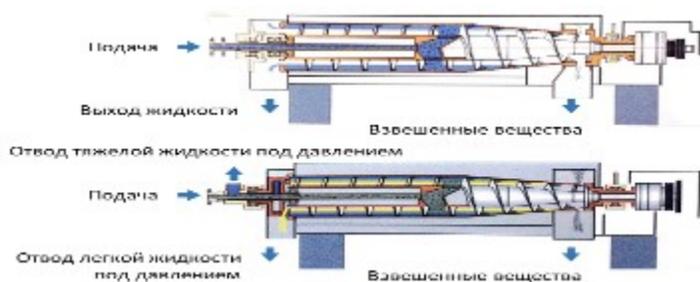


Рисунок 5.3. Технологическая схема декантерной центрифуги

В декантерной центрифуге процесс сепарирования происходит под действием центробежных сил, которые могут составлять более 3000G.

Под действием этих сил более плотные твердые вещества прижимаются к стенке вращающегося барабана, в то время как менее плотная жидкая фаза образует концентрический внутренний слой. Глубину слоя жидкости (так называемого "пруда") при необходимости можно изменять с помощью комбинации внутренних направляющих перегородок.

Образуемый твердой фазой осадок непрерывно удаляется шнеком, который вращается со скоростью, отличной от скорости вращения барабана. В результате твердая фаза постоянно удаляется из "пруда" и перемещается вверх по конической "пляжной" части.

Центробежная сила уплотняет твердую фазу и вытесняет остатки жидкой фазы. Затем осушенный сухой остаток выгружается из барабана. Очищенная жидкая фаза (фазы) переливается через перегородки в противоположном конце барабана.

Направляющие перегородки внутри корпуса центрифуги направляют потоки разделенных жидких фаз в заданных направлениях и предотвращают опасность перемешивания потоков.

В двухфазной декантерной центрифуге уровень жидкости регулируется перегородками. При эксплуатации в трехфазном режиме каждая фаза переливается через набор перегородок в отдельный отсек с направляющими в корпусе установки. В определенных вариантах для откачивания жидкости из декантерной центрифуги применяется центростремительный насос, в котором используется гидростатический напор, развиваемый вращающейся жидкой фазой.

Достигнутые экологические выгоды:

очистка сточных вод;

высокая энергоэффективность и низкое потребление;

сниженное потребление химических реагентов.

Применимость

Декантеры позволяют перерабатывать нефть на различных стадиях нефтедобычи, подготавливать воду для очистки и закачки в пласт на месторождениях и т.д.

Декантерные центрифуги компании предназначены для обработки твердых частиц с диаметрами от нескольких микрон до нескольких миллиметров. Декантерные центрифуги могут также обрабатывать суспензии с весовым содержанием твердой фазы от 0,1 % до более чем 65 %. Могут работать при колебаниях подачи сырья более эффективно, чем центрифуги или сепарационное оборудование других типов.

Экономика

Декантеры (трикантеры) имеют низкое отношение капитальных затрат к производительности и низким расходам на техническое обслуживание.

Средний срок окупаемости по реализованным проектам составляет 2–3 года.

Эффект от внедрения

Высокая устойчивость к изменению условий процесса.

Пример завода(-ов)

Очистное сооружение MARPOL, переработка некондиционной нефти. Таллин (Эстония).

Справочная литература

[100]

5.2.6. Центробежная сепарация с использованием тарельчатой центрифуги

Описание

Тарельчатые сепараторы предназначены для непрерывного разделения твердых веществ и жидкости или двух жидкостей под действием центробежной силы.

При этом легкая фаза образует ряд внутренних концентрических слоев (равномерно распределяется в межтарельчатом пространстве сепаратора), а твердые вещества собираются на периферии вращающегося барабана сепаратора.

Поверхность раздела между жидкой и твердой фазой называется границей раздела фаз. Для достижения оптимального результата разделения граница раздела фаз в сепараторе является регулируемым параметром.

Использование специального пакета тарелок сепаратора позволяет увеличить поверхность осаждения, что способствует резкому увеличению скорости протекания процесса. Особенности расчета, формы и конструкции тарелок позволяют использовать сепараторы в режиме непрерывного производства и для различных областей применения. Выгрузка тяжелой фазы осуществляется непрерывно, периодически или вручную и зависит от марки сепаратора и количества твердых веществ.

Осветленная жидкость поднимается в верхнюю часть сепаратора в зоне оси вращения и выводится через специальные камеры под действием силы тяжести или

посредством использования специального откачивающего устройства – напорного диска. Камеры являются изолированными во избежание смешения фаз.

Технологическая схема тарельчатой центрифуги представлена на рисунке 5.4.



Рисунок 5.4. Технологическая схема тарельчатой центрифуги

Применимость

Установки с тарельчатыми центрифугами позволяют перерабатывать нефть на различных стадиях нефтедобычи, подготавливать воду для очистки и закачки в пласт на месторождениях, решать сложнейшие технологические задачи по классификации и т.д.

Тарельчатые центрифуги помогают отсепарировать воду из скважинной продукции в диапазоне обводненности от 5 % до 90 % с одновременным обессоливанием нефти в непрерывном режиме.

Экономика

Внедрение данного решения сопряжено со значительными затратами на приобретение оборудования, однако полностью окупается за счет интенсификации процессов и лучшего качества получаемого на выходе сырья. Средний срок окупаемости по реализованным проектам составляет 2–3 года.

Пример завода(-ов)

установки на базе тарельчатых сепараторов для подготовки нефти УППН "Суханово" и ППСН "Ярега" (Республика Коми, РФ);

подготовка сырой нефти на плавучей установке для добычи, хранения и отгрузки нефти PengBo (HaiYangShi You 117, Bohai Bay) FPSO, Conoco Phillips и CNOOC.

Справочная литература

[100]

5.3. Подготовка воды

5.3.1. Предварительный сброс пластовой воды

5.3.1.1. Улучшение процесса разделения нефти и воды перед сбросом в сточные воды водоочистных сооружений

Описание

Методы, которые могут быть применены, заключаются в следующем:

1) передача сточных вод из установок обессоливания в отстойную емкость, где может быть достигнуто дальнейшее разделение нефти и воды. Нефть из воды может быть непосредственно извлечена в системе обработки нефтезагрязненных сточных вод;

2) выбор оптимальных регуляторов межфазового уровня. В зависимости от удельного веса и диапазона обрабатываемого сырья необходимо рассматривать наиболее точные датчики уровня среди вытеснителей, емкостных зондов или детекторов радиоволн. Точность регулировки межфазового уровня имеет основополагающее значение для корректной работы обессоливателя;

3) оптимальное улучшение разделения нефти и воды может быть достигнуто с помощью добавок "смачивающих" агентов, предназначением которых является удаление взвешенных загрязняющих веществ, которые ответственны за значительный унос нефти в воду;

4) использование нетоксичных, биоразлагаемых, негорючих специальных деэмульгирующих химических веществ, улучшающих процесс слияния капель воды.

Достигнутые экологические выгоды

Описанные выше методы улучшают разделение нефтепродуктов и воды, снижая уровень нефтепродуктов при очистке сточных вод и рециркуляцию их в технологический процесс, а также снижая образование нефтяного шлама. При применении первого метода, упомянутого выше, в сепараторы поступает на 10-20 % меньше нефти. Второй может отделить от водной фазы около 5-10 % нефти.

Кросс-медиа эффекты

Некоторые из предложенных методов требуют применения химических веществ.

Применимость

Полностью применим.

Эффект от внедрения

Увеличение степени разделения нефти и воды.

Справочная литература

[8], [26]

5.3.2. Подготовка пластовой воды

5.3.2.1. Максимальное использование оборотной системы водоснабжения для технологических нужд

Описание

Аналогично определению возможностей энергосбережения, могут быть проведены исследования экономии воды для определения вариантов интеграции технологической воды, а также возможностей сокращения и повторного использования воды. На большинстве нефтегазодобывающих предприятиях некоторые внутренние водные потоки обычно используются в качестве промывочной воды для опреснения, например,

конденсатная вода и очищенная от пара кислая вода. Существуют возможности для увеличения сокращения и повторного использования воды на нефтеперерабатывающих заводах, что приведет к сокращению размеров и затрат как на подпитку воды, так и на очистные сооружения на конце трубы.

Достигнутые экологические выгоды

Интеграция водных потоков в основном направлена на сокращение потребления пресной воды. Экологические последствия концептуального подхода к схеме интеграции технологических вод являются благоприятными. Закрытые системы и замкнутые контуры водоснабжения ограничивают выбросы углеводородов в атмосферу и сбросы в поверхностные воды, а также приводят к уменьшению образования отходов в виде осадка. Количественная оценка сокращения потребляемой воды (и потерь продуктов) варьируется от места к месту, но может быть существенной (>50%).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Целью оборота воды является сокращение объема технологической воды, производимой для окончательной очистки перед сбросом, с целью экономии эксплуатационных расходов. Это позволяет экономить высококачественную питьевую и деминерализованную воду, которая в некоторых местах может быть дорогостоящей. Это уменьшает размеры, инвестиции и эксплуатационные расходы на водоснабжение и очистку сточных вод. Кроме того, это уменьшает размер и воздействие сбросов сточных вод на окружающую среду.

Принцип заключается в использовании, когда это возможно, предотвращения, сокращения, рециркуляции и повторного использования технологической воды, дождевой воды, охлаждающей воды и иногда загрязненных подземных вод с целью уменьшения количества технологической воды для очистки. Данный способ необходимо проводить как часть генерального плана водоснабжения для нефтегазодобывающего предприятия. Этот план направлен на оптимизацию использования и повторного использования всех водных потоков на нефтегазодобывающем предприятии. Вода, используемая для процесса на нефтегазодобывающем предприятии, имеет величину от 0,1 до 0,6 м³ за тонну сырья. Некоторые методы, которые следует рассмотреть для сокращения потребления пресной воды, могут включать, но не ограничиваться ими, например повторное использование неочищенной / очищенной кислой воды в качестве промывочной воды.

Кросс-медиа эффекты

Уменьшение объема воды может привести к увеличению концентрации загрязняющих веществ, поступающих на очистные сооружения, но процесс, при правильном проектировании, в целом может решить эту проблему.

Применимость

Как правило, это применимо к существующим установкам, но при включении в первоначальный проект это может привести к еще более высокой эффективности.

Эффект внедрения

Сокращение потребления пресной воды является целью большинства нефтегазодобывающих предприятий по следующей причине. Пресная вода, особенно высококачественная, является ценным ресурсом, которого во многих частях Республики Казахстан становится все меньше. Там, где используется вода более низкого качества, очистка до приемлемых стандартов также требует использования энергии и химикатов.

Пример завода(-ов)

Благодаря такому подходу недавно построенный предприятие в нефтегазовой отрасли в Таиланде вырабатывает всего 40 т/ч технологической воды при производительности сырой нефти 8 млн тонн в год. Значения в 0,5м³ на тонну сырой нефти также были достигнуты в Европе.

Справочная литература

[24], [27]

5.3.2.2. Техники, включающие подготовку пластовой воды до требуемых параметров, с применением сепарационного (емкостного) оборудования

Описание

Методы предотвращения, которые могут быть применены для сокращения выбросов в воду, могут быть:

минимизировать и контролировать, по возможности, количество и уровень загрязнения сточных вод, подлежащих очистке на суше "у источника", т.е. сточных вод, поступающих в результате деятельности;

использование трехфазного сепаратора для жидкостей из улавливателя шлама для контроля и минимизации содержания углеводородов в водной фазе;

обработайте кислую воду в установке для удаления кислой воды;

технологические стоки установок регенерации гликоля или метанола и любые другие стоки с высоким содержанием биохимической потребности в кислороде/химическом потреблении кислорода следует отделять от других потоков, например, поверхностных вод, и обрабатывать перед сбросом в систему очистки сточных вод на объекте;

применяйте методы управления водными ресурсами.

Кросс-медиа эффекты

Инвестиционные затраты.

Применимость

Технология общеприменима.

Эффект от внедрения

Увеличение степени очистки нефти и воды от загрязняющих веществ.

Справочная литература

[28]

5.4. Подготовка и переработка газа

5.4.1. Осушка газа

См. раздел 3.4.1

5.4.1.1. Предварительная сепарация

Описание

Описание данной техники указано в разделе 3.2.2.

Достигнутые экологические выгоды

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эксплуатационные данные указаны в разделе 3.2.2.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

Отделения примесей от сырой нефти для последующей переработки.

5.4.1.2. Абсорбционная осушка газа

Описание

Абсорбцией называется процесс поглощения компонентов газа жидкими поглотителями-абсорбентами. Этот процесс основан на различии давлений насыщенных паров влаги в сырьевом газе и над раствором абсорбента, контактирующим с газом. При контактировании газа с осушителями абсорбция (извлечение) влаги протекает до тех пор, пока парциальное давление влаги в газе не достигнет величины ее же парциального давления над раствором осушителя (абсорбента). Описание данной техники указано в разделе 3.4.1.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эксплуатационные данные указаны в разделе 3.4.1.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

Отделении примесей от сырой нефти для последующей переработки.

Справочная литература

[29]

5.4.1.3. Адсорбционная осушка газа

Описание

Процесс адсорбционной осушки газа является более простым по сравнению с абсорбцией. На первом этапе газ проходит через сепаратор, где идет отделение механических примесей и капельной влаги. Затем газ поступает в аппарат с адсорбентом (в технологической схеме таких аппаратов должно быть минимум два), где адсорбент поглощает влагу из газа. Далее уже осушенный газ идет далее по технологической линии или в газопровод. Другой аппарат в это время находится в регенерации. Часть осушенного газа, предварительно нагретого в теплообменнике, поступает в низ аппарата для регенерации осушителя. После этого газ вновь проходит через теплообменник, где уже охлаждается, поступает в сепаратор, а затем поступает в поток влажного газа. Описание данной техники указано в разделе 3.4.1.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эксплуатационные данные указаны в разделе 3.4.1.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

Отделении примесей от сырой нефти для последующей переработки.

Справочная литература

[29]

5.4.1.4. Низкотемпературная сепарация

Описание

Низкотемпературной сепарацией (НТС) называется процесс однократной конденсации газа при температурах от -10 до -25 °C и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз. Одновременно присутствуют все компоненты сырьевого газа, но жидкая фаза состоит преимущественно из углеводородов C₃+, а газовая - из метана и этана. Согласно схеме, сырой газ (I) поступает во входной сепаратор 1, где от газа отделяются пластовая вода с ингибитором гидратообразования (VI) и сконденсировавшийся газовый конденсат (VII). Далее частично отсепарированный газ (VIII) охлаждается в регенеративных теплообменниках 2 и 3 и

газа (компрессионный метод отбензинивания), или же вместо дросселя на входе газа в низкотемпературный сепаратор помещают холодильную машину для снижения температуры газа.

Достигнутые экологические выгоды

Применяя эту технологию, можно достичь показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, приведенных в таблице 5.3

Таблица 5.3. Технологические показатели при извлечении углеводородов методом низкотемпературной сепарации

№ п/п	Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции (год)
1	2	3
1	Оксиды азота (в пересчете на NO ₂)	≤0,1
2	Монооксид углерода (CO)	≤0,5
3	Метан (CH ₄)	≤0,1
4	Углеводороды предельные (C1 - C5) (исключая метан)	≤0,5
5	Диоксид серы (SO ₂)	≤0,2
6	Сероводород (H ₂ S)	≤0,01

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

Отделении примесей от сырой нефти для последующей переработки.

5.4.1.5 Подача газа на ГПЗ для получения различных видов топлива и сырья для нефтехимии

Описание

Природный и попутный газ, поступающий для переработки на завод, должен отвечать требованиям, предъявляемым к товарной продукции УКПГ и регламентируются отраслевыми и государственными стандартами.

Для газа, подаваемого местным потребителям для использования в промышленности и коммунальном хозяйстве, нормируются теплота сгорания и число Воббе, а также интенсивность запаха.

При использовании газа в качестве газомоторного топлива для автомобильного транспорта главным показателем качества является расчетное октановое число. Для

обеспечения сырьем заводов получения полиэтилена и полипропилена выделяют этан-этиленовую, пропан – пропиленовую фракции, соответствующие стандартам качества нормативных документов.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

Отделении примесей от сырой нефти для последующей переработки.

5.4.1.6. Подготовка и подача в единую систему газа

Описание

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) - комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата.

Товарная продукция УКПГ:

сухой газ месторождений;

сухой отбензиненный газ месторождений;

газовый конденсат.

Требования, предъявляемые к товарной продукции УКПГ, регламентируются отраслевыми (ОСТ) и государственными (ГОСТ) стандартами.

Для газа, подаваемого в магистральные газопроводы, главным показателем качества является точка росы (по влаге и углеводородам). Для холодной климатической зоны точка росы по влаге не должна превышать $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, по углеводородам - не выше $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Помимо этого ОСТ регламентирует такие потребительские свойства газа, как теплота сгорания и допустимое содержание сернистых соединений.

Для газа, подаваемого местным потребителям для использования в промышленности и коммунальном хозяйстве, нормируются теплота сгорания и число Воббе, а также интенсивность запаха.

При использовании газа в качестве газомоторного топлива для автомобильного транспорта главным показателем качества является расчетное октановое число.

Газовый конденсат, производимый на УКПГ, делится на стабильный и нестабильный.

Требования, предъявляемые к различным типам конденсата, варьируются.

Технологический процесс.

Промысловая обработка газа на УКПГ состоит из следующих этапов:

абсорбционная или адсорбционная сушка;

низкотемпературная сепарация или абсорбция;
масляная абсорбция.

На газовых месторождениях подготовка газа заключается в его осушке, поэтому там используются процессы абсорбции или адсорбции.

На газоконденсатных месторождениях осушка и выделение легкоконденсирующихся углеводородов осуществляются путем низкотемпературной сепарации, низкотемпературной абсорбции или низкотемпературной масляной абсорбции.

Состав УКПГ

В состав УКПГ входят:

блок предварительной очистки (сепарации);

Обеспечивает отделение от газа капельной влаги, жидких углеводородов и механических примесей. В состав блока входят сепараторы и фильтр-сепараторы.

технологические установки очистки, осушки и охлаждения газа;

дожимные компрессорные станции;

Обеспечивают рабочие параметры технологии промышленной обработки газа, поддерживают давление подачи газа в магистральный газопровод. Располагаются перед или после установок технологической подготовки газа. Для снижения температуры компримированного газа после дожимной станции устанавливаются аппараты воздушного охлаждения.

вспомогательные системы производственного назначения (операторная, площадки с установками средств связи, электро-, тепло- и водоснабжения, электрохимической защиты, пожаротушения, резервуарный парк хранения диэтиленгликоля или триэтиленгликоля и т.д.).

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

5.4.2. Аминовая очистка

Описание

См. раздел 3.4.2

5.4.2.1. Удаление сероводорода амином из природного газа

Описание

Кислые газы, которые могут присутствовать в газах нефтепереработки, в основном представляют собой CO₂, H₂S и Меркаптаны (RSH). Обычно только CO₂ и H₂S содержатся в этих потоках в высоких концентрациях. С применением аминов можно удалять большее количество вышеупомянутых кислых газов из газов нефтепереработки

. Эти газы фактически реагируют с амином с радикалами, который производится посредством ионизации амина в водном растворе, с образованием соответствующих солей, которые остаются абсорбированными в жидкой фазе.

Основной и наиболее полезной характеристикой этой реакции является то, что она является обратимой, обеспечивая возможность расщеплять химические соединения и регенерировать Аминовый раствор, перезапуская цикл сначала. Это производится посредством нагревания аминового раствора и увлечения отделяемых газов паром. Поток пара, генерируемый в регенераторе, должен быть достаточным для обеспечения такого соотношения пара и кислых газов в верхней части колонны, которое обеспечивает необходимый для достижения нужных спецификаций подлежащих очистке газов уровень регенерации аминового раствора. Описание данной техники указано в разделе 3.4.2.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эксплуатационные данные указаны в разделе 3.4.2.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов H₂S в окружающую среду.

5.4.2.2. Техника аминовой очистки газа, содержащего сероводород, с блоком регенерации амина

Описание

Сырьем для проектируемой установки сероочистки являются высокосернистые и малосернистые природные газы месторождений УДП "Мубарекнефтегаз", которые подвергаются абсорбционной очистке.

Абсорбент представляет собой раствор амина, состоящий из 15 % ДЭА, 15 % МДЭА, 69,98 % воды и небольшого количества примесей 0,01 % H₂S и 0,01 % CO₂. В составе установки имеются три основных блока:

1. блок очистки газа;
2. блок регенерации раствора амина;
3. блок фильтрации раствора амина.

Описание данной техники указано в разделе 3.4.2.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эксплуатационные данные указаны в разделе 3.4.2.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов H₂S в окружающую среду.

5.4.2.3. Каскадная очистка нефти и нефтепродуктов щелочными растворами

Описание

Наиболее эффективной и промышленно освоенной технологией удаления сероводорода и низкомолекулярных меркаптанов из сырой нефти и газоконденсатов признаны процессы жидкофазной окислительной демеркаптанизации сырья серии ДМС. Суть технологии ДМС заключается в прямом окислении содержащихся в нефти низкомолекулярных меркаптанов кислородом воздуха в щелочной среде в присутствии разработанного во "ВНИИУС" катализатора сероочистки ИВКАЗ.

Общий расход едкого натра на установках снижается, если часть отработанного едкого натра из одной установки повторно используется на другой. Примером такой процедуры может являться вывод регенерированного едкого натра на стадии предварительной промывки и демеркаптанизации газоконденсатов и подачи его на установки демеркаптанизации нефти.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение использования едких растворов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Необходимо соблюдать особую осторожность при работе с отработанным едким натром из-за наличия на установке соединений серы.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

5.4.2.4. Методы использования отработанного едкого натра

Описание

Едкий натр поглощает и извлекает сероводород, меркаптаны и фенольные загрязнения из нефтепродуктов на промежуточной и финальной стадии очистки. На некоторых установках демеркаптанизации отработанные растворы едкой щелочи имеют неприятный запах. Поэтому операции с ними проводятся в герметичных установках. До сброса в систему сточных вод их очищают, при этом скорость потока

регулируется. Существует несколько эффективных методов повторного использования едкого натра на НДО - переработка на НДО или за его пределами, уничтожение в печах сжигания отходов.

Рассматриваемые методы:

нейтрализация и отпарка.

сжигание, как альтернатива очистки сточных вод, из-за очень высокой концентрации крезолов, нафтеннов, меркаптанов и других органических соединений в отработанных едких растворах ($X_{ПК} \gg 50$ г/л).

обработка и утилизация сухого отработанного едкого натра предотвращает образование пыли. Его захоронение запрещено.

повторное использование отработанного едкого натра.

борьба с коррозией на установках подготовки сырой нефти с использованием отработанного, а не свежего едкого натра. На электрообессоливающей установке нестабильные формы хлоридных (магниевых) солей не извлекаются из сырой нефти. При нагревании в дистилляторе сырой нефти они растворяются и образуют хлоридную коррозию. С целью предотвращения образования коррозии в установку с сырой нефтью вводят небольшое количество едкого натра (натрия). В результате образуется стабильная форма хлорида натрия, которая нейтрализует хлоридные компоненты. Для нейтрализации продуктов хлоридного разложения часто используется отработанный едкий натр. Он также уменьшает образование отходов.

повторное использование едкого натра на электрообессоливающей установке с сырой нефтью или установке отпарки кислых стоков.

использование едкого натра на установке биологической очистки в качестве дополнительного средства контроля рН сточных вод.

повторное использование едкого натра, содержащего фенолы - значение рН щелочи снижают до тех пор, пока фенолы перестанут растворяться. Таким образом, жидкости расслоятся. Затем щелочь обрабатывается в системе очистки сточных вод.

повторное использование отработанного едкого натра (обычно разделяемый на: сульфидный, крезоловый и нафтенный) за пределами предприятия.

на бумажном комбинате (только сульфидно-щелочной раствор).

в качестве сырья для Na_2SO_3 (может потребоваться разделение видов щелочей).

регенерация или окисление отработанного едкого натра происходит в результате: очистки перекисью водорода;

применения катализатора с неподвижным слоем;

продувки сжатым воздухом: 120-320 °С; 1,4 -20,4 МПа;

применения биологической системы очистки.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов пахучих веществ в атмосферу и использования едкого натра.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Необходимо соблюдать особую осторожность при работе с отработанным едким натром из-за наличия на установке соединений серы.

Кросс-медиа эффект

Отмечены следующие воздействия загрязнений одной среды на другую при различных методах очистки нефтепродуктов:

присутствие едкого натра на установке сырой нефти способствует образованию кокса на последующих установках по потоку нефти.

увеличение содержания фенолов, бензолов, толуолов и ксилолов на установке очистки сточных вод. Как следствие, такая концентрация вредных веществ снижает производительность установки очистки сточных вод либо увеличивается количество сбросов очистных сооружений. Меркаптаны, крезолы и нафтены негативно сказываются на производительности установок биоочистки.

Эффект от внедрения

Уменьшить применение едкого натра.

Применимость

Технология общеприменима.

Пример заводов по подготовке и переработке нефти

Ряд предприятий располагают функциональной возможностью регенерировать отработанный едкий натр. Однако другие вынуждены утилизировать его излишки после щелочной промывки нефтепродукта. В результате остается небольшое количество едких веществ и, как правило, их используют на установках очистки сточных вод. В противном случае их сдают на утилизацию на бумажный комбинат и целлюлозный завод, где они используются в качестве отбеливающего реагента. Некоторые предприятия отдают на реализацию отработанную концентрированную щелочь с фенолом. Ее применяют для извлечения крезоловых кислот из нефтяных продуктов. Некоторые предприятия самостоятельно перерабатывают такую концентрированную щелочь. Извлеченный дисульфид реализуют в качестве готового продукта или отдают на переработку в печь сжигания отходов.

5.4.3. Демеркаптанизация (Щелочная очистка)

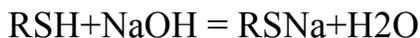
5.4.3.1. Техника удаления меркаптанов из газолина процессом MEROX

Описание

"Мерокс", окисление меркаптанов – это процесс, проводимый для удаления меркаптанов из полуфабрикатов и конечных продуктов, таких как СУГ, газолин, бензин, керосин, авиатопливо и других фракций нефти. Описание данной техники указано в разделе 3.4.3. Дополнительная информация по процессу представлена ниже:

Процесс "Мерокс" применяется преимущественно для демеркаптанизации сжиженных газов и бензинов. Процесс окислительной демеркаптанизации сырья осуществляется в следующие три стадии:

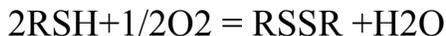
1) экстракция низкомолекулярных меркаптанов раствором щелочи:



2) превращение меркаптидов натрия в дисульфиды каталитическим окислением кислородом воздуха:



3) перевод неэкстрагированных щелочью высокомолекулярных меркаптанов сырья в менее активные дисульфиды каталитическим окислением кислородом воздуха:



Наиболее активными и распространенными катализаторами процесса "Мерокс" являются фталоцианины кобальта (металлоорганические внутрикомплексные соединения - хелаты) в растворе щелочи или нанесенные на твердые носители (активированные угли, пластмассы и др.).

Технологическая схема представлена на рисунке 5.6.

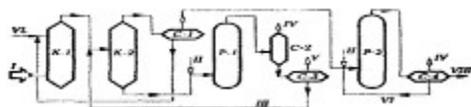


Рисунок 5.6. Принципиальная технологическая схема процесса каталитической окислительной демеркаптанизации углеводородного сырья "Мерокс": I – сырье; II – воздух; III – регенерированный раствор щелочи ("Мерокс"); IV – отработанный воздух; V – дисульфиды; VI – циркулирующий раствор щелочи ("Мерокс"), свежая щелочь; VII – очищенный продукт.

Исходное меркаптансодержащее сырье предварительно очищается от сероводорода и органических кислот в колонне 1 промывкой раствором щелочи, затем поступает в экстрактор К-2, где из него раствором щелочи экстрагируются низкомолекулярные меркаптаны. Экстрактный раствор из К-2 поступает в реактор Р-1, где производится каталитическое окисление меркаптидов натрия в дисульфиды кислородом воздуха с одновременной регенерацией раствора щелочи (или раствора Мерокс) в случае применения растворимого катализатора). Реакционная смесь далее проходит сепараторы С-2 и С-3 для отделения отработанного воздуха и дисульфидов, после чего регенерированный раствор щелочи (или "Мерокса") возвращается в экстрактор К-2.

Очищенное от низкомолекулярных меркаптанов сырье (рафинатный раствор) поступает в сепаратор щелочи С-1, далее в реактор Р-2 для перевода высокомолекулярных меркаптанов, не подвергшихся экстракции в К-2, в дисульфиды каталитическим окислением кислородом воздуха. Реакционная смесь из Р-2 поступает в сепаратор С-4, где разделяется на отработавшийся воздух, циркулирующий раствор щелочи ("Мерокс") и очищенный продукт.

Для очистки низкомолекулярных фракций (например, сырья алкилирования), не содержащих высокомолекулярных меркаптанов, используется упрощенный (

экстракционный) вариант процесса , где стадия дополнительной окислительной демеркаптанализации в реакторе 2 исключена.

Ниже приведены данные по содержанию меркаптанов после окислительной демеркаптанализации различного сырья в процессе "Мерокс":

№ п/п	Сырье	Содержание меркаптанов, г/т	
		В сырье	В очищенном продукте
1	2	3	4
1	Сжиженный газ	1500	5
2	Бензин термического крекинга	2000	5
3	Бензин каталитического крекинга	200	5
4	Керосин	100	Отрицательная проба

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эксплуатационные данные указаны в разделе 3.4.3.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов меркаптанов в окружающую среду.

5.4.4. Компримирование газа

Описание

См. раздел 3.4.4

5.4.4.1. Повышение степени сжатия ступеней компримирования путем замены сменной проточной части, и нагнетателей (уменьшение расхода топливного газа и снижение массы выбросов ЗВ)

Описание

Технология повышения степени сжатия ступеней компримирования путем замены сменной проточной части, и нагнетателей необходима для эффективной переработки сырья.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Уменьшение расхода топливного газа и снижение массы выбросов ЗВ.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов ЗВ в окружающую среду.

5.4.4.2. Применение ГПА на базе экономичных приводов

Описание

ДКС классифицируют по типу используемого привода, которые отличаются видом используемого топлива. Наиболее часто используются следующие виды приводов: – газомоторный; – газотурбинный; – электрический. Основу газомоторного привода составляет двигатель внутреннего сгорания, работающий на газообразном топливе - достаточно дешевом и доступном источнике энергии. Такие устройства надежны и неприхотливы в эксплуатации. Пуск привода осуществляется с помощью сжатого воздуха, а регулировка оборотов происходит за счет изменения подаваемого в цилиндры газа. В газотурбинном приводе механическая энергия вырабатывается с помощью турбины, в которой происходит расширение горячего газа, образующегося в камере сгорания, куда подаются топливо и атмосферный воздух. Воздух засасывается с помощью компрессора, поэтому для пуска газотурбинной установки требуется отдельный источник энергии (стартер). Компрессор, камера сгорания и турбина являются основными компонентами газотурбинного агрегата. Данный вид приводов получил широкое распространение, поскольку не привязан к поставкам топлива извне и работает на том же газе, который перекачивает ДКС, а излишки вырабатываемой энергии могут идти на отопление и электроснабжение самой станции и близлежащих объектов. ДКС с электрическим приводом, несмотря на необходимость в обязательном подведении электроэнергии, имеет ряд преимуществ перед газомоторными и газотурбинными установками. Во-первых, использование электричества экономит само перекачиваемое топливо, а также благоприятно сказывается на экологичности ДКС за счет снижения выбросов в атмосферу. Во-вторых, электродвигатель гораздо проще поддается регулировке и автоматизации, что значительно упрощает контроль работы всей станции и позволяет уменьшить необходимый рабочий персонал. И, в-третьих, значительно улучшаются условия труда на такой ДКС благодаря уменьшению шума установки, вибрации и запыленности воздуха

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Выбор типа привода компрессора на примере проекта "Строительство компрессорной станции "Караозек" для МГ Бейнеу-Бозой-Шымкент. Применение компрессоров центробежного типа с электроприводом, оснащенных соответствующей системой электроснабжения, распределения, снабжения энергией может вполне удовлетворить потребности работы с различными изменениями обстановки на

трубопроводе. Обычно наличие нескольких источников дешевой электроэнергии в районе строительства КС может служить основанием для принятия решения о использовании электропривода. Однако, полный комплект системы электропривода состоит из одного отдельного трансформатора, одного частотного регулятора и одного асинхронного генератора переменного тока. В целях унификации и снижения затрат на сервисное обслуживание всех компрессорных станций на проекте строительства МГ "Бейней-Бозой-Шымкент" однотипного оборудования, применение электродвигателей в качестве приводов компрессоров на КС4 "Караозек" не целесообразно. Применение поршневого привода сложно в эксплуатации и не обеспечивает большую производительность и поэтому практически не используются в магистральных газопроводах. Паровые турбины значительно сложнее в эксплуатации и требуют наличия пресной воды, которая отсутствует в аридных зонах и по этим причинам паровые турбины также не могут быть использованы в нашем случае. В связи с вышеизложенным было принято решение, что на КС-4 "Караозек" следует применить газотурбинный привод, Основным преимуществом которого является то, что он работает на газе, транспортируемом по газопроводу, и является оптимальным приводом для центробежного компрессора.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Увеличение энергоэффективности.

5.4.4.3. Наладка ГПА на низкий уровень образования NOx (сухое подавление выбросов)

Описание

Использование горелок предварительного смешения с технологией сухого подавления NOx при производстве новых газовых турбин является НДТ. Большинство существующих газовых турбин может быть переведено на технологию сухого подавления NOx, но иногда использование впрыска воды и пара может стать более удачным техническим решением. Технические решения должны подбираться индивидуально для каждого отдельного случая.

Некоторые газовые турбины и газовые ДВС, эксплуатирующиеся в Европе, Японии и США, были изготовлены с использованием технологии селективного каталитического восстановления, направленной на уменьшение выбросов NOx. Помимо технологии сухого подавления NOx с помощью горелок предварительного

смешения и впрыска воды и пара, система селективного каталитического восстановления может рассматриваться в качестве решения, разработанного на основании НДТ. Для газовых турбин нового поколения использование горелок для сухого подавления NOx является стандартом, поэтому, как правило, необходимости в установке дополнительной системы селективного каталитического восстановления нет. Система селективного каталитического восстановления может использоваться для дальнейшего уменьшения выбросов NOx, в тех регионах, где местные нормы качества воздуха касательно выбросов NOx строже, чем те уровни выбросов, которые обеспечивает технология сухого подавления (например, в случае эксплуатации оборудования в густонаселенном городском районе).

Для существующих газовых турбин впрыск воды и пара или переход на использование технологии сухого подавления NOx являются НДТ. Газовые турбины старого поколения с более высокими начальными температурами одновременно являются более эффективными и при этом выбрасывают больше NOx. При этом стоит заметить, что благодаря большей эффективности турбин, выбросы NOx, приходящиеся на каждый выработанный кВт/ч, меньше, чем у газовых турбин нового поколения. Модернизация турбин старого поколения с установкой системы селективного каталитического восстановления на действующих парогазовых установках не только технически осуществима, но и экономически обоснована в случае, если в проект изначально была заложена установка котла-утилизатора и, соответственно, для него была подготовлена площадка.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Для стационарных газовых двигателей НДТ является технология, основанная на использовании бедной смеси. Благодаря тому, что в оборудовании изначально используется бедная смесь, не требуется никаких дополнительных реагентов или утяжелителей для уменьшения выбросов NOx NOx. Так как газовые двигатели иногда по умолчанию оснащены системой селективного каталитического восстановления, эта технология может считаться частью НДТ. Использование катализатора окисления для уменьшения выбросов CO является НДТ. В случае сжигания других видов газообразного топлива таких как, например, биогаз или свалочный газ, выбросы CO могут быть выше.

Для котлов, работающих на газу, 3 % об. O₂ принимается за контрольный уровень. Расчеты значений выбросов, которые происходят при применении НДТ, основываются на среднесуточной концентрации веществ, стандартных условиях и типичной нагрузке. Также должны приниматься во внимание более высокие концентрации веществ, возникающие в периоды предельной нагрузки и периоды работы в режиме остановки, пусковых периоды, а также периоды неисправностей в эксплуатации системы очистки, отходящих газов.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов NOx.

5.4.5. Производство сжиженного природного газа

5.4.5.1. Техника удаления меркаптанов из СУГ процессом MEROX

Описание

Описание данной техники указано в разделе 5.4.3.1.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эксплуатационные данные указаны в разделе 5.4.3.1.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов меркаптанов.

5.4.5.2. Техника получения сжиженных углеводородных газов (СУГ)

Описание

Получение сжиженных газов обычно производится по технологической схеме с использованием эффекта Джоуля - Томсона (рисунок 5.4).

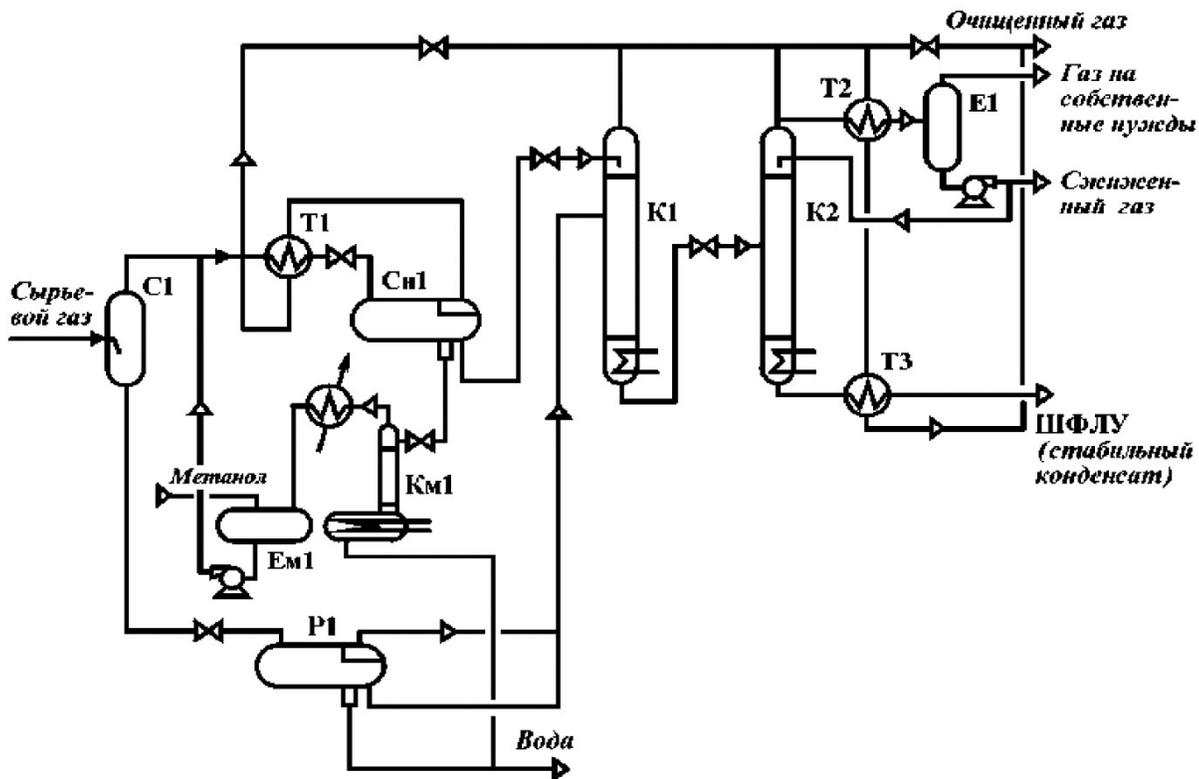


Рисунок 5.7. Схема получения сжиженных газов с впрыском метанола

Для предотвращения образования гидратов в поток газа перед его охлаждением впрыскивается 80 %-ный метанол. Газ, пройдя входной сепаратор, поступает в рекуперативный теплообменник Т1, в котором охлаждается обратным потоком газа. Далее газ дросселируется до давления, необходимого для транспорта газа потребителю и, охладившись, поступает в трехфазный сепаратор Сн1 для отделения выпавшей жидкости. Газ из сепаратора, отдав свой холод в рекуперативном теплообменнике, поступает потребителю. Выпавший водно-метанольный раствор дросселируется и поступает в отпарную колонну Км1. Пары метанола из Км1 конденсируются и поступают в сборную емкость. Из емкости метанол подается насосом в систему распределения метанола по установке. Выпавшая в Сн1 углеводородная жидкость поступает на орошение деэтанизатора К1. В К1 происходит отделение фракции С3+ от метан-этановой фракции. Последняя смешивается с основным потоком газа из низкотемпературного сепаратора. Фракция С3+ поступает в среднюю часть колонны К2, в которой разделяется на пропан-бутановую фракцию и ШФЛУ (или стабильный конденсат).

Конденсацию паров, выходящих из К2, а также охлаждение полученного нижнего продукта, осуществляют отсепарированным газом.

По данной технологической схеме были построены установки производительностью 315 млн м3/год перерабатываемого газа. В данном случае имелся свободный перепад давлений между поступающим на переработку газом (3,5 МПа) и

товарным газом, подаваемым на ТЭЦ и в город (1,2 МПа). На этом перепаде давлений и был реализован процесс. В результате после дросселирования была достигнута температура минус 63°C, при этом извлечение из газа фракции С3+ составляло около 40% (пропана - 25%).

Данная технология отличается простотой и практически не имеет затрат энергии. При увеличении перепада давлений между поступающим на установку газом и выходящим будет соответственно увеличиваться и коэффициент извлечения С3+.

Недостатками этой установки являются загрязнение продуктов метанолом и трудности с утилизацией метанольной воды.

Более глубокое извлечение фракции С3+ позволяет технологическая схема, представленная на рисунке 5.8.

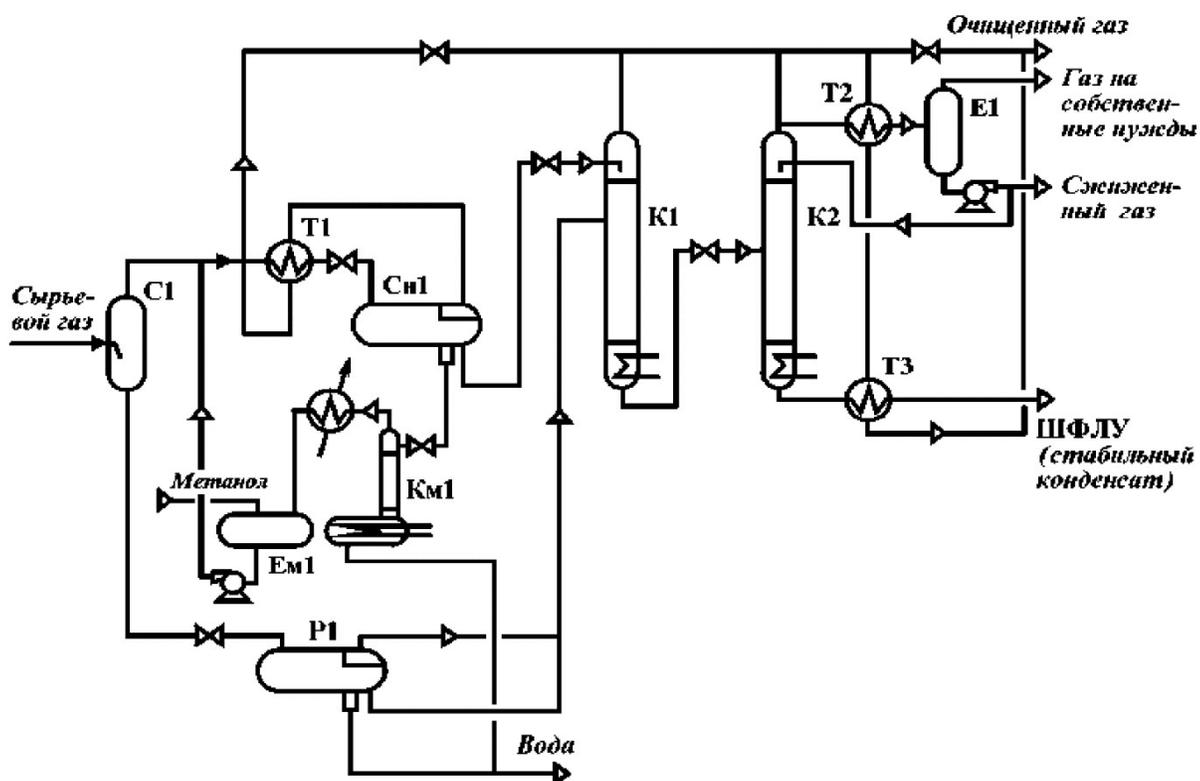


Рисунок 5.8. Схема глубокого извлечения С3+ с использованием детандер-компрессорного агрегата

В отличие от предыдущей схемы, здесь применена твердая осушка газа, что дает возможность получать осушенные продукты, не содержащие метанол. Использование детандер-компрессорного агрегата (ТДА) при прочих равных условиях (т.е. одинаковых входных и выходных параметрах газа) позволяет проводить процесс сепарации при более низких температурах и давлениях, что благоприятно сказывается на процессе разделения. ТДА также позволяет максимально сохранить входное давление газа. Использование холода отсепарированного газа в дефлегматоре

деэтанализатора К1 позволяет уменьшить унос пропана. Сырьевой газ поступает в трехфазный сепаратор С1. Отсепарированный газ подается в блок осушки, где осушается до точки росы минус 70 °С. Сухой газ подается на охлаждение двумя потоками: в теплообменник Т1, Т2, Т3, и затем в сепаратор С2. Расширенный в детандере газ подается в сепаратор С3. Жидкость из сепаратора дросселируется, нагревается в теплообменнике Т3 и подается в качестве питания в среднюю часть деэтанализатора К1. Газ из сепаратора С3 поступает в качестве хладагента в дефлегматор деэтанализатора и затем в теплообменник Т1. Кубовая жидкость из деэтанализатора дросселируется и подается в качестве питания в колонну К2. Углеводородная жидкость из трехфазного сепаратора С1 дросселируется и подается в разделитель Р1. Газ и углеводородная жидкость из разделителя подаются в деэтанализатор. Выходящий из деэтанализатора газ после рекуперации холода дожимается компрессором турбодетандерного агрегата, объединяется с основным потоком, выходящим из теплообменника Т1, и поступает потребителю.

Данная технологическая схема может работать в широком диапазоне давлений газа. Коэффициент извлечения пропана зависит от перепада давлений на детандере.

Схема была рассчитана на следующие параметры:

давление сырьевого газа, поступающего с промысла, было 10,8 МПа;

давление товарного газа - 4,2 МПа;

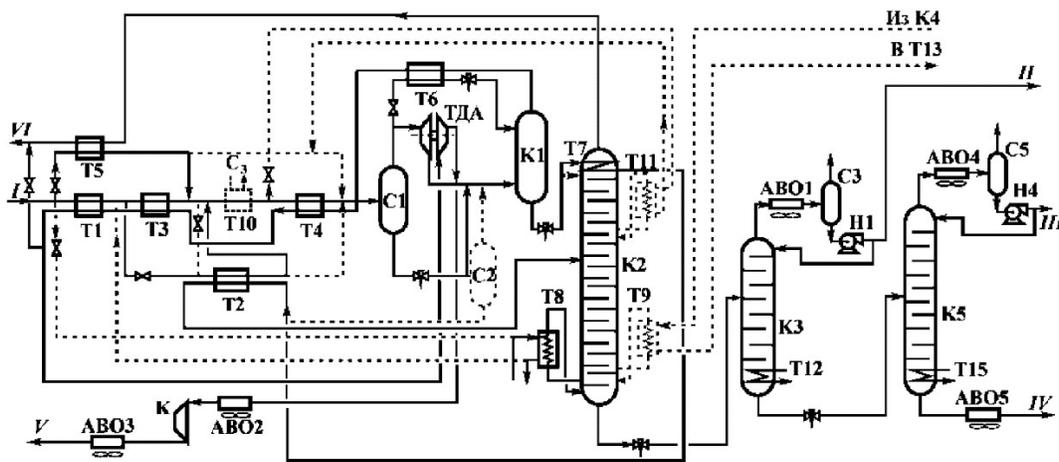
содержание пропана в газе было 1,67 % мольн., бутанов - 0,7 % мольн.

Параметры процесса были подобраны таким образом, чтобы исключить необходимость в дожатию выходящих с установки потоков газа. Газ расширялся в детандере с 10,5 МПа до 4,3 МПа. Газ, выходящий сверху деэтанализатора К1 при давлении 2,5 МПа, сжимался компрессором турбодетандерного агрегата до 4,2 МПа.

Коэффициент извлечения пропана при работе установки на данных параметрах составляет 83 %.

Для осушки газа использовались цеолиты NaA.

Коэффициент извлечения пропана 95 % и выше может быть получен при переработке газа по технологической схеме, представленной на рисунке 5.9.



I – природный газ; II – пропан автомобильный; III – СПБТ; IV – фракция C₅; V – метановая фракция в газопровод; VI – метановая фракция в блок подготовки газа

Рисунок 5.9. Технологическая схема установки газоразделения без выделения этана

В установку поступает осушенный природный газ при давлении 5,6 МПа и температуре 30 °С. Газ разделяется на два потока: один охлаждается в теплообменнике T5 газом, выходящим сверху колонны K2, другой - в теплообменнике T1 метановой фракцией из колонны K1. Охлажденный в T1 газ делится на два потока: один поступает в теплообменник T3, другой - в T2. Потoki охлажденного газа из теплообменников T2, T3 и T5 объединяются в один, который поступает на охлаждение в теплообменник T4. В сепаратор C1 поступает поток газа, охлажденный до температуры -45°С. Газ, выходящий из сепаратора C1, делится на два потока. Основная часть газа расширяется в турбодетандере до 2 МПа, объединяется с дросселированной жидкостью из C1, и общий поток подается в кубовую часть колонны K1. Другая часть газа охлаждается в теплообменнике T6, дросселируется до 2 МПа и подается в колонну K1 в качестве орошения.

Колонна K1 рассчитана на 4 теоретические тарелки. Жидкость из куба K1 подается в качестве хладагента в дефлегматор T7 и затем в теплообменник T2, после чего подается в качестве питания под седьмую (теоретическую) тарелку колонны K2. Колонна K2 рассчитана на 18 теоретических тарелок. Из куба колонны K2 отводится фракция C₃+, которая подается на фракционирование в колонны K3 и K5. Продуктом колонны K3 является пропан автомобильный. Из колонны K5 сверху выводится СПБТ, снизу - фракция C₅.

В кипятильники T8, T12, T15 подается углеводородный теплоноситель.

Выходящий из колонны K2 газ рекуперировывает свой холод в теплообменнике T5, подается в блок подготовки газа для регенерации и охлаждения адсорберов и затем направляется на ГРС или местные нужды.

Газ, отводимый сверху колонны K1, направляется на рекуперацию холода в теплообменники T6, T4, T3, T1, затем поступает на всас компрессора

турбодетандерного агрегата и после охлаждения в аппаратах воздушного охлаждения поступает в компрессорный цех, где дожимается до давления магистрального газопровода. Часть этого газа после выхода из Т1 может добавляться к газу, поступающему в блок подготовки.

Высокое извлечение пропана достигается за счет промывки газа в колонне К1 сжиженным природным газом и организации орошения в колонне К2 с помощью встроенного дефлегматора Т7, хладагентом в котором является жидкость из куба колонны К1.

Коэффициент извлечения пропана составил 95 %.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Эффективное получение СУГ.

5.4.5.3. Использование изотермических резервуаров для первичного хранения СПГ с отводом и использованием испарений газа в качестве топлива

Описание

Под изотермическим способом хранения сжиженного природного газа (СПГ) следует понимать способ его хранения в резервуарах при постоянно поддерживаемом незначительном избыточном давлении, близким к атмосферному - $4,9 \times 10^3$, $6,8 \times 10^3$ Па (500, 700 мм вод. ст.), и соответствующей этому давлению температуре кипения.

Принципиальная схема хранения СПГ в изотермическом резервуаре приведена на рисунке 5.10.

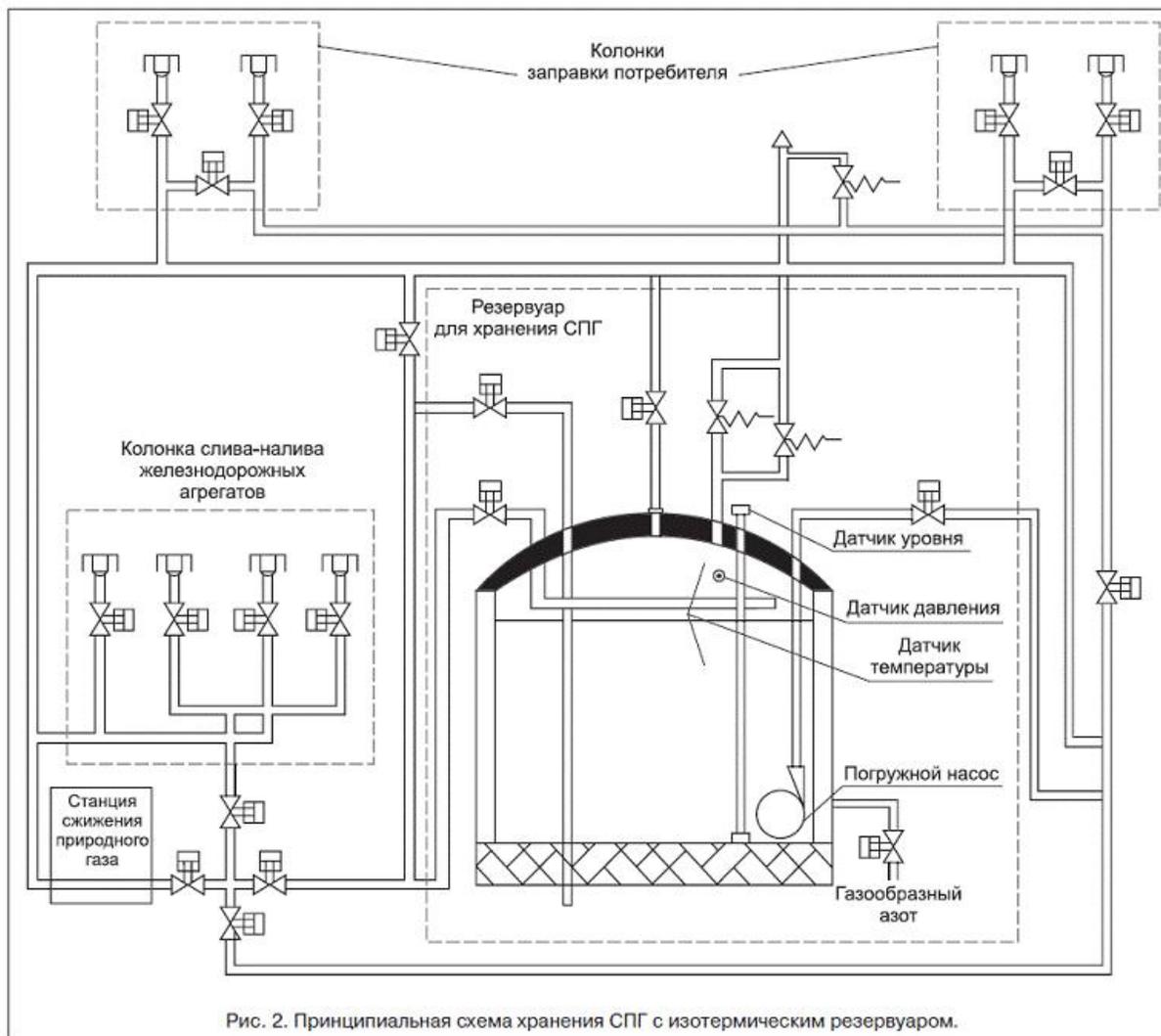


Рисунок 5.10. Принципиальная схема хранения СПГ с изометрическим резервуаром

Количество резервируемого для хранения СПГ в резервуарах в каждом конкретном случае определяется проектом на стадии технико-экономического обоснования, в зависимости от функционального назначения комплекса СПГ, конкретной структуры и видов потребления СПГ в качестве моторного и резервного топлива, общей структуры топливо- и газопотребления промышленного района или региона в целом, инфраструктуры и других факторов, но рекомендуется не более, чем 30-суточный запас

Экологические показатели и эксплуатационные данные

При организации производства СПГ на 2х и более независимых технологических линиях число суток, резервируемых для хранения СПГ, может быть пропорционально снижено, соответственно, до 15 и менее суток.

По мере надобности СПГ переводят в газообразный вид - процедура превращения проводится в испарительной системе.

Объем резервуаров

За объем СПГ-резервуара принимается геометрический объем его внутренней емкости. Максимальный уровень заполнения резервуара продуктом должен быть не менее, чем на 1 м ниже узла сопряжения цилиндрической стенки с самонесущим купольным перекрытием или внутренней поверхности подвесного перекрытия.

Виды резервуаров

СПГ-хранилища могут быть укомплектованы резервуарами следующих основных типов:

двухстенными металлическими, с внутренней самонесущей емкостью из хладостойкой стали и внешней (герметизирующей) емкостью из углеродистой стали;

двухстенными комбинированного типа, с внутренней самонесущей емкостью из хладостойкой стали и внешней емкостью (цилиндрическим "стаканом") из железобетона;

одностенными комбинированного типа, с внутренней герметизирующей тонколистовой гофрированной оболочкой из хладостойкой стали и внешней, несущей гидростатическую нагрузку, емкостью (цилиндрическим "стаканом") из железобетона;

двухстенными, с внутренней емкостью (цилиндрическим "стаканом" из предварительно напряженного железобетона, с дополнительной ее облицовкой (при необходимости) тонколистовой хладостойкой или углеродистой сталью, и внешней емкостью (цилиндрическим "стаканом") из обычного или предварительно напряженного железобетона, с дополнительной ее облицовкой (при необходимости) тонколистовой углеродистой сталью.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Безопасное хранение СПГ.

5.4.5.4. Использование на заводе СПГ факельной установки, позволяющей исключить выбросы невоспламененного углеводородного газа в атмосферный воздух

Описание

Факельное хозяйство комплекса СПГ обеспечивает централизованный сбор и сжигание углеводородных газов и паров, сбрасываемых с технологических блоков и изотермических резервуаров СПГ при нарушении режима их работы через предохранительные клапаны, при продувках технологического оборудования и трубопроводов, а также в аварийных ситуациях.

Учитывая специфику технологии сжижения природного газа как криогенного процесса, в состав факельного хозяйства комплекса СПГ входят отдельные факельные системы для сбросов:

"теплых" газов и паров (с температурой от плюс 300 °С до минус 30 °С);

"холодных" паров и газов (с температурой от минус 30 °С до минус 165 °С).

На "теплый" факел идут сбросы с предохранительных клапанов, аварийные сбросы и продувки компрессорного цеха, блоков осушки и очистки газа, ректификации, предварительного охлаждения газа и т.д.

На "холодный" факел идут низкотемпературные сбросы с блока сжижения, насосных СПГ, регазификаторов и др., а также сбросы от регулируемых предохранительных клапанов изотермических резервуаров СПГ.

Системы "холодного" факела выполняются с учетом следующих требований:

сброс паров СПГ от предохранительных клапанов, установленных на резервуарах изотермического хранилища, должен направляться по отдельным трубопроводам от каждого резервуара в специальный факельный коллектор и на самостоятельную установку для сжигания паров;

сбросы предохранительных клапанов и других аварийных устройств технологических блоков (установок) должны направляться в самостоятельную систему, не связанную с системой сбросов от предохранительных клапанов изотермических резервуаров.

Специальный факельный коллектор сбора паров СПГ от предохранительных клапанов изотермических резервуаров рассчитывается на прохождение максимального количества паров, образующихся во всех резервуарах хранилища СПГ при всех возможных сочетаниях факторов, создающих избыточное давление, за исключением теплового воздействия при пожаре.

Потери давления в этой системе (от резервуара до верха факельного ствола при максимальном сбросе) должны быть не выше значения максимально допустимого превышения давления в резервуарах СПГ (заданного технологическим регламентом), при котором начинают срабатывать предохранительные клапаны прямого сброса в атмосферу.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Пропускной способности факельной системы от технологических блоков установки СПГ:

для трубопровода от отдельного технологического блока (установки) до общего факельного коллектора - по максимальному аварийному сбросу из одного аппарата данного блока (установки);

для факельного коллектора - по аварийному сбросу того технологического блока, установки, где этот сброс является максимальным по сравнению с остальными, с коэффициентом $K = 1,2$.

Потери давления в этой системе не должны превышать 0,1 МПа (до верха факельного ствола) при максимальном сбросе.

Для предотвращения уноса жидкой фазы на факельные установки "холодные" сбросы направляются в объемные сепараторы, оборудованные системой наружного обогрева (пар, вода) для испарения отсепарированной жидкой фазы.

Системы "холодного" факела комплекса СПГ имеют свои факельные установки для сжигания сбросных газов и паров, состоящие из: факельного ствола, оснащенного оголовком и лабиринтным уплотнением; системы зажигания; средств контроля и автоматики; обвязочных трубопроводов, в соответствии с требованиями действующих правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.

Для воспламенения сбросных газов и паров и обеспечения стабильного горения, факельный ствол оснащается дистанционным электрозапальным устройством I категории надежности электроснабжения, подводящими трубопроводами топливного газа и дежурными горелками с запальниками.

Подача топливного газа к факельным стволам производится от централизованной системы снабжения топливным газом комплекса СПГ. Сигнализация минимального давления или расхода топливного газа на дежурные горелки выведена на щит оператора (диспетчера) комплекса.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Исключение выбросов невоспламененного углеводородного газа в атмосферный воздух.

5.4.5.5. Техника очистки СУГ от карбонилсульфида (COS) с помощью гидролиза

Описание

Технология применяется для доочистки сжиженного углеводородного газа (СУГ) от примеси карбонилсульфида (сульфидоксид углерода, сероксид углерода) до остаточного содержания 5,0 ppm.

Гидролиз карбонилсульфида и хемосорбция продуктов его гидролиза водным раствором диэтаноламина (ДЭА) с последующей термической регенерацией насыщенного раствора ДЭА. Концентрация карбонилсульфида в СУГ до очистки составляет максимально 0,05 % мас., остаточное содержание карбонилсульфида - не более 0,0005 % мас.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Комплексная регенеративная сероочистка СУГ, содержащих наряду с меркаптанами, сероводородом и углекислым газом, трудно извлекаемый карбонилсульфид (COS). Отсутствие образования сульфидсодержащих токсичных стоков.

5.4.5.6. Адсорбционная осушка СУГ, компримирование СУГ

Описание

Процесс адсорбционной осушки проходит только пропан. Установка осушки пропана представляет собой разработанный поставщиком блок осушки, в котором используются молекулярные сита в качестве влагопоглотителя для поглощения воды из влажного пропана, и достижения содержания влаги в сухом пропане менее 1 млн-1 вес. Блок осушки состоит из двух реакторов. Одновременно 1 реактор находится в цикле адсорбции, в то время как другой находится в цикле регенерации или же ожидания. Регенерация реактора производится путем направления потока нагретого пропана обратным потоком через верх адсорбера.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

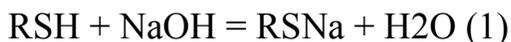
Комплексная регенеративная сероочистка СУГ, содержащих наряду с меркаптанами, сероводородом и углекислым газом, трудно извлекаемый карбонилсульфид (COS). Отсутствие образования сульфидсодержащих токсичных стоков.

5.4.5.7. Техника очистки СУГ (удаления меркаптанов, H₂S и COS) процессом MERICHEM

Описание

Сернистые соединения в СУГ представлены сероводородом и меркаптанами. Если очистка СУГ от сероводорода осуществляется регенерируемыми водными растворами алканоламинов, то для очистки СУГ от меркаптанов используется метод их щелочной экстракции с окислительно-каталитической регенерацией насыщенного меркаптидами щелочного раствора по схеме, представленной на рисунке 5.11.

При взаимодействии СУГ с щелочным раствором в экстракторе происходит хемосорбция содержащихся в нем метил- и этилмеркаптанов с образованием нерастворимых в углеводородах меркаптидов натрия по реакции:



Очищенный от меркаптанов СУГ с верха экстрактора Т-101 выводится с установки, а насыщенный меркаптидами щелочной раствор с куба экстрактора поступает в регенератор R-101, где в присутствии катализатора идет окисление меркаптидов воздухом с образованием нерастворимых в щелочном растворе органических дисульфидов и выделением свободной щелочи:



Смесь отработанного воздуха с регенерированным щелочным раствором и дисульфидами с верха регенератора поступает в дегазатор D-102, откуда воздух направляется в топку ближайшей печи на прокаливание, а регенерированный щелочной раствор с дисульфидами выводится с низа дегазатора D-102, смешивается с бензиновой фракцией и насосом Р-101 направляется через холодильник Е-102 в сепаратор дисульфидов D-103. Бензиновый экстракт дисульфидов с верха сепаратора отводится на гидроочистку или в сырье установки каткрекинга, а регенерированный раствор щелочи с низа сепаратора D-103 возвращается в экстрактор на очистку СУГ от меркаптанов.

При использовании гомогенных фталоцианиновых катализаторов для регенерации щелочи (по технологиям UOP, Merichem и ВНИИУС), процесс окисления меркаптидов продолжается и вне регенератора - в трубопроводах и в экстракторе - из-за присутствия растворенных катализатора и кислорода в циркулирующем щелочном растворе. Образующиеся при этом дисульфиды переходят в экстракторе из щелочи в очищаемый продукт, приводя к увеличению содержания общей серы в СУГ до 20–50 ppm.

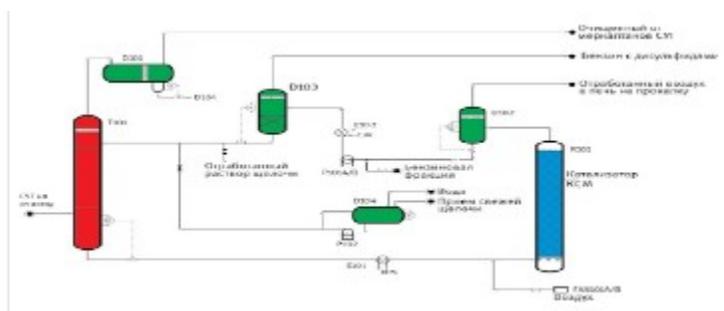


Рисунок 5.11. Технология очистки СУГ

На предприятии очистка СУГ от COS, а также от H₂S происходит в блоке. Насыщенный H₂S и COS поток СУГ направляется в реактор гидролиза последовательно в реакторы. В реакторах также закачивается небольшое количество

деминерализованной воды, необходимой для реакции гидролиза. В реакторах, COS реагирует с водой производя H₂S и CO₂. Далее очищенный от COS поток СУГ направляется в аминовый контактор с нижней части. С верхней части контактора подается раствор диэтаноламина который извлекает из СУГ H₂S и CO₂.

Далее СУГ направляется на блок очистки от меркаптанов процессом MEROX. Меркаптаны извлекаются из СУГ методом непосредственного взаимодействия со щелочным раствором в экстракционной колонне СУГ. Раствор щелочи стекает сверху вниз в непрерывной фазе вдоль экстракционной колонны, тогда как поток СУГ рассеивается через щелочь в противоточном потоке.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Удаление меркаптанов, H₂S и COS.

5.5. Реагентное хозяйство

5.5.1. Регенерация реагента

Описание

На установках подготовки газа и газового конденсата производится регенерация реагентов: метанола, гликолей, аминов. Описание установок представлены в разделе 3.5.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов в атмосферу и возврат реагентов в цикл очистки.

5.5.1.1. Очистка регенерационных отработанных газов

Описание

Регенерационный отработанный газ может содержать следы HCl, Cl₂, CO, SO₂, углеводородов, диоксинов и фуранов. Хранение и обращение с органическими хлоридами, используемыми во время регенерации, также может привести к выбросам в атмосферу. В некоторых конструкциях установок регенерационный вентиляционный

газ может направляться через адсорбционный слой, через скруббер или в сочетании с основной системой промывки отходящих газов водой.

Достигнутые экологические выгоды

Адсорбционные слои, водяные скрубберы или скрубберы, орошаемые водным раствором едкого натра и основные системы промывки воды приводят к сокращению выбросов микрокомпонентов в регенерационном вентиляционном газе и удалению большинства диоксинов и фуранов из выбросов в атмосферу. Однако из-за гидрофобных свойств диоксинов и фуранов часть может проскакивать через такие системы очистки.

Кросс-медиа эффекты

Когда конструкция включает скруббер, рециркулированные и отбираемые потоки из регенерационной промывки отработанных газов должны направляться на станцию (установку) очистки сточных вод. Из-за низкого рН данного потока сточных вод может потребоваться нейтрализация перед биологической очисткой. Использование скрубберов может привести к переходу некоторых диоксинов из воздуха в воду.

Применимость

Полностью применимо к новым блокам и с общими положениями о модернизации существующих блоков с учетом текущей конструкции (влияние на баланс давления и температуры, существующие конструкции, наличие площадей на участке и т.д.)

5.5.1.2. Применение реагентов в процессах добычи

Описание

Реагенты для нефтяной промышленности – специальные вещества (смеси веществ), которые используются для воздействия на те или иные свойства нефти/нефтепродуктов при их добыче, транспортировке и процессе переработки. В основном это индивидуальные водо- или маслорастворимые коллоидные поверхностно-активные вещества (ПАВ) разных классов, иногда с добавлением растворителей и электролитов.

Присадки. В отличие от реагентов, которые вводятся в достаточно большом количестве в сырую нефть, присадки вводятся в малых концентрациях (до 3 %) в уже готовый нефтепродукт. Кроме того, присадки влияют на эксплуатационные свойства, в то время как реагенты химически воздействуют на нефть на стадии добычи и транспортировки. Без них также не обходится ни одно добывающее предприятие. Что касается реагентов, то именно они используются для совершенствования процесса бурения нефтяных скважин, вскрытия продуктивных пластов, увеличения нефтеотдачи. Их применяют для борьбы с коррозией нефтепроводов, наземного и подземного оборудования, для очистки нефтеналивных судов и резервуаров. И данный перечень далеко не полный, ведь существует еще множество других областей применения реагентов на различных технологических этапах нефтяной промышленности.

Большинство месторождений Республики Казахстан находятся уже на поздней стадии разработки, поэтому количество воды, которая поступает вместе с нефтью,

может достигать до 90 %. Такие две взаимно нерастворимые фазы образуют эмульсии гидрофобного типа. Самым распространенным, выгодным и простым способом разделения воды и нефти является добавление химического вещества – деэмульгатора. Принцип его действия заключается в проникновении в поверхностный слой частиц эмульсии и вытеснении присутствующих там естественных стабилизаторов, таких как альфатен и "поверхностно-активные вещества". За счет такого процесса происходит обезвоживание нефти.

Еще одна не менее важная задача – наличие большого количества смолисто-асфальтеновых соединений, высокоплавких парафинов и различных механических примесей в составе нефти, добываемой на территории РК. Если температура такой нефти снижается, то парафины кристаллизуются и откладываются на стенках трубопроводов. Наряду с остальными компонентами в составе эмульсионной нефти это становится главной причиной снижения дебита скважин. Естественно, дальнейшая транспортировка такого продукта становится существенно дороже, а оборудование портится значительно быстрее. Ингибиторы АСПО (асфальтосмолопарафиновых отложений) помогают решить данную трудность. Такие вещества образуют на металлической поверхности трубопровода гидрофильную пленку высокомолекулярным слоем, образование которого препятствует осаждению парафинов, тем самым, увеличивая общую пропускную способность нефтепромыслового оборудования.

Также особое внимание необходимо уделить коррозионной подверженности оборудования. Самым технологически простым способом защиты служит использование ингибитора. Ингибиторы коррозии – это химические вещества, которые, присутствуя в системе в достаточном количестве, создают стойкий защитный слой на поверхности стен трубопроводов и другого оборудования, замедляющий коррозионный процесс.

Ингибиторы коррозии обязательно должны обладать высоким уровнем растворимости и адсорбционной способностью, а также им необходима хорошая совместимость с другими реагентами, используемыми в процессе, например, такими как поглотители сероводорода и меркаптанов.

Максимальное количество сернистых соединений в продуктах нефтепереработки нормируется ГОСТ и не должно превышать 100 ppm. Их присутствие является дезактиватором (ядом для платиновых катализаторов) каталитических процессов переработки нефти (риформинга, изомеризации и крекинга), а также может привести к возникновению коррозии на магистральных трубопроводах из-за образования сульфидов железа. Вследствие этого снижение уровня сероводорода и меркаптанов очень актуальная на сегодня задача.

Сейчас химический способ с использованием реагентов – поглотителей сероводорода – получил наибольшее распространение. Эти вещества обеспечивают эффективную и при этом экономичную нейтрализацию сероводорода.

Как следствие, от использования этих и других аналогичных реагентов в итоге зависит и качество топлива. Именно они позволяют свести практически к минимуму сложности, связанные как с добычей и переработкой нефти, так и с ее транспортировкой.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов в атмосферу и возврат реагентов в цикл.

5.5.2. Регенерация сорбента

5.5.2.1. Электрофильтр для очистки регенерационного отработанного газа

Описание

Регенерационные отработанные газы, содержащие HCl, H₂S, небольшие количества мелких частиц катализаторной пыли и следы Cl₂, SO₂ и диоксинов, могут быть отправлены в электрофильтр перед выбросом в атмосферу. Выбросы, образующиеся в результате других видов деятельности, таких как вентиляция во время регенерации или замены катализатора и очистки установки, могут направляться в электрофильтр.

Электрофильтр - это устройство, в котором очистка газов от аэрозольных, твердых или жидких частиц происходит под действием электрических сил. В результате действия электрического поля заряженные частицы выводятся из очищаемого газового потока и осаждаются на электродах. Коронирующие электроды подключены к высоковольтному источнику питания выпрямленным током напряжением 50–60 кВ и выше. Электрофильтры, в которых улавливаемые твердые частицы удаляются с электродов встряхиванием, называются сухими, а те, в которых осажденные частицы смываются с электродов жидкостью или улавливаются жидкие частицы (туман, брызги), - мокрыми. Электрофильтры предназначены для высокоэффективной очистки газов от твердых и туманообразных примесей, выделяющихся при технологических процессах (сушка, обжиг, агломерация, сжигание топлива и т.д.). Электрофильтры очищают газы от пыли с частицами размером 0,01-100 мкм при $t_r < 400-450$ °C. Сопротивление их достигает 150 Па. Затраты электроэнергии составляют 0,1-0,15 кВт*ч на 1000 м³ газа. Эффективность работы электрофильтра зависит от свойств частиц и газа, скорости и равномерности распределения очищаемого потока в сечении фильтров

и т.д. Чем выше напряженность поля и меньше скорость газа, тем лучше улавливаются частицы.

Преимуществами электрофильтров являются:

возможность очистки газов температурой до 450 °С;

высокая степень очистки газов - до 99,95 %;

низкое гидравлическое сопротивление;

возможность очистки газов с повышенной влажностью.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение содержания взвешенных частиц в отработанных газах, поступающих из регенератора.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Отсутствуют доступные данные. Общие сведения см. пункт

Применимость

Особого внимания требуют выбросы из секций непрерывной регенерации. Не было зарегистрировано ни одного примера электрофильтра, используемого для непрерывной регенерации катализатора.

Экономика

Эффект от внедрения

Снижение выбросов взвешенных частиц при регенерации катализатора.

5.5.2.2. Техники регенерации сорбента

Описание

Сорбция относится к обратимому процессу, при котором поглощенное сорбентом вещество может переходить обратно в раствор. Скорость протекания процесса сорбции и обратного процесса десорбции зависят от концентрации вещества в растворе и на поверхности сорбента.

На начальном этапе процесса концентрация вещества в растворе максимальна, поэтому скорость сорбции тоже максимальна.

По мере того, как растет концентрация вещества на поверхности сорбента, растет и количество молекул, переходящих обратно из сорбента в раствор.

Описание представлено в разделе 3.5.2.

Достигнутые экологические выгоды

Замкнутый цикл использования сорбента, без выброса в окружающую среду.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Отсутствуют доступные данные. Общие сведения см. пункт

Применимость

Особого внимания требуют выбросы из секций непрерывной регенерации. Не было зарегистрировано ни одного примера электрофильтра, используемого для непрерывной регенерации катализатора.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

5.5.3. Ввод реагента в трубопроводы

5.5.3.1. Техники, направленные на интенсификацию притока углеводородного сырья, ввод в ствол скважины жидких и (или) твердых ПАВ (исключая варианты, когда ПАВ или их производные могут оказать негативное воздействие на последующие процессы переработки газа)

Описание

НДТ направлено на применение новых химических реагентов для повышения нефтеотдачи пласта.

ПАВ находят все большее распространение в нефтяной промышленности. В настоящее время научно-исследовательские институты, работающие в области нефтедобычи, проводят исследования с целью применения ПАВ для увеличения нефтеотдачи коллекторов, вскрытия пластов, предотвращения обвалов при бурении скважин, улучшения условий освоения нефтяных и нагнетательных скважин, повышения их продуктивности и приемистости, предотвращения образования эмульсии в нефтяных скважинах, деэмульсации нефти, а также для совершенствования методов гидроразрыва нефтяных пластов, кислотной обработки призабойной зоны скважин, цементирования их, борьбы с отложением парафина, коррозией нефтепромыслового оборудования, геофизических измерений и т. д. Дальнейшее развитие работ по разработке новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов с использованием ПАВ должно происходить по пути поиска эффективных композиционных систем на основе ПАВ, обеспечивающих малую адсорбцию на породе, химическую, механическую и биологическую стойкость в условиях пластовой системы объекта применения. Новые композиционные системы на основе ПАВ перед проведением промысловых экспериментов должны тщательно исследоваться для определения значений адсорбции, степени химического, механического и биологического разрушения в пластовых условиях и на предмет оценки влияния ПАВ на реологические свойства нефтей.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект внедрения

Интенсификация притока углеводородного сырья.

5.5.4. Прием, смешение и подача реагента в скважины

5.5.4.1. Техники по смешению и подаче реагента в скважины

Описание

Блоки дозирования реагентов (БДР) предназначены для дозированного ввода жидких деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, ингибиторов солеотложений, ингибиторов гидратообразования и др. в трубопровод промышленной системы транспорта и подготовки газа, газовые скважины с целью осуществления защиты трубопроводов и оборудования от коррозии, гидратообразования и пр.

Описание представлено в разделе 3.5.4.

Достигнутые экологические выгоды

Блоки дозирования реагентов устроены эффективно в отношении герметичности устройства системы.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима для газовых турбин.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Безопасное смешение и подача реагента в скважины.

5.6. Производство газовой технической серы

5.6.1. Методы восстановления серы и уменьшения выбросов SO_x

5.6.1.1. Методы восстановления серы и уменьшения выбросов SO_x Обработка амином

Описание

Метод проведения очистки выбирают, ориентируясь на требуемый результат.

Все существующие ныне способы подразделяются на две группы:

сорбционные. Заключаются в поглощении сероводородных соединений твердым (адсорбция) или жидким (абсорбция) реагентом с последующим выделением серы или ее производных. После чего выделенные из состава газа вредные примеси утилизируются или перерабатываются.

каталитические. Состоят в окислении или восстановлении сероводорода с превращением его в элементарную серу. Процесс реализуется в присутствии катализаторов – веществ, стимулирующих течение химической реакции.

Описание представлено в разделе 3.4.2.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшение выбросов SO_x.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Восстановление серы.

5.6.1.2. Методы восстановления серы и уменьшения выбросов SO_x. Процесс LO-CAT

Описание

Общая реакция представляет собой изотермический осуществления модифицированной реакции Клауса. Химические добавки, необходимые для поддержания вышеуказанных реакций, - это щелочь для поддержания уровня pH, замена хелатного железа, потерянного в процессе удаления серы, и замена разрушившихся хелатных добавок.

Описание представлено в разделе 3.6.1.1.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшение выбросов серы.

Кросс-медиа эффект

Возможно увеличение образования тиосульфатов, при наличии кислорода в сернистом газе.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Капитальные затраты на установку LO-CAT будут примерно на 40 % ниже по сравнению с системой Клауса. Таким образом, при такой производительности применение технологии LO-CAT позволит сэкономить затраты и повысить технологическую гибкость.

Эффект от внедрения

Производство серы для дальнейшей передачи.

5.6.2. Установки производства серы (УПС). Повышение эффективности процесса Клауса

Описание

Сера на предприятиях по добыче нефти и газа производится из кислых газов, образующихся при аминовой очистке высокосернистого углеводородного сырья. Подавляющее количество газовой серы выпускается по известному методу Клауса.

Описание представлено в разделе 3.6.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшение выбросов серы.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Производство серы для дальнейшей передачи.

5.6.3. Установки очистки отходящих газов (УООГ). Окисление до SO₂ и извлечение серы из SO₂

Описание

Установки производства серы преобразуют H₂S, содержащийся в потоках кислых газов из установок регенерации аминов и установок нейтрализации сернисто-щелочных стоков, в жидкую серу. Обычно двух или трехступенчатый процесс Клауса восстанавливает более 92 % H₂S в виде элементарной серы. Большинство предприятий требуют извлечения серы более чем на 98,5 %, поэтому третья ступень Клауса работает ниже точки росы серы. Третья ступень может содержать катализатор селективного окисления, иначе в состав установки производства серы необходимо предусматривать установку дожигания хвостовых газов.

Описание представлено в разделе 3.6.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшение выбросов SO₂.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Производство серы для дальнейшей передачи.

5.6.4. Методы борьбы с выбросами диоксида серы. Десульфуризация отходящих газов (FGD)

Описание

Обессеривание отходящих газов (FGD) - это набор технологий, используемых для удаления диоксида серы из выхлопных газов электростанций, работающих на ископаемом топливе, а также от выбросов других процессов образования оксида серы, таких как отходы сжигание.

Основные принципы

Большинство систем FGD используют два этапа: один для удаления летучей золы, а другой для удаления SO₂.

Были предприняты попытки удалить как летучую золу, так и SO₂ в одной емкости для очистки. Однако эти системы испытывали серьезные проблемы с обслуживанием и низкую эффективность удаления. В системах мокрой очистки отходящий газ обычно сначала проходит через устройство для удаления летучей золы, либо электрофильтр, либо рукавный фильтр, а затем попадает в SO₂-абсорбент. Однако при сухом впрыске или сушке распылением SO₂ сначала реагирует с известью, а затем отходящий газ проходит через устройство контроля твердых частиц.

Еще одно важное соображение при проектировании, связанное с системами мокрой ДДГ, заключается в том, что отходящий газ, выходящий из абсорбера, насыщен водой и все еще содержит SO₂. Эти газы вызывают сильную коррозию любого последующего оборудования, такого как вентиляторы, воздухопроводы и трубы. Два метода, которые могут минимизировать коррозию: (1) повторный нагрев газов выше их точки росы или (2) использование материалов конструкции и конструкций, которые позволяют оборудованию выдерживать коррозионные условия. Обе альтернативы дороги. Инженеры определяют, какой метод использовать на каждом объекте.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшение выбросов SO₂.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Сниженные выбросы в окружающую среду.

5.6.5. Котлы-утилизаторы (теплообменники) на выходе печей Клауса, Гидрогенизации и термоокислителя

Описание

Горячие продукты сгорания из термического реактора поступают в котлы утилизаторы, в которых охлаждается технологический газ и вырабатывается насыщенный пар ВД; затем технологический газ поступает в конденсатор, в котором конденсируется жидкая сера и вырабатывается насыщенный пар НД; далее, технологический газ нагревается паром ВД, полученным из котла-утилизатора, в подогревателе технологического газа, а затем поступает в первый реактор системы Клауса, где сероводород и диоксид серы вступают в реакцию в присутствии катализатора с образованием серы.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшение общих выбросов.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Сниженные выбросы в окружающую среду.

5.6.6. Использование впрыскивания аммиака/каустика в случаях проскока SO₂ на колонну охлаждения в соответствии с лучшими практиками индустрии

Описание

Горячие продукты сгорания из термического реактора поступают в котлы утилизаторы, в которых охлаждается технологический газ и вырабатывается насыщенный пар ВД; затем технологический газ поступает в конденсатор, в котором конденсируется жидкая сера и вырабатывается насыщенный пар НД; далее, технологический газ нагревается паром ВД, полученным из котла-утилизатора, в подогревателе технологического газа, а затем поступает в первый реактор системы Клауса, где сероводород и диоксид серы вступают в реакцию в присутствии катализатора с образованием серы.

Достигнутые экологические выгоды

Устранение вероятности выбросов SO₂ в окружающую среду.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Сниженные выбросы в окружающую среду.

5.6.7. Техника очистки кислой воды от сероводорода путем отпаривания в колонне

Описание

Одноступенчатая отпарка

Большинство установок отпарки кислой воды одноступенчатые, требующие одну отпарную колонну. На рисунке 5.12 показана упрощенная технологическая схема установки отпарки кислой воды. Потоки кислой воды собираются в резервуаре кислой воды. Он функционирует как отстойник, где происходит сепарация нефти. Из этого резервуара кислая вода перекачивается через теплообменник "сырье-стоки" на верх

отпарной колонны. Кислая вода отпаривается паром противотоком, который подается или производится в ребойлере. В этой колонне поток рециркулирует обратно, чтобы уменьшить содержание воды в кислом газе. Рабочее давление в колонне варьируется от 0,5 до 1,2 бар (изб.) в зависимости от направления исходящих газов. При необходимости контролируется показатель pH, чтобы окончательно удалить сероводород H₂S или аммиак NH₃.

Кислые отходящие газы с установки отпарки кислой воды направляются на установку извлечения серы, в печь или на факел. Как только отходящие газы напрямую направлены в печь сжигания отходов или на факел, это серьезно влияет на общий выброс SO₂ (до 40 %) и NO_x. Сейчас предпочтительнее направлять газы на установку извлечения серы, кроме газов из верхней части колонны (по соображениям безопасности).

Двухступенчатая отпарка

Двухступенчатая установка очистки кислых стоков отличается от одноступенчатой тем, что первая колонна работает при низком pH (6). В такой колонне при высоком давлении (9 бар. изб.) сероводород H₂S удаляется через верх, а аммиак NH₃/вода - через низ колонны. На второй колонне - NH₃/вода при более высоком pH (10) удаляется через верх, а поток отпаренной воды - через низ колонны. Правильно спроектированный барабан-сепаратор отделения нефтепродуктов и воды вместо резервуара также дает преимущество в сокращении поступления углеводородов в колонну очистки кислых стоков. Результаты:

дает низкие концентрации H₂S и NH₃ в отпаренной воде;

дает возможность направлять в установку извлечения серы только кислые отходящие газы, образованные на первой стадии отпарки. Они не содержат высокие концентрации аммиака NH₃, что позволяет избежать нарушения протекания реакции Клауса из-за образования аммониевых отложений.

рассматриваемые методы:

резервные очистные сооружения или дополнительное хранилище кислых стоков. Возведение еще одной установки отпарки кислых стоков.

потоки сточных вод, богатых сульфидами, необходимо направить на установку отпарки перед сбросом на очистку. Чаще всего отпарные колонны имеют уравнивающий резервуар для удаления захваченных углеводородов, которые становятся причиной поломки установки извлечения серы, расположенной ниже по потоку нефтепродукта.

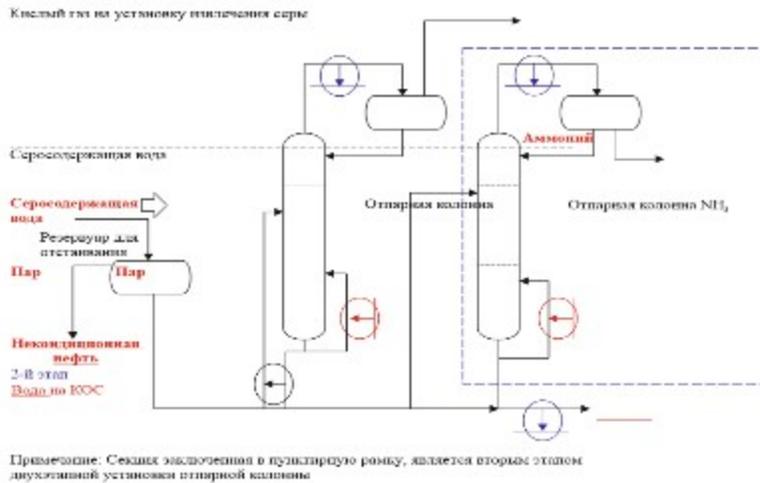


Рисунок 5.12. Упрощенная технологическая схема установки отпарки кислых стоков

Достигнутые экологические выгоды

Очистка кислой воды от сероводорода.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Сниженные выбросы сероводорода.

5.6.8. Комбинированная Техника SNOX для снижения уровня загрязнителей воздуха

Описание

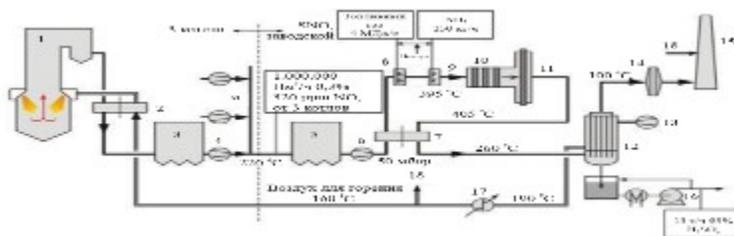
Установка SNOX предназначена для удаления SO_2 , NO_x и взвешенных частиц из отходящих газов сгорания. Он основан на первом этапе удаления пыли (с помощью ЭСФ), за которым следуют каталитические процессы. Соединения серы извлекаются в виде концентрированной серной кислоты технического сорта, а NO_x восстанавливается до N_2 .

Единственный необходимый дополнительный материал - это аммиак, используемый для удаления NO_x . Кроме того, необходимы природный газ и вода, а также небольшое количество силиконового масла для блока управления кислотным туманом.

В результате получается серная кислота (H_2SO_4) чистотой 94–95 % для продажи. В системе используется каталитический нейтрализатор для окисления SO_2 в SO_3 при температуре 400–420 °С. Высокое удаление NO_x при высоком проскоке NH_3

возможно без риска осаждения сульфатов аммония, поскольку температуры в реакторе выше температуры разложения ($350\text{ }^{\circ}\text{C}$), и любой проскок NH_3 разрушается в окислителе SO_2/SO_3 .

В процессе не образуются сточные воды или отходы, а также не используются какие-либо химические вещества, кроме аммиака для контроля NO_x . При производстве H_2SO_4 требуется высокое удаление пыли. Для того, чтобы избежать частой очистки конвертера SO_2/SO_3 и сохранить качество продукта, требуется обеспыливание с постоянным КПД 99,9 %.



- | | | |
|--|---|-----------------------------------|
| 1. Котел Downshot | 7. Газогазовый котел Oxchango | 13. Воздушный вентилятор |
| 2. Подогреватель воздуха | 8. Газовый обогреватель | 14. Защита от капель |
| 3. Пылеуловитель | 9. Сетка впрыска NH_3 | 15. Труба |
| 4. Котел с флуоресцентным вентилятором | 10. СКВ реактор do- NO_x | 16. Система кислотного охлаждения |
| 5. Новый пылеуловитель | 11. $\text{SO}_2 \rightarrow$ Реактор SO_3 | 17. Воздухоохладитель /боллер |
| 6. Новый вентилятор отходящих газов | 12. Конденсатор серной кислоты WSA | 18. Избыточный воздух в трубе |

Рисунок 5.13. Технологическая схема SNOX на заводе в Gela

Как показано на рисунке 5.13, тепло от кислотного конденсатора (работающего в диапазоне $240\text{--}100\text{ }^{\circ}\text{C}$, гидратирующего SO_3 и конденсирующего полученный кислотный продукт) используется в качестве первой ступени предварительного нагрева воздуха для горения. Рекуперированное тепло, получаемое в процессе конверсии, является существенным и компенсирует потребность в электроэнергии, когда содержание серы в топливе (нефть или уголь) составляет 2-3 %. Области, связанные с твердыми продуктами горения, которые требуют внимания при эксплуатации, - это НТЕР, преобразователь SO_2/SO_3 и конденсатор с падающей пленкой кислоты (изготовленный из трубок из боросиликатного стекла). Образование кислотного тумана (аэрозоля) в конденсаторе предотвращается запатентованным гетерогенным контролем зародышеобразования, который необходим для работы установок WSA и SNOX.

Достигнутые экологические выгоды

удаление 94-98 % SO_2 и SO_3 , 90-96 % NO_x и, по существу, всех взвешенных частиц;

процесс, способный обрабатывать отходящие газы с высокой концентрацией SO_2 ;

высокое удаление SO₂ вместе с удалением NO_X и взвешенных частиц (см. таблицу 5.108);

низкое дополнительное воздействие на окружающую среду: не требуется сырье (только потребление аммиака для борьбы с NO_X), нет сточных вод или отходов производства.;

отсутствие потребления охлаждающей воды;

производство в качестве побочного продукта процесса H₂SO₄ товарного сорта, пригодного для продажи;

высокая рекуперация тепла.

Сопутствующие эффекты

Потребление электроэнергии соответствует установленной мощности около 10 МВт для установки мощностью 1 млн Нм³/ч.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В Gela установка SNOX предназначена для очистки отходящих газов от трех котлов на сжигании нефтяного кокса (производящих 3×380 т/ч пара высокого давления) и рассчитана на 1 миллион Нм³/ч, с концентрацией SO₂ на входе в диапазоне от 6900 мг/ч. Нм³ до 13200 мг/Нм³ (при влажности 6,7 % об./об. и содержании O₂ 5 %) из-за особого процесса очистки, основанного на сырой нефти с высоким содержанием серы. Скорость закачки аммиака, используемая для работы секции СКВ, составляет около 200 кг/ч.

Таблица 5.4. Характеристики SNOX после 72-часового тестового запуска после 5 месяцев эксплуатации (Gela)

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Полученные результаты
1	2	3	4
1	Расход отходящих газов (влажный) ¹⁾	Нм ³ /ч	971000
2	На входе NO _X (как NO ₂)	мг/Нм ³	451
3	На выходе NO _X (как NO ₂)	мг/Нм ³	42
4	Эффективность снижения NO _X ²⁾	%	90,5
5	На входе SO ₂	мг/Нм ³	8243
6	На выходе SO ₂	мг Нм ³	288
7	Эффективность снижения SO ₂	%	96,5
8	На входе SO ₃ ³⁾	промилле	3
9	На выходе NH ₃	промилле	Нет данных
10	Концентрация H ₂ SO ₄	% по массе	95
	Потребление электроэнергии (

11	воздуходувки,ЭСФ, насосы)	МВт·ч	132377
12	Расход аммиака	кг/ч	238
13	Расход метана	Нм3/ч	456

Примечание: нет данных: недоступно

1) Максимальное количество отходящих газов, выделяемых котлами во время пробного запуска.

2) После регулировки распределения сетки NH3 эффективность возросла до 93 – 95 %.

3) Более точное измерение показывает 2 ppm.

Источник: [30 , TWG IT 2012]

В таблице 5.4 представлены результаты 72-часового пробного запуска, который был проведен для проверки максимальной эффективности после полного обновления слоев катализатора. Дополнительная информация, основанная на мониторинге участка Gela при средних рабочих условиях с 2003 года, показывает следующую эффективность борьбы с выбросами в таблице 5.5.

Таблица 5.5. Характеристики SNOX при средних рабочих условиях (Gela)

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Полученные результаты
1	2	3	4
1	Расход отходящих газов до SNOx	Нм3/ч	1000000
2	Общая эффективность снижения выбросов SO2	%	94
3	Концентрация SO2 в отходящих газах по SNOX1)	мг/Нм3	9994
4	Концентрация SO2 в отходящих газах в дымовой трубе1)	мг/Нм3	600
5	Концентрация SO2 в отходящих газах в дымовой трубе, сухой и при 5,4 % O2	мг/Нм3	627
6	Общая эффективность снижения выбросов NOX	%	90
7	Концентрация NO X в отходящих газах согласно SNOX1),2)	мг/Нм3	636
8	Концентрация NO X в отходящих газах в дымовой трубе1), 2)	мг/Нм3	64
9	NO X в отходящих газах в дымоход. сухой и при 5,4% O22)	мг/Нм3	68

1) Эти значения относятся к влажности 6,7 % об./об. и содержанию кислорода 5 %.

2) NOX выражается как NO2 .

Источник: [30 , TWG IT 2012]

В Швехате, установка SNOX обрабатывает дымовые газы центральной ТЭЦ, работающие на тяжелых остатках из установки термического крекинга, вместе с отходящими газами, полученными от УПС (таблица 5.6).

Таблица 5.6. Характеристики SNOX (OMV Швехат)

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Полученные результаты
1	2	3	4
1	Расход отходящих газов (влажный)	Нм3/ч	820 000
2	На входе NOX (как NO2)	мг/Нм3	Максимум 700
3	На выходе NOX (как NO2)	мг/Нм3	<200
4	Эффективность снижения NOX	%	> 87 %
5	На входе SO2	мг/Нм3	Максимум 8000
6	Расчетный показатель SO2 на выходе	мг/Нм3	<200
7	Эффективность снижения SO2	%	> 96,6 %
8	На выходе SO3	промилле	Нет данных
9	На выходе NH3	промилле	<1
10	Концентрация H2SO4	% по массе	Нет данных
11	Потребление электроэнергии (воздуходувки, УЭЦН, насосы)	МВт установлены	Нет данных
12	Расход аммиака	кг/ч	Нет данных
13	Расход метана	Нм3/ч	Нет данных

Примечание: нет данных: не допустимо

Источник: [30 , TWG IT 2012]

Применимость

В мае 2008 года было сообщено, что завод Gelarefinery SNOX работает в среднем на 96 % (включая ежегодные плановые остановки) и не имеет снижения производительности с момента его запуска в сентябре 1999 года (согласно измеренным коэффициентам конверсии и перепадам давления). После 72500-часовой работы завод был впервые полностью остановлен (1056 часов) для технического обслуживания в июне 2006 года. Только 50 % (12 слоев из 24) катализатора десульфуризации были заменены. Катализатор СКВ остается таким же, как и в начале ввода установки в эксплуатацию.

Завод Schwechatrefinery SNO X начал свою работу в октябре 2007 года и рассчитан на срок оборота не менее шести лет.

Справочная информация

[30]

5.6.9. Техника очистки углеводородных газов от кислых компонентов (H_2S и CO_2) циркулирующим раствором диэтаноламина (ДЭА)

Описание

Тип и концентрация водного раствора амина – критически важные параметры для определения всего процесса очистки. Ниже приведены типичные массовые концентрации растворов аминов.

Моноэтаноламин (МЭА): 20% для удаления CO_2 и H_2S , 32 % для удаления преимущественно CO_2 .

Диэтаноламин (ДЭА): 20...25 % для удаления H_2S и CO_2 .

Метилдиэтаноламин (МДЭА): 30...55 % для селективного удаления H_2S в присутствии CO_2 , удаления H_2S и CO_2 при использовании активатора (пиперазин).

Дигликольамин (ДГА): 50 % для удаления H_2S , CO_2 и до 70 % "легких" меркаптанов.

Принципиальная схема установки аминовой очистки представлена на рисунке 5.14.

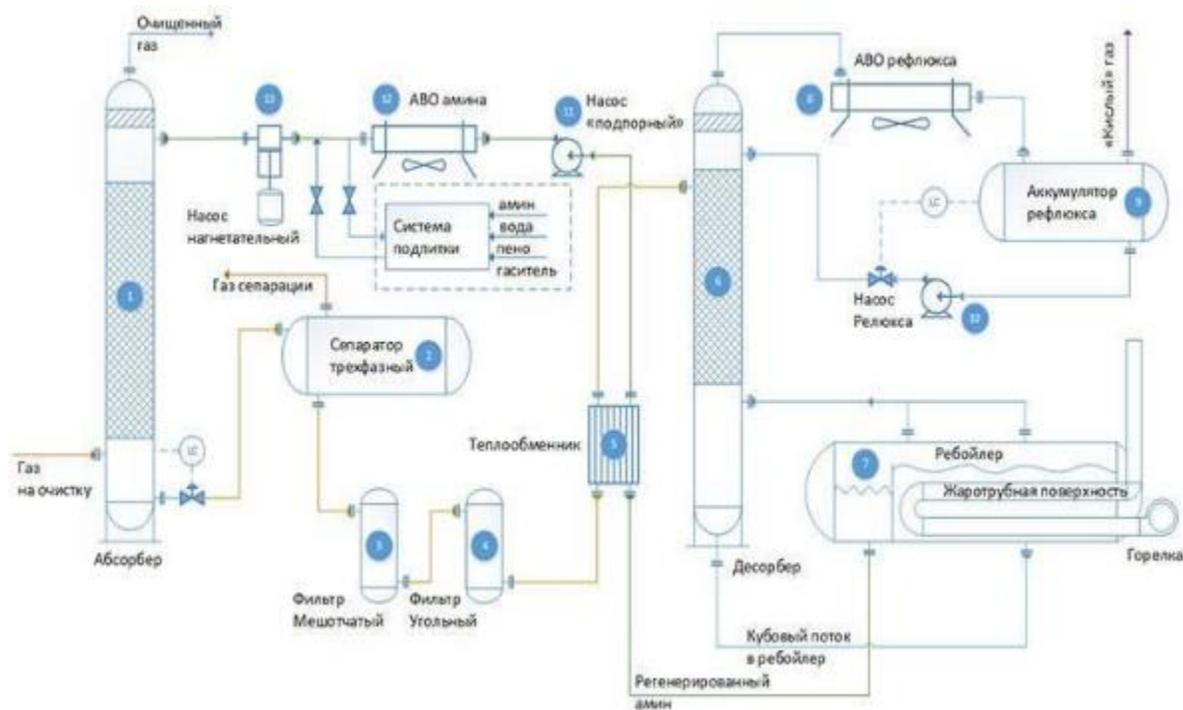


Рисунок 5.14. Принципиальная схема установки аминовой очистки

Газ подается в нижнюю часть колонны-абсорбера (1). Поднимаясь по колонне, газ контактирует с раствором амина. В качестве контактных устройств применяются либо клапанные тарелки, либо неструктурированная насадка. Выбор типа контактного

устройства определяется для каждого конкретного случая в отдельности. Количество теоретических ступеней контакта для типичного абсорбера – 7. Пройдя контактную часть абсорбера, газ поступает в секцию каплеуловителя. Назначение данной секции – максимально возможное снижение величины уноса раствора амина с потоком очищенного сырья. Далее, очищенный газ отводится за пределы установки. Колонна-абсорбер стандартно оборудована датчиками температуры для отслеживания изменения температуры по высоте аппарата.

Раствор амина по сигналу автоматического контроллера уровня отводится из нижней части колонны посредством автоматического клапана. При снижении давления из раствора амина выделяются фракции легкокипящих углеводородов. Разделение образовавшейся смеси происходит в сепараторе (2). Выделившийся в процессе сепарации газ отводится из верхней части аппарата в факельную систему сжигания "кислых" газов или в блок термической деструкции.

После сепарации раствор амина проходит механическую очистку в последовательно расположенных мешотчатом (3) и угольном (4) фильтрах.

Далее, очищенный от механических примесей раствор насыщенного амина поступает в теплообменник (5), где происходит нагрев за счет теплообмена с потоком регенерированного амина из ребойлера (7).

Из теплообменника (5) раствор амина подается в колонну-десорбер (6). Подвод тепла, необходимого для процесса регенерации, происходит в ребойлере(7). Источником тепла может быть как прямой подогреватель (газовая горелка, термоэлектрический нагреватель), так и косвенный (пар или горячее масло). АВО рефлюкса (8) обеспечивает частичную конденсацию паров из колонны-десорбера, формируя тем самым поток рефлюкса.

Регенерированный амин отводится из переливной секции ребойлера (7) и подается в теплообменник (5) для нагрева потока насыщенного амина, после чего подпорным насосом подается в секцию АВО амина (12).

Охлажденный регенерированный амин подается в колонну-абсорбер нагнетательным насосом (13).

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

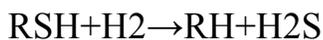
Эффект от внедрения

Снижение кислых компонентов в углеводородных газах.

5.6.10. Техника очистки хвостового газа путем гидрогенизации всех сернистых соединений в сероводород

Описание

Процесс гидрогенизации позволяет удалить все классы сернистых соединений, а в процессах очистки нефтяных фракций также другие гетероатомные соединения - азот- и кислородсодержащие. В основе процесса - перевод всех сернистых соединений, растворенных в конденсате, в сероводород:



В качестве катализаторов используют алюмокобальтмолибденовые и алюмоникельмолибденовые, иногда в последний добавляют для прочности 5–7 % диоксида кремния.

Процесс проводят при температуре 310 – 370 °С, давлении 2,7–4,7 МПа, режимные показатели подбирают в зависимости от используемого катализатора и очищаемого продукта.

Достигнутые экологические выгоды

Очистка хвостового газа

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима для газовых турбин.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

5.6.11. Дегазация несвязанного сероводорода из жидкой серы

Описание

В процессе дегазации серы из жидкой серы удаляются сероводород и полисульфиды. Дегазация выполняется в вертикальном аппарате, в котором недегазированная сера вступает в контакт со сжатым технологическим воздухом в слое насадки.

Процесс дегазации проходит в две стадии:

газообразный сероводород высвобождается из жидкой серы;

часть выделившегося сероводорода и полисульфидов (H_2SX), содержащихся в жидкой сере, взаимодействуя с кислородом воздуха, восстанавливаются до элементарной серы. Оптимальная температура процесса 135 С.

Отходящие из колонны пары подаются на печь сжигания Клауса, чтобы не сбрасывать в атмосферу серосодержащие газы из блока дегазации серы. В случае

останова установки получения серы пары из контактора могут быть направлены в печь дожига хвостового газа. В контакторе необходимо поддерживать давление, при котором скорость реакции обеспечивает полную дегазацию серы.

Достигнутые экологические выгоды

Дегазация сероводорода.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима для газовых турбин.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

5.6.12. Термический дожиг остаточных соединений серы в хвостовом газе до SO₂ в печи

Описание

Описание техники представлено в разделе 3.6.

Достигнутые экологические выгоды

Дожиг остаточных соединений серы.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима большинства предприятий Республики Казахстан.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

5.6.13. Техника очистки хвостовых газов путем превращения H₂S и SO₂ в элементарную серу при относительно низких температурах – процесс Сульфрен

Описание

Описание техники представлено в разделе 3.6.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима большинства предприятий Республики Казахстан.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Превращение соединений серы в элементарную серу.

5.6.14 Техники улавливания, использования и хранения углерода (Carboncapture, utilisationandstorage, CCUS).

Описание

По прогнозу Международного энергетического агентства (IEA), через восемь с небольшим лет в мире будет улавливаться 800 млн тонн CO₂ в год - в 20 раз больше, чем сегодня.

Согласно прогнозам IEA, в ближайшие годы улавливать CO₂ начнут повсеместно - это позволит миру сократить не менее 15 % всех парниковых выбросов, от которых необходимо избавиться, чтобы сдержать глобальное потепление в пределах 2 °С.

Улавливать углекислый газ можно на любом промышленном объекте - для этого существует десяток различных технологий, которые применяются в зависимости от ситуации. Пойманный CO₂ сжижается под давлением и по трубопроводу или в цистернах транспортируется к месту использования или захоронения.

Под захоронением углекислого газа подразумевается его закачивание под землю - на глубину от 800 м. За надежность такого хранения отвечают геологические свойства подземных резервуаров. Среди наиболее подходящих - пористые породы истощенных газовых или нефтяных месторождений, которые миллионы лет удерживали в себе ископаемое топливо.

Еще один вариант захоронения - закачивание в действующие нефтяные месторождения. Такой подход позволяет повысить добычу, причем использование уловленного диоксида углерода значительно эффективнее традиционного вытеснения нефти водой. Именно с этого началось развитие CCUS - первые такие проекты появились в 1970-х годах на нефтяных месторождениях в Техасе (США).

Техника улавливания CO₂

Эти методы используются на крупных предприятиях по всему миру. Их можно разделить на три основные категории:

дожигание;

предварительное сжигание;

кислородно-топливная.

Достигнутые экологические выгоды

Существует значительный технический потенциал для хранения CO₂ в геологических формациях по всему миру. Кандидатами на такое хранение являются добывающие месторождения нефти и газа, заброшенные месторождения нефти и газа и другие образования. Хранение в резервуарах, которые больше не используются, - хорошее решение с точки зрения геологии; потому что эти структуры, вероятно, станут непроницаемыми после того, как они удерживали нефть и газ в течение миллионов лет. Другие пласты также считаются безопасными альтернативами хранения CO₂.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

CO₂ должен транспортироваться от источника CO₂ к геологической структуре, где CO₂ будет храниться. Эта транспортировка может осуществляться по трубопроводу или по морю. Транспорт - наименее сложный элемент в цепочке выбросов CO₂, как с точки зрения технологии, так и с точки зрения возможности оценки реальных затрат. Как бы то ни было, транспортировка CO₂ требует значительных ресурсов с точки зрения энергии и затрат. Поскольку CO₂ ведет себя по-разному при различных давлениях и температурах, транспортировка должна происходить под контролем, чтобы избежать твердого состояния и последующего засорения труб или оборудования. Выбор транспортного средства будет зависеть от конкретных требований, включая количество источников выбросов, объем выбросов от каждого источника, расстояние от источника до места хранения и объем транспортируемого CO₂. При существующей технологии трубопроводный транспорт считается самой простой и наиболее рентабельной альтернативой.

Применимость

Кроме нефтедобычи, использовать пойманный диоксид углерода можно во множестве технологических процессов. Сегодня в мире ежегодно потребляется 230 млн тонн CO₂. Большая часть идет на выпуск удобрений (130 млн тонн) и повышение нефтеотдачи пластов (70–80 млн тонн). Среди остальных направлений - производство продуктов питания и напитков, очистка воды, применение в теплицах, использование для охлаждения и замораживания.

Сегодня в мире насчитывается лишь 28 крупных промышленных объектов в 10 странах, где улавливается, захоранивается и используется углекислый газ. Они суммарно утилизируют 40 млн тонн CO₂ в год. Больше половины этого объема (28,5 млн т в год) приходится на предприятия по переработке природного газа. Остальное - на предприятия по производству водорода, синтетического топлива, электроэнергии, удобрений, биотоплива, а также железа и стали.

Производство электроэнергии и другие виды использования ископаемой энергии являются крупнейшим источником выбросов парниковых газов. На протяжении многих лет наблюдается значительный международный интерес к разработке технологий улавливания и хранения CO₂.

Электростанции, оснащенной системой CCS, потребуются примерно на 10–40 % больше энергии, чем электростанции с эквивалентной мощностью без CCS, большая часть которой предназначена для улавливания и сжатия.

Экономика

Экономические показатели зависят от затрат на исследование и необходимое технологическое оборудование.

Эффект внедрения

Снижение и улавливание CO₂.

Пример завода(-ов)

Хранилище CO₂ Snøhvit (Норвегия)

Хранилища CO₂ Snøhvit - Баренцево море на шельфе Норвегии. Природный газ, содержащий 5–6 % CO₂, подается по трубопроводу на берег от подводных производственных объектов к газоперерабатывающему предприятию Melkoуа, где CO₂ отделяется с помощью улавливания амина. CO₂ возвращается по трубопроводу на месторождение Snøhvit, где он закачивается со скоростью 0,7 млн тонн в год в специальный солевой водоносный пласт Sto на глубине 2,4 км.

Хранилище CO₂ Sleipner (Норвегия)

Проект Sleipner CCS - на шельфе Норвегии. Природный газ, добываемый на месторождении Sleipner West, содержит до 9 % CO₂, который отделяется на море с помощью аминовых скрубберов и закачивается в солевой пласт Утсира на 800 м ниже морского дна.

Great Plains Synfuels (Вейберн/ Мидейл) (США)

Завод Great PlainsSynfuels (Северная Дакота, США), принадлежащий DakotaGasification Company, был модернизирован для улавливания до 3 млн тонн CO₂ в год с помощью метода предварительного сжигания в рамках процесса газификации угля. Уловленный CO₂ затем направляется по трубопроводу длиной 328 км через границу США и Канады на месторождение Weyburn и месторождение Midale (оба в Канаде), где он закачивается для повышения нефтеотдачи пластов.

5.6.15. Двухконтактные/двухабсорбционные серноокислотные установки, работающие при изменяющихся характеристиках обрабатываемых газов.

Описание

Сущность метода двойного контактирования состоит в том, что после частичного окисления сернистого ангидрида в серный, технологический газ выводят из контактного аппарата с целью дальнейшего его окисления.

Техническое описание

В рамках этого процесса содержащийся в газе диоксид серы преобразуется в триоксид серы при прохождении через слой катализатора – пятиокси ванадия. Иногда в катализатор добавляется оксид цезия, который повышает эксплуатационные характеристики, особенно при низкой концентрации SO₂ или при низкой температуре. Используются установки с одинарным и двойным контактированием/двойной абсорбцией; последние применяются чаще.

Двухконтактная/двухабсорбционная серноокислотная установка включает газоочистную и промывочную секции и четырехслойную контактную установку. В ней используется современный катализатор с добавлением оксида цезия.

Общими преимуществами систем двойного контактирования с двойной абсорбцией являются:

общая эффективность и изученность технологических решений;

отсутствие жидких сточных вод и соответственно дополнительных расходов по их очистке и нейтрализации;

высокие фонды рабочего времени технологических систем и отдельного оборудования;

относительно низкие рабочие температуры рабочих сред;

легко осуществимые пуск и остановка.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов SO₂.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Применение метода двойного контактирования позволяет значительно уменьшить содержание SO₂ в хвостовых газах, кроме того, уменьшается объем газа в контактном и абсорбционном отделениях. Степень контактирования варьирует в пределах 99,-99,7 %, при концентрации диоксида серы в отходящих газах не выше 0,03 %.

Кросс-медиа эффекты

Производство твердых отходов и слабых кислот, которые требуют обработки и/или удаления.

Экономика

В каждом отдельном случае стоимость техники индивидуальна.

Движущая сила внедрения

Снижение выбросов в атмосферный воздух.

Требования экологического законодательства.

Экономические выгоды.

5.7. Низкотемпературная конденсация и газодиффузия

5.7.1. Низкотемпературная абсорбция

Описание

Низкотемпературная абсорбция (НТА) основана на различии в растворимости компонентов газа в жидкой фазе при низких температурах и последующем выделении извлеченных компонентов в десорберах, работающих по полной схеме ректификации. Преимущество НТА перед НТР состоит в том, что разделение углеводородных газов можно осуществлять при умеренных температурах, используя в качестве источника холода, например, пропановые испарители, применение которых в НТР оказывается недостаточным, но четкость разделения компонентов газа в этом процессе ниже, чем в НТР.

Если парциальное давление компонента в газовой фазе выше, чем в жидкой, то происходит процесс абсорбции (поглощение газа жидкостью), и наоборот, если парциальное давление извлекаемого компонента в газовой фазе ниже, чем в жидкой, то протекает процесс десорбции (выделение газа из жидкости) (рисунок 5.15).

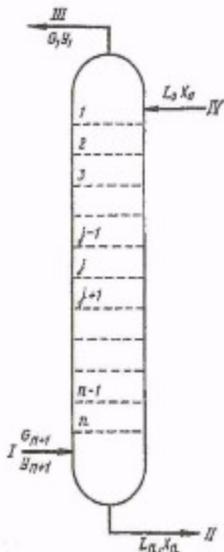


Рисунок 5.15. Схема материальных потоков в абсорбере: I - сырой газ; II - насыщенный абсорбент; III - сухой газ; IV - тощий абсорбент

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

5.7.2. Выбор катализатора

Описание

Использование более качественного катализатора (рисунок 5.16). Эффективность технологического процесса и допустимые отклонения при выборе металлов (в частности, ванадия и никеля) увеличивается, в то время как объем и частота замены отработанных катализаторов сокращается.

Использование стойкого к истиранию катализатора для того, чтобы сократить его ежедневное использование и сократить выбросы взвешенных частиц из регенератора. Сокращение выбросов происходит как за счет снижения концентрации мелких частиц свежего катализатора, так и за счет того, что используется стойкий к истиранию катализатор. Как правило, используются катализаторы на основе оксида алюминия (например, технология Al-solbinder). В результате такие частицы катализатора намного тверже, чем те, что производятся на основе кремния.

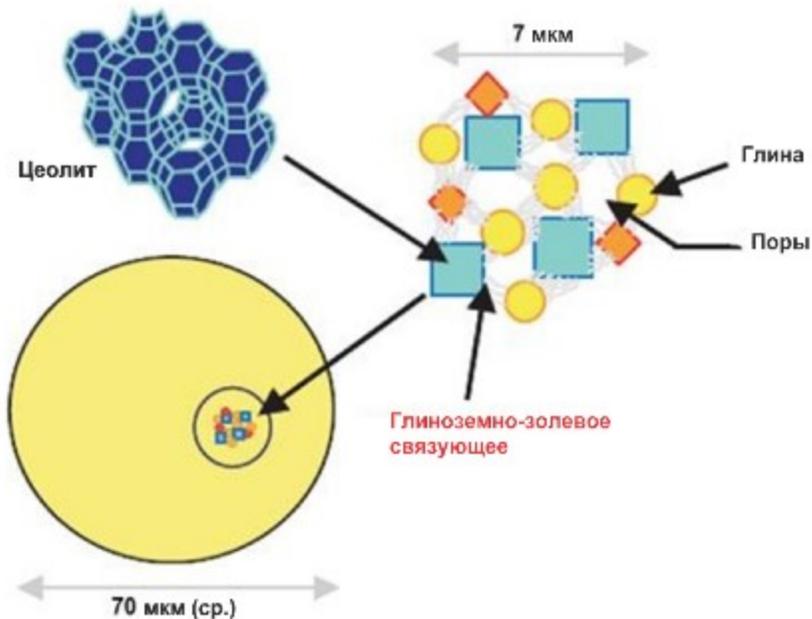


Рисунок 5.16. Стандартная структура катализатора, стойкого к истиранию.

Достигнутые экологические выгоды

Правильный выбор катализатора, может:

увеличить производительность установки до 20 %, уменьшить производство кокса и снизить расход отработанных катализаторов;

увеличить многократное использование катализатора;

уменьшить концентрацию микрочастиц в отходящих газах перед очисткой до 300 мг/Нм³.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Основываясь на данных, полученных в ходе 100-дневного испытания [18], замена основы катализатора с кремния на алюминий сокращает выбросы взвешенных частиц (при постоянном процентном отношении кислорода (O₂) до 50 % после переходного периода за 50-100 дней (рисунок 5.17).



Рисунок 5.17. Влияние выбора катализатора, нестойкого к истиранию, на выбросы взвешенных частиц (мг/Нм³) через 100 дней

Кросс-медиа эффекты

Не выявлено.

Применимость

Рекомендуется заменить катализатор при необходимости. Однако в исключительных случаях такая замена отрицательно сказывается на работе установки.

Экономика

Инвестиционные расходы: отсутствуют. Эксплуатационные расходы: незначительные.

Эффект от внедрения

Технологические требования и сокращение выбросов мельчайших взвешенных частиц.

Пример завода(-ов)

Большинство установок в РФ используют наилучшие катализаторы.

5.7.3. Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Селективное каталитическое восстановление (СКВ)

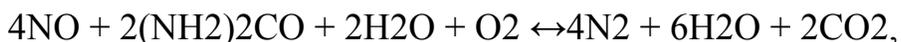
Описание

Сухое подавление является перспективным методом нейтрализации NO_x, но его применение не всегда экономически обосновано: затраты на реконструкцию действующей газовой турбины сопоставимы с половиной стоимости новой турбины. Таким образом, СКВ является более универсальным способом снижения выбросов ГПА. Восстановитель впрыскивается в поток отходящих газов на входе в катализатор. Преобразование NO_x происходит на поверхности катализатора путем одной из следующих основных реакций:

1) с аммиаком в качестве восстановителя:



2) с мочевиной в качестве восстановителя:



Скорость подачи и расход восстановительного реагента определяются концентрацией NO_x на входе и выходе системы очистки. В качестве катализаторов для СКВ-установок применяются катализаторы в формесотовых керамических блоках и пластинчатых элементах. Наибольшее распространение получили сотовые керамические катализаторы. В основном эти катализаторы производятся экструзией однородной катализаторной массы, каналы имеют квадратное сечение различных размеров]. Благодаря использованию катализаторов в процессе очистки уменьшается расход реагента, значительно снижается температура нейтрализации оксидов азота, и при этом эффективность очистки превышает 90 %. При установке СКВ после ГПА важно не только правильно подобрать реагент и катализатор, но и соблюсти следующие технические условия:

определить экономическую целесообразность;

снизить температуру выхлопных газов разбавлением воздухом или использовать катализатор для высоких температур;

обеспечить равномерное распределение температуры, концентрации паров реагента и NO_x в момент попадания газового потока на каталитические блоки;

обеспечить минимальное противодавление в системе.

Только в случае одновременного выполнения трех вышеуказанных условий система СКВ будет эффективным решением для нейтрализации оксидов азота.

Достигнутые экологические выгоды

В зависимости от значения концентрации оксида азота (NO_x) на входе, на выходе его концентрация снижается до 20–250 мг/Нм³ (при содержании кислорода (O_2) 3 %). При этом выбросы сокращаются до 80–90 %. Например, при таком подходе установка мощностью 1,65 млн т/год сокращает выбросы примерно на 300 тонн оксида азота (NO_x) в год (расчет основан на среднем значении при входе 450 мг/Нм³ и выходе 50 мг/Нм³ при расходе отходящих газов $0,7 \times 10^9$ Нм³/год).

Большинство систем СКВ работают в секторе добычи углеводородов с применением катализатора для окисления угарного газа (CO), который распределяется по всей установке и обеспечивает переработку 95 % CO в CO_2 . В системах СКВ, не оснащенных катализатором окисления CO , диоксид углерода CO_2 образуется в меньшем количестве, только если оксид углерода (CO) вступает в реакцию с оксидом азота (NO) с образованием молекулярного азота.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Метод СКВ, применяемый при низких расчетных нагрузках, а также тщательное предварительное обеспыливание поступающего газа помогают продлить срок службы катализатора. Необходимо проанализировать распределение частиц по размерам и состав поступающих отходящих газов в реактор СКВ, чтобы предугадать возможность загрязнения высоким содержанием частиц и/или загрязнения мелкими частицами, происходящих под воздействием термофоретических сил. При необходимости может потребоваться установка оборудования для предотвращения образования взвешенных частиц, такого как воздуходувки.

Применимость

Реактор СКВ чаще всего требует наличие новых котлов-утилизаторов (с полным сжиганием) и котлов дожига угарного газа (CO) (с неполным сжиганием). Предпочтительно, чтобы установка сокращения концентрации NO_x была встроена в котел-утилизатор. Реактор СКВ использует окисляющие реагенты, поэтому не рекомендуется им пользоваться перед эксплуатацией котла дожига угарного газа (CO) (с неполным сжиганием).

Поскольку катализатор в реакторе СКВ потенциально загрязнен частицами потока отходящих газов, требуется предварительная фильтрация.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NOX.

5.7.4. Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)

Описание

Некаталитический процесс удаления оксидов азота из отходящих газов с помощью газофазной реакции аммиака или мочевины при высоких температурах (обычно от 850 °С до 1100 °С). Этот метод, также называемый термическим DeNOX, восстанавливает NOX до азота и воды. Для достижения хорошего перемешивания небольшое количество реагента вводят вместе с газом-носителем, обычно воздухом или паром.

Достигнутые экологические выгоды

На установках этот метод обеспечил сокращение концентрации оксида азота NOX с 30 % до 50 % и доказал возможное дальнейшее снижение до 70 % (ежедневно). Концентрации на выходе составляет <100-200 мг/Нм³ при 3 % содержания O₂ в зависимости от содержания азота в сырье.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В таблице 5.7 приведены результаты по некоторым установкам, оснащенных системой СНКВ.

Таблица 5.7. Показатели системы СНКВ по трем установкам.

№ п/п	Набор данных	Тип	Значение на входе	Значение на выходе	Достигнутое снижение выбросов NOX, %	Проскок аммиака	Комментарии
1	2	3	4	5	6	7	8
1	CONCAWE 4	Режим полного сжигания установкой дополнительного топливного котла	123-410	Нет данных	23	<15	-
2	CONCAWE 5	Режим полного сжигания установкой дополнительного топливного котла	90-530	50-180	50	8	сокращение концентрации и перхлорэтилена с массовой долей основного вещества не менее 95 % 81 % (каждый час)
							сокращение концентрации и

3	CONCAWE 6	Неполное сжигание с котлом дожигания угарного газа (CO).	318	99	67	10	перхлорэтилена с массовой долей основного вещества не менее 95 % 78 % (каждый час)
---	--------------	--	-----	----	----	----	--

Примечание: Среднесуточные выбросы в мг/Нм³ при 3 % содержании O₂ (сухой газ). Данные, основанные на системе непрерывного мониторинга выбросов.

Имеется информация, что процент сокращения выбросов NO_x зависит от его концентрации на входе

На предприятии Германии приводятся следующие данные по системе СНКВ на установках, полученные по итогам длительного мониторинга (рисунок 5.18):

концентрация NO_x на выходе: <100 мг/Нм³ (онлайн-измерения);

концентрация CO на выходе: <90 мг/Нм³;

Установка, оснащенная котлом дожигания угарного газа (CO) при неполном сжигании: общее содержание азота в сырье установки около 1200 ppm (определяется периодическим анализом сырья);

расход аммиака: 300 л/ч (концентрация 8–10 %).

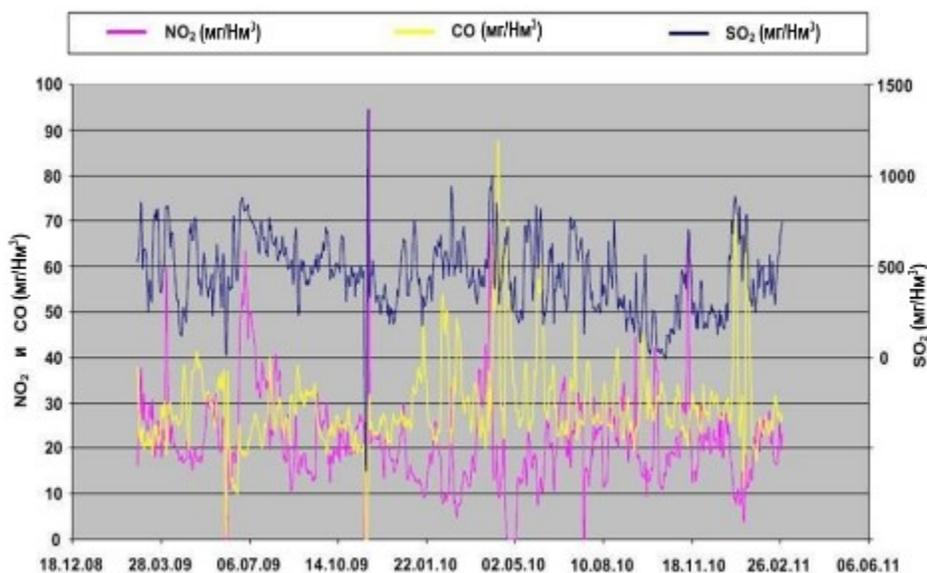


Рисунок 5.18. Выбросы в атмосферу от установки с реакторным блоком СНКВ на предприятии Германии.

Кросс-медиа эффекты

Неотъемлемым ограничением метода СНКВ является выброс небольшого количества непрореагировавшего NH₃ (проскок аммиака) в поток отходящих газов.

Проскок аммиака обычно находится в диапазоне 5–20 ppm (3– 4 мг/Нм³), причем более высокие значения связаны с более высоким восстановлением NOX.

Применимость

Метод СНКВ применяется в режиме неполного сжигания на установках, оснащенных котлом дожигания угарного газа (CO) и в режиме полного сжигания на установках, оснащенных дополнительными котлами-утилизаторами с авторазогревом, в зависимости от времени пребывания газа в котле при заданном температурном интервале. На время останова котла установки с системой СНКВ не функционируют должным образом.

Система СНКВ также применяется на установках с полным сжиганием без дополнительных котлов, используя форсунки подачи присадки водорода в воздухоподогреватель. В этом случае применение такой системы должно учитывать специфику установки, включая условия запуска технологического процесса.

Одной из проблем, которая повлекла за собой необходимость применения системы СНКВ на установках, стало потенциальное увеличение выбросов угарного газа (CO). В нижней части диапазона рабочих температур в системе СНКВ аммиак препятствует окислению угарного газа (CO) и увеличивает его выбросы из низкотемпературных котлов дожигания угарного газа (CO).

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NOX и требованиями по небольшой площадке для установки

Пример завода(-ов)

Несколько заводов в Японии.

5.7.5. Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Специальные присадки для сокращения концентрации NOx

Описание

Метод заключается в использовании специальных каталитических присадок для дальнейшего сокращения концентрации оксида азота путем окисления CO. Этот метод дополняет или замещает существующий метод использования неплатинового промотора для сокращения концентрации NOX. Присадки функционируют, используя внутренний перепад концентраций газов, содержащихся в регенераторе, и катализируют те химические реакции, которые относятся к третьей группе химических реакций. Они доказали свою эффективность только в режиме полного сжигания. Присадки могут использоваться как отдельно, так и в сочетании с обычными платиновыми промоторами или вместе с промоторами окисления CO, в зависимости от условий эксплуатации установки.

Достигнутые экологические выгоды

Результаты различаются и зависят от оснащения конструкции установки (регенератора), качества сырья (изменения режима эксплуатации), выбора катализатора и достигаемого количества избыточного кислорода.

Сообщается о сокращении выбросов NOX до 80 % при использовании промоторов в благоприятных условиях эксплуатации, как отдельно, так и в сочетании с обычным платиновым промотором окисления CO. Однако такие высокие уровни сокращения концентрации наблюдаются редко, чаще всего они наблюдаются в диапазоне от около 40 % до >60 %.

На рисунке 5.19, представленном примерно в 30 приложениях (данные поставщика присадок DeNOX), показан типичный диапазон достигнутого снижения с использованием присадок.

Сокращение концентрации NOx достигается за счет использования присадок в установках каталитического крекинга



Рисунок 5.19. Результаты сокращения концентрации NOX из-за применения присадок на установках

В таблице 5.8 показано, что сокращение выбросов также зависит от начальной концентрации NOX на регенераторе установки.

Таблица 5.8. Различные характеристики присадок NOX, используемых на установках полного сжигания в США

№ п/п	Тип присадки (1)	NG-A	NG-A	NG-B	NG-B	NG-B	NG-B	NG-B
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Конструкция установки	модель IV	прямоточный	UOP труба	UOP труба	крекинг тяжелой нефти	модель III	UOP HE
2	Температура кипящего	710	706	721	718	721		740

	слоя регенерато ра, °С						740	
3	Начальная концентра ция оксидов азота NOX ,ppm3)	125	160	65	69	67	137	90
4	Итоговая концентра ция оксидов азота NOX ,ppm3)	30	63	47	45	44	57	45
5	Сокращен и е концентра ции NOX, %	76	61	28	35	34	58	50
6	Концентра ция присадки2 , %	5	5	1	1	1	0,5	1

1) Эти типы соответствуют двум различным методам, в основе которых различные химические воздействия, направленные на сокращение концентрации NOX. Присадки разработал один и тот же поставщик и их можно протестировать в режиме реального времени в течение, как минимум, 8 дней.

2) Выражается в % от общего количества введенного катализатора.

3) Примечание: 20 ppm по объему при 0 % содержании O₂ оксидов азота NOX составляет около 32 мг/Нм³ при 3 % содержании O₂.

На рисунке 5.20 представлены более подробные данные о сокращении концентрации выбросов NOX, полученные на установке полного сжигания с высокой мощностью (110000 баррелей в день – 6 т/год), работающей в США. Присадка, снижающая концентрацию NOX, вводилась с периодичностью в течение двух лет испытаний в концентрациях, не превышающих 1 % от количества катализатора.

В этом конкретном случае было замечено, что при использовании такой присадки в сочетании с обычным платиновым промотором окисления СО показатели концентрации NOX снизились намного больше, чем при использовании только одной присадки.

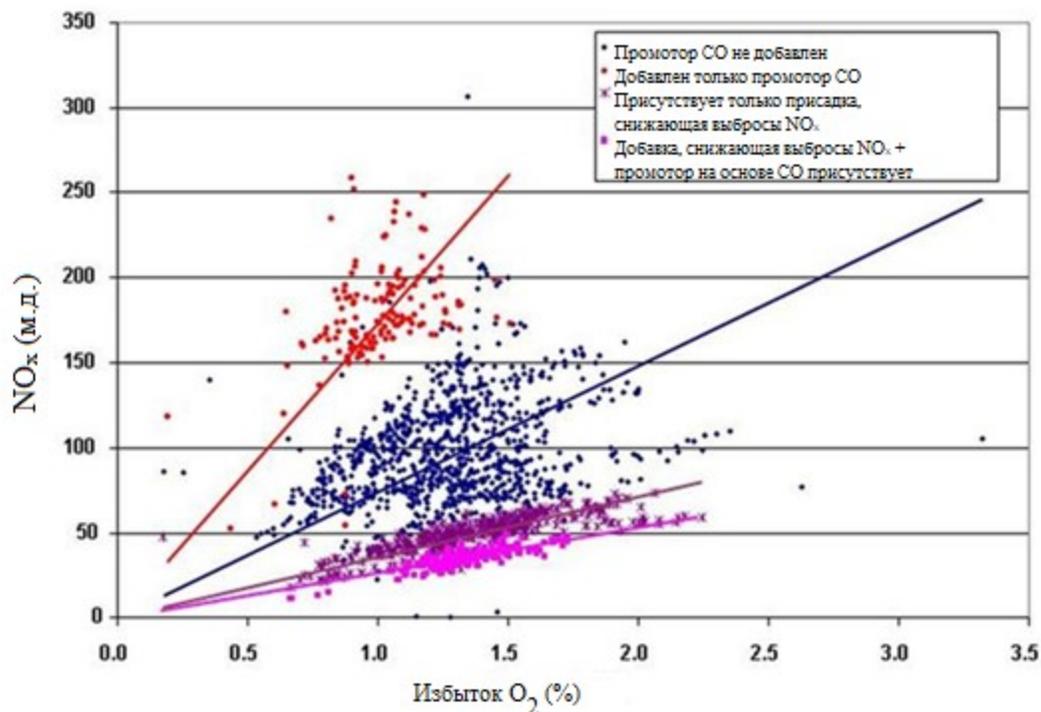


Рисунок 5.20. Выбросы оксидов азота (NOX) на установке в режиме полного сжигания представлены в виде функции избыточного кислорода O₂ в конфигурации с различными присадками к катализатору

Когда присадка используется в сочетании с промотором окисления CO, как показано на рисунке 5.15, уровень остаточного NOX снижается до 40 % в зависимости от скорости действия присадок, выбранных для каждой установки. Однако необходимо подбирать, оценивать, проверять сочетание присадок для определенной установки и в каждом конкретном случае.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На рисунке 5.21 представлены результаты по большой установке мощностью 4,5 млн т/год, работающей в режиме полного сжигания, после предварительной очистки неплатиновым промотором в реакции окисления CO. Как показано, присадка, снижающая концентрации NOX, вводится как 1 раз в месяц, так и с возрастающей частотой в поток с обновленными катализаторами. После трехмесячного испытания выбросы NOX, как правило, стабилизируются и сокращаются примерно на 40 % от первоначального среднего значения.

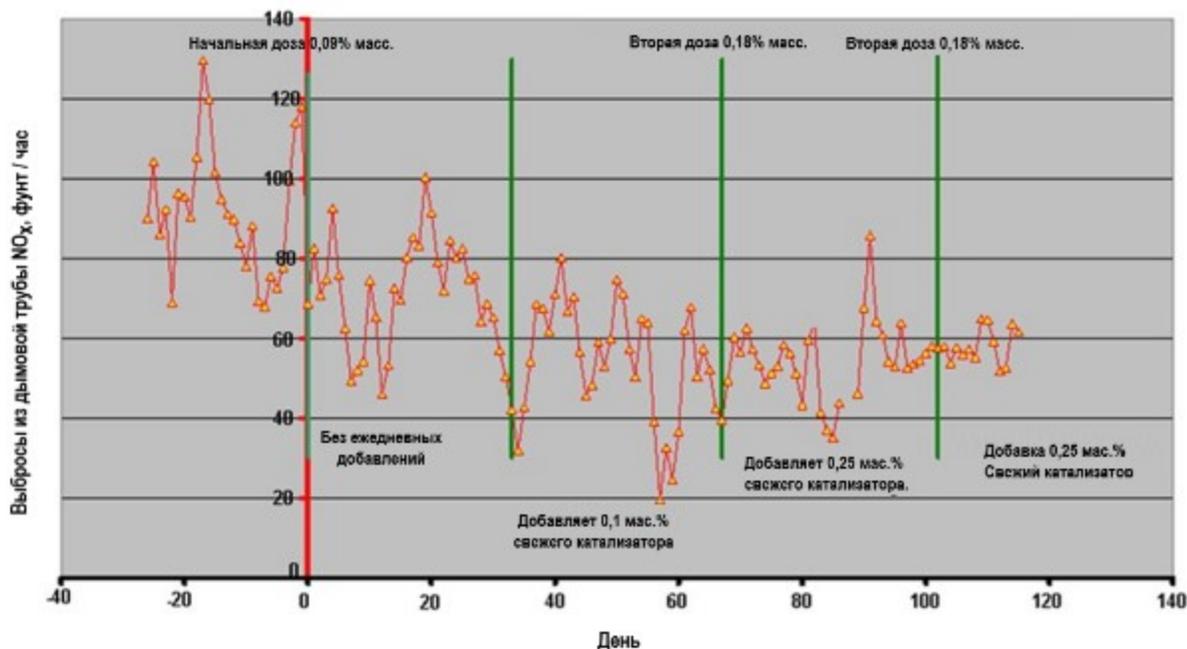


Рисунок 5.21. Производительность установки в режиме полного сжигания, где применяется присадка, сокращающая концентрации NOX

В начале 2010 года на Португалии был проведен эксперимент с использованием неплатинового промотора окисления CO. В результате эксперимента получены данные о том, что замена платинового катализатора горения привела к сокращению концентрации оксидов азота NOX в дымовых газах на 80 % до 80 ppm (около 130 мг/Нм³) концентрации NOX. Дополнительно получена информация о том, что выбросы находились на постоянном уровне и концентрация NOX более не зависела от концентрации азота в сырье установки [32].

Кросс-медиа эффекты

Присадки на основе меди, снижающие концентрации NOX способствуют производству водорода и создают трудности на установках, работающих на пределе мощности сжатия газа.

Применимость

Доказано, что данный метод эффективен только на установках, работающих в режиме полного сжигания.

С точки зрения реагента, характеристики таких присадок, чувствительны к имеющимся концентрациям CO. Таким образом, низкое содержание избыточного кислорода повышают эффективность этого метода.

Рекомендуется сначала максимально снизить образование NOX в первоисточнике, используя промоторы окисления CO, а затем дополнительно использовать присадки.

В 2008 году на промышленном рынке имелись четыре типа присадок для снижения концентрации NOX, три из которых содержали медь в составе.

Медь в составе ограничивает применимость таких присадок на установках компримирования газа, так как она увеличивает образование водорода. Применяя этот метод, необходимо учитывать множество параметров. Поэтому переоснащение установок требует проведения предварительных испытаний, определяющих количество утилизированного NOX.

Экономика

Использование таких присадок в сочетании с неплатиновыми промоторами является экономически обоснованным решением, по сравнению с использованием только одних присадок, поскольку присадки для сокращения концентрации NOX вводят в количестве от 0,5 до 2 % от количества обновляемого катализатора, в то время как промоторы окисления CO добавляются в гораздо меньших дозах от 5 до 10 кг/сут.

Эффект от внедрения

Добиться дальнейшего сокращения концентрации NOX с минимальными или без дополнительных капитальных расходов.

Пример завода(-ов)

По данным поставщиков оборудования, в настоящее время этот метод используется примерно на 20 предприятий США. В Европе этот метод также используется, например, на одном предприятии в Португалии.

5.7.6. Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Низкотемпературное окисление (процесс SNERT/метод LoTOX)

Описание

В данной технике используются два способа по борьбе с загрязнением оксидами азота: процесс SNERT/метод LoTOX.

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы оксида азота NOX из установки сократились на 85–95 %. На выходе концентрация NOX снизилась до 10 (ppm) (14 мг/Нм³ при заданных условиях ЕС (0 °C, 3% O₂): 95% NO - 5 % NO₂).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эффективность снижения концентрации NOX напрямую связана с количеством подаваемого озона и его регулированием в режиме реального времени в зависимости от целевой концентрации NOX на выходе. На выходе концентрации NOX регулируются посредством изменения заданного значения на системном контроллере. На рисунке 5.22 указаны заданные значения соответственно условиям, предусмотренным в разрешении на эмиссии в размере 20 ppm (27 мг/Нм³ оксида азота NOX).

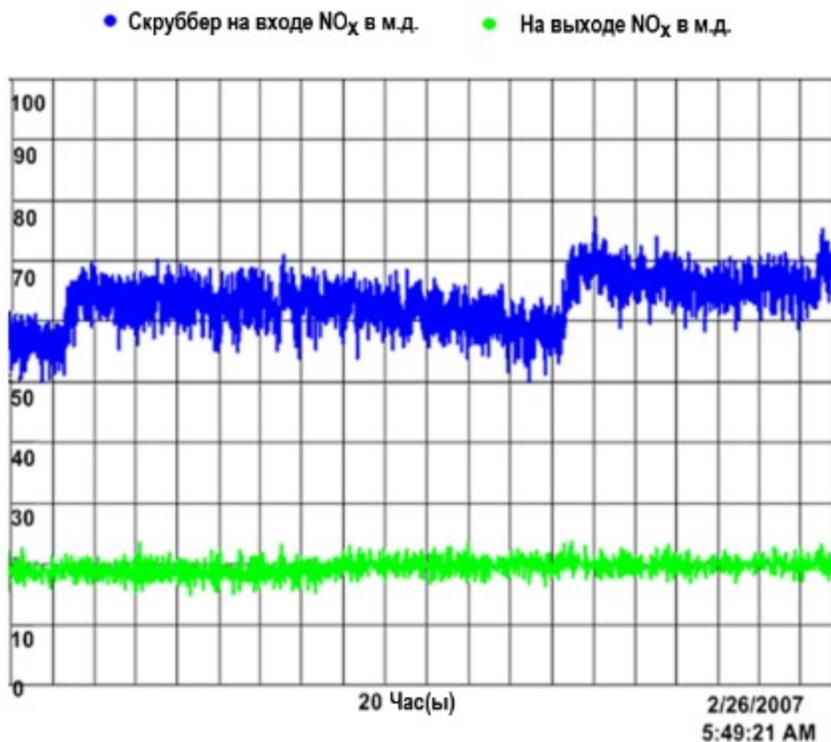


Рисунок 5.22. Первоначальные результаты промышленной эксплуатации установки США (штат Техас) - 2007 год

Кросс-медиа эффекты

Методы SNERT/LoTOX оптимально применяются при температуре выше 150 °С и не требует подвода тепла для поддержания эффективности работы, обеспечивая максимальную регенерацию тепла из отходящих газов.

Технологии SNERT/LoTOX применяются на новой или действующей скрубберной установке, которая генерирует сточные воды, подлежащие тщательной очистке. Возможно, придется рассмотреть решение вопроса увеличения объема нитратов на действующих очистных сооружениях, а также связанные с этим затраты на регулирование содержания нитратов.

Образуется азотная кислота, которая нейтрализуется щелочью из секции со скрубберами. Для того, чтобы окислить оксид азота NO_x до оксида с высшими степенями окисления требуется впрыскивание озона, вырабатываемого на объекте с использованием генератора озона, потребляющего кислород и электроэнергию.

Применимость

Первые демонстрационные испытания на установке были проведены в 2002 году. В период с 2007 по 2009 год агрегаты низкотемпературного окисления были внедрены на семи установках, шесть из которых эксплуатируются в США и одна в Бразилии. Четыре такие установки были переоснащены на действующих скрубберах, один из них установили неофициальным поставщиком патентованного оборудования LoTOX. В случае переоснащения, возможно, потребуется возвести отдельную колонну, чтобы

обеспечить дополнительный впрыск озона и создать условия для ступени реакции. Применение этой технологии требует наличия дымовой трубы для установки получения озона. Необходимо учитывать наличие соответствующих конструкций для проведения дополнительных процессов, связанных с образованием озона и принять меры для безопасности персонала.

Применимость такого метода влечет за собой дополнительную необходимость очистки сточных вод. Следует также принять во внимание, что для производства озона необходимо располагать соответствующим запасом жидкого кислорода. Применимость метода также требует наличие большой площадки для установок.

Экономика

В 2005 году потенциальные инвестиции и эксплуатационные затраты на внедрение этой технологии на двух установках на предприятии в штате Колорадо (США) оценивались примерно ежегодно в 1900-2100 долл.США за тонну утилизированного NOX, при условии соответствующего снижения концентрации NOX на 85-90 %. Возможно, также потребуются рассмотреть дополнительные затраты, связанные с регулированием содержания нитратов в сточных водах.

Эффект от внедрения

Основными преимуществами процесса LoTOX заключаются в следующем: селективность оксида азота (NOX); возможность корректировать показатели производительности в отношении утилизации NOX; отсутствие внесения изменений в химический процесс (а также оставлять без изменения концентрацию кислорода (O₂) в дымовом газе) и в рабочие параметры установки; совместимость с процессом утилизация отходящих газов; способность справляться со сбоями в работе установки без последствий на его общую бесперебойность и эксплуатационную готовность.

Пример завода(-ов)

Предприятия США: BP (г. Техас), FlintHills (г. Корпус-Кристи), LionOil (г. Эльдorado), Marathon (г. Техас), Valero (г. Хьюстон и Техас), WesternGaint (г. Гэллап).

5.7.7. Меры борьбы отделения частиц от газов. Сепараторы третьей ступени

Описание

Сепаратор третьей ступени - это устройство или система очистки циклонного типа, устанавливаемое после циклонов двух ступеней на установке. Наиболее распространенная конфигурация сепараторов третьей ступени состоит из одного сепаратора с мультициклонами. Однако существуют вихревые сепараторы нового поколения в виде циклона-конфузора как сепаратора третьей ступени, зачастую выбирают в качестве устройства для отделения взвешенных частиц от газов или применяют как дополнительное решение для эффективного энергопотребления. Первые попытки рекуперации энергии из отходящих газов регенератора устройства не увенчались успехом, поскольку срок службы лопастей детандера ограничивался несколькими неделями. Оказалось, что частицы размером 10 мкм и больше

препятствуют работе лопастей детандера. TSS используются для защиты турбодетандеров рекуперации энергии от повреждения частицами. Как показано на рисунке 5.23 последние достижения в этой технологии, позволяют, в частности, использовать большое количество вихревых труб с осевым потоком относительно небольшого диаметра для обеспечения быстрого вращательного движения и переработки большого объема отходящих газов в более компактных сепараторах. Устройства обладают высокими скоростями циркуляции и поэтому восстановленный катализатор возвращается в пылеуловитель. В некоторых случаях используется новая ступень фильтрации, которая именуется четвертой ступенью.

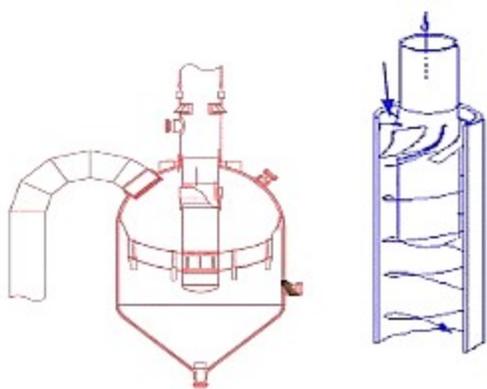


Рисунок 5.23. Схема TSS с использованием вихревых сепараторов в виде циклона-конфузора

Достигнутые экологические выгоды

Усредненное значение концентрации частиц на выходе сепаратора третьей ступени последнего поколения составляет $<50-100$ мг/Нм³, в зависимости от объема частиц на входе и распределение их по размерам. Низкое значение концентрации получить сложно, так как внутренние скорости прохождения газа приводят к дополнительному трению. Вследствие этого образуется мелкодисперсная фракция, которая проходит через циклон.

В зависимости от вышеперечисленных факторов и типа используемой технологии циклоны работают эффективнее, когда размеры частиц более $10-40$ мкм. Циклоны с вихревыми трубами позволяют обеспечить 50 %-ный предельный размер улавливаемых частиц в 2,5 мкм. Эффективность улавливания варьирует от 30 % до >90 %. Если концентрация частиц на входе ниже 400 мг/Нм³ эффективность улавливания превышает 75 % только по распределенным по размерам частицам со средним размером (по массе) >5 мкм.

За счет снижения содержания взвешенных частиц в воздухе также сокращаются выбросы частиц металлов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Утилизация катализаторной пыли обычно составляет 300–400 тонн в год на установку. Сепараторы третьей ступени создают перепад давления в дымовом газе. На многих установках сепараторы зарекомендовали себя с лучшей стороны. В разделе 3.9 приведены данные о выбросах, включая пыль на выборочных установках РФ (по результатам непрерывного мониторинга). Установки, оснащенные только сепараторами третьей ступени (без дополнительного устройства), имеют выбросы пыли около 80–150 мг/Нм³ в среднем за месяц.

Кросс-медиа эффекты

Извлеченная катализаторная пыль, содержащая некоторые опасные металлы, классифицируется как опасный промышленный отход. Необходимо должным образом утилизировать ее, чтобы не загрязнить воду и почву.

Применимость

Сепараторы третьей ступени применимы к любой установке, но их производительность значительно варьирует, главным образом из-за объема частиц и распределения по размерам мелких частиц катализатора после прохождения внутренних циклонов регенератора. Такие устройства сокращения выбросов очень часто используются в сочетании, например, с электростатическими фильтрами (ЭСФ).

Экономика

В таблице 5.9 приведены экономические аспекты по циклонам третьей ступени, применяемых на установках.

Таблица 5.9. Экономические аспекты по циклонам третьей ступени, применяемых на установках.

№ п/п	Мощность установки, млн т /год	Эффективность, %	Концентрация взвешенных частиц на выходе потока, мг/Нм ³	Инвестиции, млн евро	Эксплуатационные расходы, млн евро/год
1	2	3	4	5	6
1	1,5	30-40	40-250	1-2,5	0,7
2	1,5	30-90	60-150*	0,5-1,5	0,1
3	1,2	75	50-100**	1,5-2,5	

* Начальная концентрация: 450 мг/Нм³ (диапазон 300-600 мг/Нм³).

** Начальная концентрация: 200-1000 мг/Нм³.

Примечание: Эксплуатационные затраты включают только прямые денежные эксплуатационные затраты, т.е. без расходов на амортизацию инвестиции или финансовые расходы. Инвестиционные затраты относятся к возведению нового завода. Экономические аспекты не включает затраты на утилизацию образующихся отходов.

Стоимость утилизации тонкодисперсного катализатора составляет около 120–300 евро за тонну, включая транспортировку.

Эффект от внедрения

Сепараторы третьей ступени регулируют сокращение выбросов взвешенных частиц и защищают оборудование от преждевременного износа ниже по потоку нефтепродукта - установки рекуперации тепла или энергии (например, лопасти детандера).

Пример завода(-ов)

Многие установки работают с такими системами.

5.7.8. Меры борьбы отделения частиц от газов. Электростатические фильтры

Описание

Удельное сопротивление частиц является ключевым фактором эффективности ЭСФ. Следующие параметры снижают удельное сопротивление частиц и повышают эффективность их улавливания. Применяется на установках отходящих газов:

более высокая температура на входе;

более высокое содержание металлов, редкоземельных элементов или углерода в катализаторе;

содержание влаги;

подача аммиака через форсунки.

Достижимые экологические преимущества

По результатам непрерывного мониторинга выявлено, что типовые концентрации, достигаемые с помощью ЭСФ, обычно составляют <20-50 мг/Нм³ в среднем за день при нормальных условиях эксплуатации (за исключением продувки сажи в конце цикла работы котлов СО или вспомогательных котлов).

Для коротких периодов усредненные значения общего содержания взвешенных частиц в дымовых газах регенератора установки составляют <50 мг/Нм³. Такие значения регистрируются в разрешении на эмиссии в окружающую среду (например, в Германии, см. раздел "Эксплуатационные данные"). В результате сокращения объема взвешенных частиц выбросы металлов (никель, сурьма, ванадий и их компоненты) сокращаются до 1 мг/Нм³ и ниже (в зависимости от их общего количества).

Объем никеля и его компонентов снижается до 0,3 мг/Нм³ и ниже. Все концентрации выражаются в виде среднечасовых значений, получаемых при непрерывной работе и при продувке сажи в котле СО.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эффективность борьбы с выбросами взвешенных частиц с помощью ЭСФ на установке обычно намного превышает 90 %. Фактический диапазон концентраций на выходе ЭСФ, зависит от времени пребывания газа в нем (т. е. от размера ЭСФ), свойств взвешенных частиц (т.е. катализаторов), режима работы установки, температуры отходящих газов и наличия другие аппаратов утилизации взвешенных частиц, задействованных до ЭСФ. В обычных условиях для достижения очень низких концентраций выбросов (<10 мг/Нм³) необходимо время пребывания газа в ЭСФ должно составлять более 30 секунд. Размер частиц также влияет на эффективность

работы ЭСФ, поскольку очень мелкие частицы (<2 мкм) легче улавливаются во время цикла очистки (постукиванием) электродами ЭСФ.

Из-за эксплуатации ЭСФ возникает небольшой перепад давления в системе; более частые перепады давления возникают в результате прохождения частиц через впускной и выпускной воздухопроводы в ЭСФ. В некоторых случаях подключают вентилятор принудительной тяги. При этом потребление электроэнергии невелико, кроме случаев, когда время пребывания газа в ЭСФ намерено увеличено. ЭСФ также требуют регулярного технического обслуживания для обеспечения высокой эффективности улавливания частиц. Некоторые предприятия сообщают, что применение глубокого обессеривания сырья оказывает большое влияние на производительность ЭСФ. Содержание серы и металлов в газе меньше, эффективность улавливания частиц снижается. В таких случаях выбросы взвешенных частиц составляют 30–35 мг/Нм³.

На рисунке 5.24 и 5.25 показан график за год среднесуточной концентрации, полученной после очистки двумя ЭСФ на установках в Германии.

Результаты по первой установке (рисунок 5.24) получены при нормальных условиях эксплуатации установки, оснащенной устройством фильтрации. Конструкция состоит из типовых циклонов, дополнительного циклона, установленного снаружи и ЭСФ с четырьмя электрополями. Среднегодовая концентрация составляет 10,94 мг/Нм³ со стандартным отклонением в 9,62, а максимальное зарегистрированное среднесуточное значение составляет почти 37 мг/Нм³. Стандартная среднесуточная концентрация взвешенных частиц варьирует в диапазоне от 5 до 25 мг/Нм³.

Для сравнения вторая установка (рисунок 5.25) имеет более простую конструкцию, только внутренние циклоны и ЭСФ с 2 электрополями. Кроме того, годичный период включает в себя этап остановки/запуска устройства (обозначенный на графике), в течение которого значения выбросов были значительно выше, чем в стандартных условиях. Среднегодовое значение составляет 10,16 мг/Нм³ (рассчитано по суточным значениям, отличным от нуля) со стандартным отклонением в 5,2. Несмотря на то, что максимальное зарегистрированное среднесуточное значение концентрации в 38 мг/Нм³ аналогично значениям первого ЭСФ (рисунок 5.25), обычная среднесуточная концентрация в устойчивом режиме работы остается в одном диапазоне от 5 до 15 мг/Нм³.

Выбросы взвешенных частиц увеличатся после проведения планово-предупредительного ремонта (операции выгрузки-загрузки катализатора) на установке из-за большой нагрузки по взвешенным частицам в ЭСФ. Это объясняется сильным истиранием загруженного катализатора, на который пришлась большая нагрузка после проведения планово-предупредительного ремонта.

Приведены следующие данные по установке в США после применения ЭСФ (без циклона) на отходящих газах котла дожига угарного газа (стандартная эксплуатация): предельные значения выбросов в разрешительном документе:

общее количество взвешенных частиц, среднесуточное значение: 30 мг/м³;

среднее значение за 30 минут: 60 мг/м³;

данные мониторинга: общий объем взвешенных частиц: 13–23 мг/м³ (30 минут, O₂ = 3,1%, 100 % -ная мощность, 80% мазута, 20 % тяжелых парафиновых дистиллятов).

На аналогичной установке с циклоном и ЭСФ содержание взвешенных частиц достигает 9–21 мг/м³ (100 % мощность, где сырье - 50% вакуумного газойля, 40 % мазута, 10 % другие продукты).

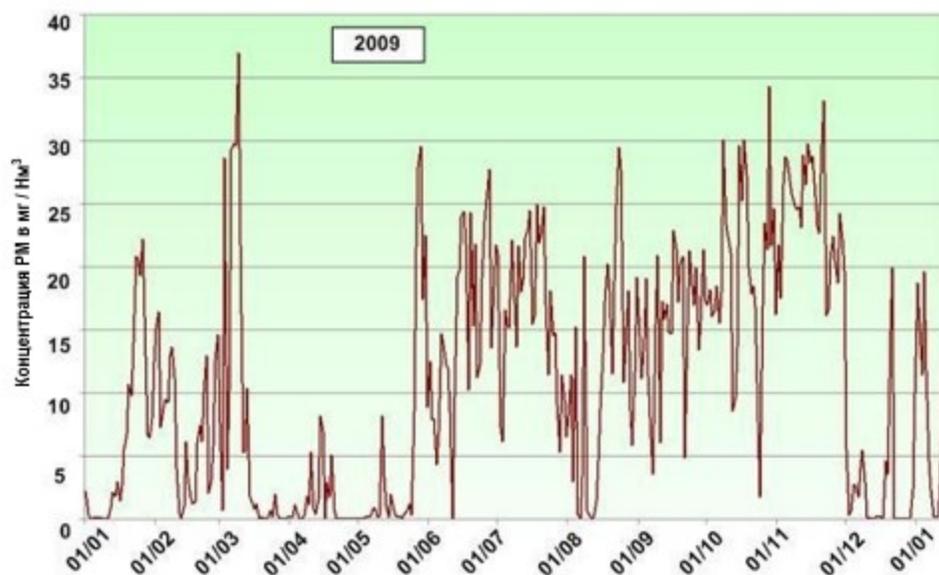


Рисунок 5.24. Среднесуточные концентрации взвешенных частиц, с применением ЭСФ на установке

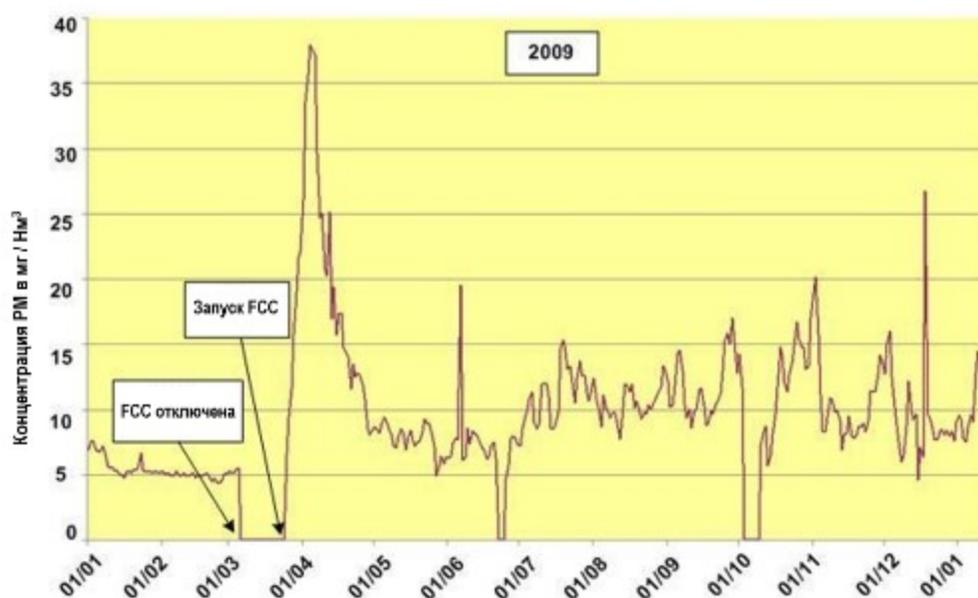


Рисунок 5.25. Среднесуточные концентрации взвешенных частиц, с применением ЭСФ на установке

На рисунке 5.26 показано распределение суточных значений пылевых выбросов (2011 год) от установки, перерабатывающей обессеренное дизельное топливо. Установка также оснащена, установленном в 2007 году в дополнение к действующему циклону с тремя ступенями очистки.

Сведения о выбросах в результате непрерывного мониторинга, включая пыль, выборки европейских установок приведена в разделе 3. Установки, оснащенные ЭСФ, имеют пылевые выбросы в диапазоне от 10 до 50 мг/Нм³ в среднем за месяц. Среди них, те установки, которые оснащены циклоном третьей ступени и ЭСФ с четырьмя электрополями, показывают лучшие результаты, в диапазоне 10-25 мг/Нм³.

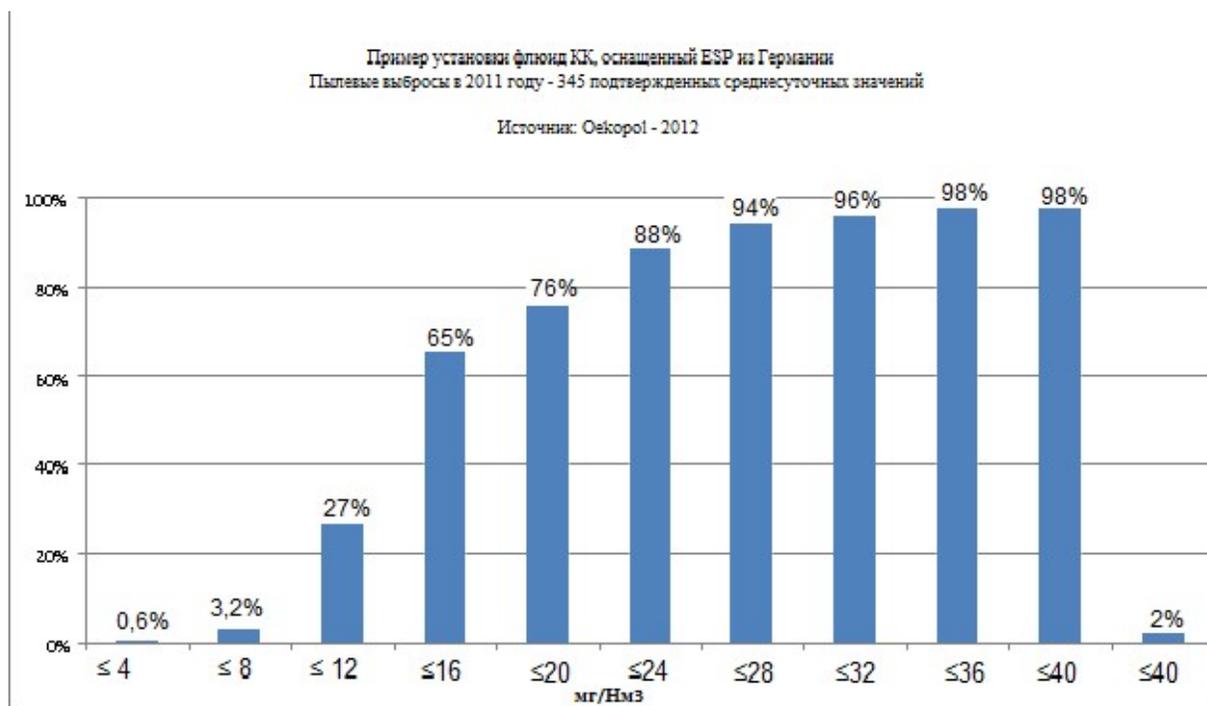


Рисунок 5.26. Распределение ежедневных значений пылевых выбросов по итогам непрерывного мониторинга установки, оснащенного ЭСФ

Кросс-медиа эффекты

Предприятию потребуется дополнительное оборудование для утилизации уловленных мелкодисперсных частиц (катализаторов). Высокое напряжение в ЭСФ создает угрозу безопасности на предприятии и приводит к увеличению эксплуатационных затрат на электроэнергию и техническое обслуживание. На некоторых установках для улучшения производительности ЭСФ вводится аммиак (в качестве реагента снижения удельного сопротивления). Из-за прорыва аммиака в ЭСФ, выбросы аммиака поступают в атмосферу. Выражаются опасения по поводу безопасности применения ЭСФ во время запуска установки. Необходимо соблюдать

особую осторожность, чтобы не допустить попадания несгоревших углеводородов в сам ЭСФ, так как искрящаяся среда приведет к взрыву.

Применимость

Необходимо наличие большой площадки, особенно когда ЭСФ рассчитаны на утилизацию очень большого количества выбросов взвешенных частиц. Требуются наличие большой площадки для размещения установок, поскольку они с трубопроводами вывода газовых потоков на установке как правило, занимают большое пространство (1,5 млн т/год генерирует 2,8 млн Нм³/день отходящих газов). Для газового потока с низкой скоростью циркуляции необходима установка ЭСФ очень большого поперечного сечения, чтобы соответствовать заданным значениям производительности ЭСФ. Если электрическое сопротивление частиц высокое, скорость газового потока высокая, это негативно скажется на производительности ЭСФ. Кроме того, тщательная гидроочистка сырья на установке сократит содержание металла в катализаторе, уменьшит содержание облагораживающего реагента (SO₃) в дымовых газах и, следовательно, снизит эффективность улавливания частиц. Производительность ЭСФ, вероятно, ухудшится с начала и до конца запуска установки. Причинами могут служить проблемы технического обслуживания, когда требуется остановить установку, и/или быстрое истирание катализатора в конце работы. Кроме того, для ЭСФ не предусматривают периоды запуска и останова, поэтому должны электрически изолироваться из-за уже описанных соображений безопасности.

Экономика

Данные предоставлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10. Экономические данные по ЭСФ, применяемые на установке

№ п/п	Мощность установки, млнт/год	Эффективность, %	Концентрация взвешенных частиц ниже по потоку, мг/Нм ³	Инвестиции (млн евро)	Эксплуатационные расходы (млн евро/год)
1	2	3	4	5	6
1	2,4	>50*	<50*	15-30	0,15**
2	1,5	-	<30	2,05***	-

* Неизменная концентрация >100 мг/Нм³ → Целевой показатель снижения концентрации <50 мг/Нм³.

** 2009: соответственно 20–40 млн долл. США (фактические капитальные расходы) и 0,2 млн долл. США [34].

*** 2008: 1,3 млрд фунтов на весь проект установки ЭСФ.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов взвешенных частиц.

Пример завода(-ов)

Из 61 объектов из выборки технической рабочей группы европейского Бюро НДТ 17 из 22 предприятий в нефтегазовой отрасли Европы используют ЭСФ на своих установках. Они также используются на многих предприятиях США.

5.7.9. Методы очистки газов от взвешенных веществ. Другие фильтры

Описание

Одним из вариантов очистки выхлопных газов регенератора являются рукавные или тканевые фильтры, а также фильтры из керамики или нержавеющей стали.

В керамических или металлокерамических фильтрах обратной продувки взвешенные вещества после улавливания осаждаются на наружной поверхности фильтрующих элементов, которые затем удаляются методом обратной импульсной продувки. Затем они удаляются из фильтровальной установки на утилизацию.

Достигнутые экологические выгоды

Применение обратной продувки и тканевых фильтров демонстрирует более высокие показатели производительности (1–10 мг/Нм³), чем циклоны и электрофильтры. Кроме того, использование керамических фильтров особенно эффективно для улавливания мельчайших частиц, не снижают производительности во время запуска и сбоев.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Использование рукавных или тканевых фильтров ограничено температурным режимом (<200-240 °С). Необходимо учитывать, что их применение влечет за собой перепад давления в фильтре.

С другой стороны, керамические фильтры обратной продувки являются высокотехнологическими системами, которые доказали свою эффективность в работе. Один из таких фильтров, установленный с середины 2004 года в качестве полнофункционального трехступенчатого фильтра на установке каталитического крекинга остаточного сырья мощностью 2100 т/сут, работал без инцидентов с момента запуска. Обратная импульсная продувка задействуется по мере постепенного увеличения перепада давления, создаваемого фильтром. Это является важным параметром мониторинга работы системы.

Система фильтров достигает устойчивого состояния перепада давления после примерно 100 циклов продувки (т. е. практически один месяц). Благодаря фильтру рабочее давление падает до достаточно низких значений, чтобы избежать неблагоприятных воздействий на работу установки остаточного сырья. Такая система фильтрации оказывает меньший вред окружающей среде, в сравнении с другими процессами фильтрации, применяемыми на установках остаточного сырья. Как показано на рисунке 5.27, концентрация взвешенных частиц, измеренная с помощью анализа мутности, всегда ниже 5 мг/Нм³ с момента ввода фильтра в эксплуатацию, а стандартная производительность фильтра составляет 1–2 мг/Нм³.

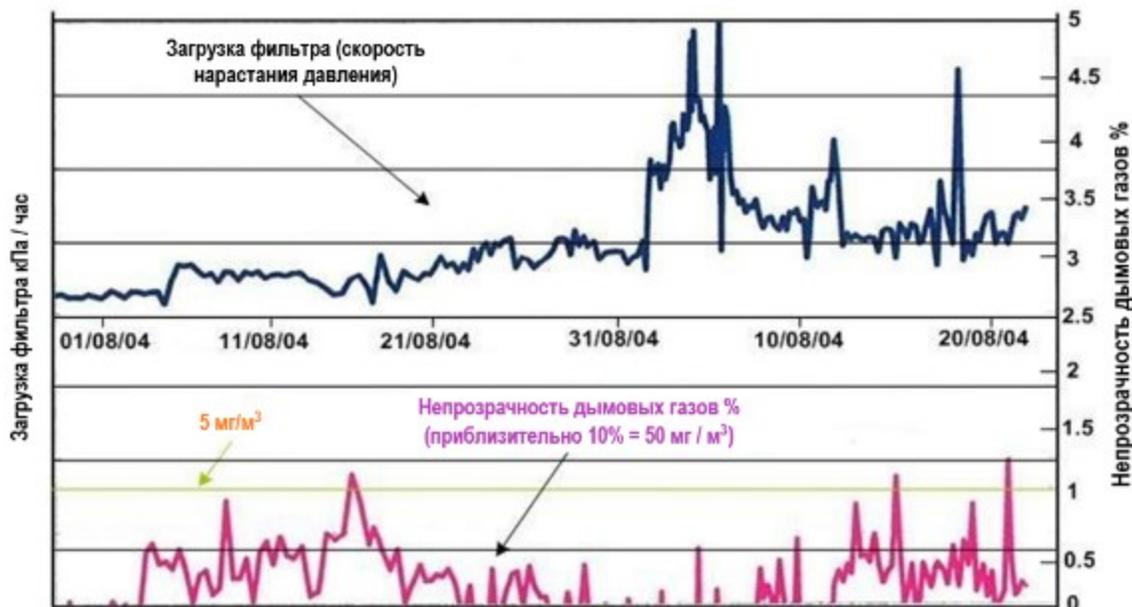


Рисунок 5.27. Производительность трехступенчатого фильтра обратной продувки из спеченного сплава на установке

Наряду с перепадом давления в фильтре, для обеспечения стабильного функционирования фильтра необходимо контролировать и другие параметры, такие как время эксплуатации и закрытия клапана, температура отходящих газов, значение сжатого давления при продувке и температура продувочного газа.

Последние данные по трехступенчатому фильтру обратной продувки (изготовленного из нержавеющей стали), работающего на установке (мощностью 1,1 млн т/год) на предприятии в г. Хайфа (Израиль), показывают, что выбросы взвешенных частиц соответствуют стандарту на эмиссии 20 мг/Нм³. Значения концентрации выбросов значительно ниже 15 мг/Нм³.

Кросс-медиа эффекты

Не было выявлено ни одного негативного воздействия, за исключением необходимости удаления или утилизации собранной пыли, что характерно для всех фильтров с сухой фильтрующей средой.

Применимость

Рукавные или тканевые фильтры переоборудовываются для подвода к циклонам третьей ступени. Однако они не подходят для использования на установке из-за перепада давления, "забивание" пылью фильтрующего элемента, их неспособность работать во внештатном режиме и необходимости в достаточном пространстве.

Керамические фильтры третьей ступени доказывают свою эффективность в очистке отходящих газов каталитического крекинга с 2004 года. Они успешно функционируют и при наличии сбоев на установке. До сих пор в литературе сообщалось о двух конкретных случаях. В первом случае сообщалось об очистке газов по направлению

потока, концентрацией до 20000 мг/Нм³ с изношенными катализаторами, работающими уже две недели, с увеличенной массовой концентрации с 250 кг/сут. до 1000–2000 кг/сут. Это позволило установке остаточного сырья продолжать придерживаться стандартам по выбросам и работать непрерывно без необходимости останова агрегата. Во втором случае речь шла о безопасной эксплуатации такого фильтра при использовании горелочных устройств для поддержания температуры в регенераторе в случае простоя и срочного ремонта. В сравнении с ЭСФ керамические фильтры функционирует значительно лучше во время запуска и выключения. Необходимо продемонстрировать максимальные затраты на оснащение регенераторов выбранных установок Европы керамическими фильтрами.

Экономика

Удельные инвестиционные затраты на керамические фильтры с обратной продувкой будут зависеть от температуры и пропускной способности потока. Стоимость фильтра третьей степени (полного потока), работающих при температурах ниже 450 °С оценивается в 80 долл.США/м³/ч. Высокотемпературные фильтры, работающие до 750 °С оцениваются в 210 долл. США/м³/ч. Стоимость высокотемпературных фильтров четвертой степени составляет около 260 долл.США/м³/ч (данные для 2009 года и согласно фактическим объемам отходящих газов) капитальные расходы на установки, мощностью 2,4 млн т/год в 2009 году оценивались в 15-20 млн евро (22-30 млн долларов США).

Эффект от внедрения

Современные керамические фильтры обратной продувки представляют наибольший интерес для применения на установке, так как образующийся объем выбросов взвешенных частиц, а также их гранулометрический состав и химические свойства, негативно отражаются на здоровье человека и окружающей среде. Этот метод позволяет проводить высокоэффективную фильтрацию выбросов взвешенных частиц катализатора, включая мелкодисперсные частицы и тяжелые металлы. Запуски и сбои фильтра не влияют на его производительность, предотвращает неблагоприятные последствия запыленности воздуха, размера частиц или скорости потока. Он хорошо переоснащается из-за своего относительно небольшого размера.

Пример завода(-ов)

Керамические фильтры третьей степени фильтрации полного потока рабочей жидкости или фильтры из нержавеющей стали эксплуатируются на трех предприятиях по миру. Около 15 керамических сепараторов частичного потока (четвертой степени) и бункерные фильтры также эксплуатируются в Западной Европе, Северной Америке и на Ближнем Востоке.

5.7.10. Методы, предотвращающие загрязнение оксидами серы. SO_x-снижающие присадки

Описание

Содержание диоксида серы в отходящем газе регенератора установки снижается введением катализатора на основе оксида металла (например, алюминий/магний, церий). Он переносит значительную часть сернистого кокса на отработанный катализаторе обратно в реактор, где выделяется в виде сероводорода. В результате крекинга реактор перенаправляет циркулируемый продукт в виде пара на систему аминовой очистки газа предприятия, следовательно, перерабатывая серу на установке производства серы.

Сокращение SOX - это трехэтапный процесс:

каталитическое окисление SO₂ до SO₃ в регенераторе;

адсорбция присадки SO₃ проводимой в регенераторе с выделением сульфата, который возвращается в реактор;

возвращение к оксиду и выделение сероводорода в газовой поток продукта для извлечения.

Разработанные в конце 1970-х годов SOX-снижающие катализаторы первоначально были разработаны на основе оксида алюминия, поэтому у них был очень короткий срок службы. Постепенно потенциал улавливания частиц SO₃ в регенераторе существенно увеличился за счет замены чистого оксида алюминия в основе связующего вещества на алюминат магния (1980-е годы: 1 моль алюминия на 2 моль магния), а затем на гидроталькит (1990-е годы: 1 моль алюминия на 3–4 моль магния). Современные катализаторы, разработанные с 2000 года, демонстрируют улучшение характеристик на 35–80 % в сравнении с первыми реагентами на гидротальките. Значение коэффициента поглощения (PUF – кг утилизированного SO₂ на кг введенной присадки) теоретически достигает до 20.

Достигнутые экологические выгоды

Количество утилизируемого SOX сильно зависит от концентрации в сырье, выделяемого в регенераторе SOX, объема используемой присадки, а также от типа и качества самой присадки. Некоторые имеющиеся данные испытаний показывают, что эффективность утилизации сильно зависит от текущей концентрации кислорода и собственной стойкости присадки к истиранию в условиях эксплуатации, преобладающих на конкретной установке.

В режиме полного сжигания эффективность утилизации, достигаемой с помощью современных присадок, как правило, составляет >60 %, в промышленном производстве скорость утилизации выбросов доходит до 95–99 %. Продуктивность систем утилизации выбросов напрямую зависит от хороших условий эксплуатации установок, в частности, серосодержащего сырья в регенераторе, улучшение параметров работы регенератора и других технологических параметров.

В режиме неполного сжигания стандартные показатели сокращения выбросов ниже, чем в режиме полного сжигания, и зачастую необходимо вводить большее количество присадки. В настоящее время разработаны специальные присадки для работы в режиме неполного сжигания, эффективность которых в два раза выше по сравнению с ранее

используемыми присадками. В настоящее время эффективность современных присадок, снижающих концентрацию SOX, как правило, составляет >50 %, в промышленном производстве скорость очистки газовых потоков доходит до 95–99 %. Эффективность сокращения выбросов также напрямую зависит от условий эксплуатации установок. В частности, от концентрации серы в сырье регенератора, изначального содержания COS, H₂S в регенераторе до попадания в котел дожигания CO и временем пребывания в регенераторе (рисунок 5.22). Тем не менее, на некоторых установках, где условия эксплуатации установок далеки от идеальных, максимально достигнутые показатели снижения концентрации SOX в газовых потоках составляют 30–35 %.

Отмечено, чем выше скорость утилизации, тем ниже коэффициент поглощения частиц.

В одном из примеров [45] сообщается о случае, когда концентрация оксида серы SOX снизилась на 85 %. Там коэффициент поглощения равнялся 18 кг утилизированного оксида серы (SOX) на кг присадки. Выбросы по остаточным продуктам составили 50 ppm по объему (0 % от O₂). Дальнейшее сокращение выбросов до уровня ниже 25 ppm по объему (0 % от O₂) снизили коэффициент поглощения до 14 кг утилизированного SOX, на кг присадки. Выбросы, концентрация которых снизилась до 25 (ppm) по объему, составили около 5 % мас./мас. от общего объема запасов катализаторов. Относительное уменьшение количества SOX с 50 до 25 (ppm) составило 31 %.

Второй случай подробно описан в серии непродолжительных испытаний №1, проведенных на установке "глубокого" неполного сжигания на установке с 7–8 моль% CO в регенераторе. Полученные результаты снижения SOX до 30–35 % при PUF>10 являются достаточно приемлемыми. Такой пример показывает, что с технической и экономической точки зрения попытка получить 50 % утилизацию SOX при ненадлежащих условиях эксплуатации установок практически невозможно. В этом случае удельные затраты достигли 10 тыс. евро/т утилизируемого SO₂ и больше, так коэффициент поглощения PUF упал до пяти, потребление электроэнергии, увеличилось, а показатели потребления пара возросли более чем на 8 %.

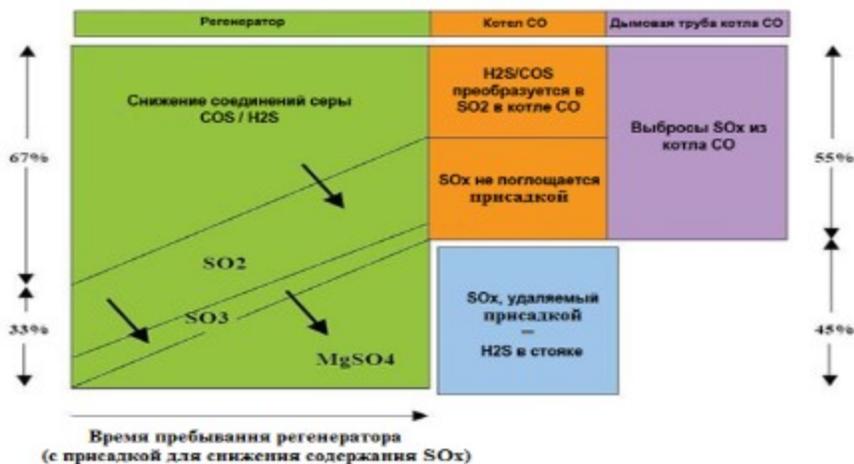


Рисунок 5.28. Графическое изображение влияния SOX-снижающих присадок на исходный профиль концентрации газа на установке неполного сжигания

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На установке, применяющего эту технологию, концентрация SO₂ в выходящем потоке составляет 1000–3000 мг/Нм³ при 3 % O₂ (в зависимости от расхода присадки и режима сжигания). На входе потока концентрация SO₂ была 4000–4500 мг/Нм³ (что соответствует содержанию серы в сырье около 2–2,5 %).

Эксплуатация установки проходит в довольно неблагоприятных условиях из-за очень редкого замещения остатков катализатора (ежедневно вводят только 0,5 % от запасов на установке), с повышением температуры в установке в среднем до 508 °С и температурой в регенераторе равной 673 °С. Два приведенных набора данных демонстрируют результаты, когда в одном случае содержания серы высокое (1,6 %) и низкое (0,5 %) (где качество выходного потока выше).

Графики на рисунках 5.29 и 5.30 показывают эффективность применения присадок с течением времени (выраженную в днях по оси X) для двух различных типов сырья (с высоким и низким содержанием серы).

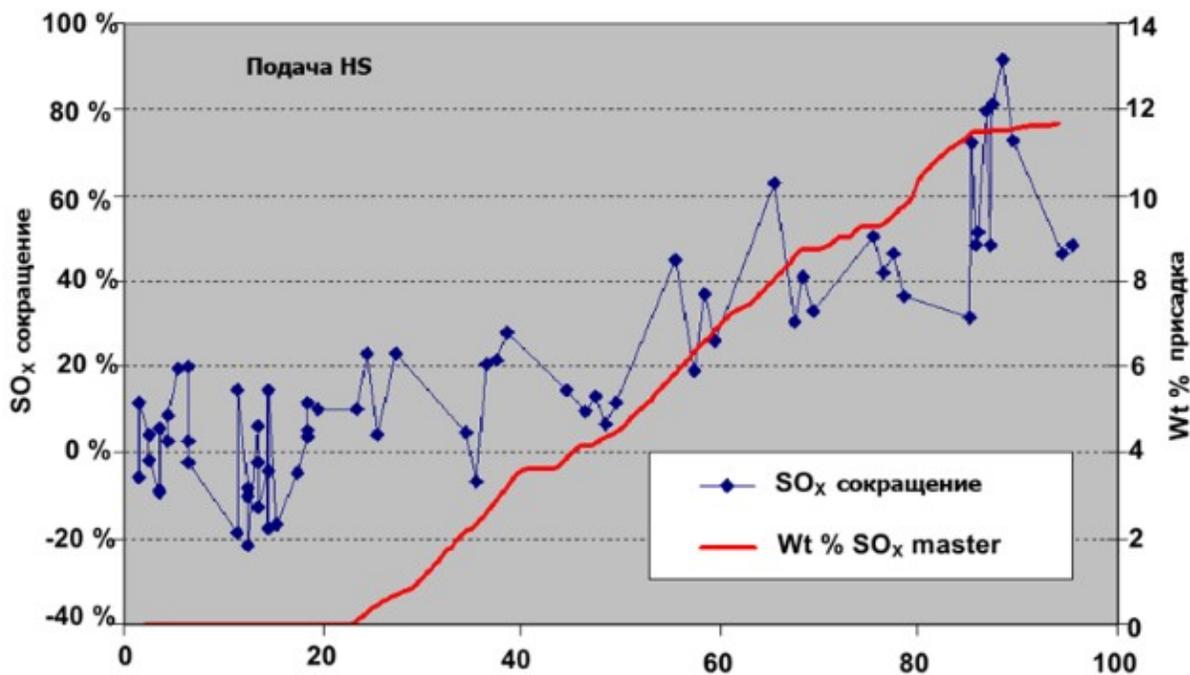


Рисунок 5.29. Эффективность SOX-снижающих присадок в переработке сырья с содержанием серы 1,6 %

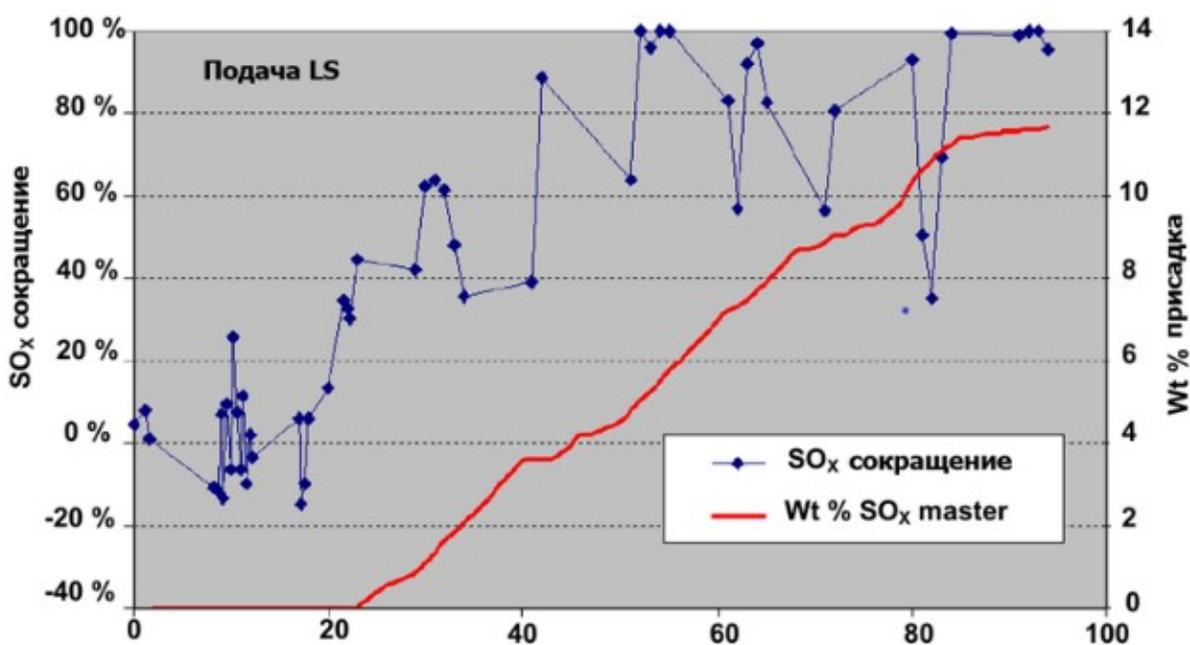


Рисунок 5.30. Эффективность SOX-снижающих присадок, если в составе сырья с 0,5 %-м содержанием серы

Результаты, показанные на рисунках 5.29 и 5.30 согласуются с данными, представленными европейским объектом, как показано на рисунке 5.31, где с 2009 года

было достигнуто 50 %-ное сокращение концентрации (средняя концентрация от 980 до 450 мг/Нм³ при 3% O₂) на 1,5 млн т/год с серой в составе 0,32-0,45 %.

Если количество присадки составляет всего 3 % от объема катализаторов, выбросы SO₂ сокращаются на 25 % и при стандартном содержании серы в 0,6-1,8 %. Способность присадок последнего поколения к утилизации SOX определяется его количеством в остатке катализатора, а не частотой введения, что свидетельствует о повышенной стабильности.

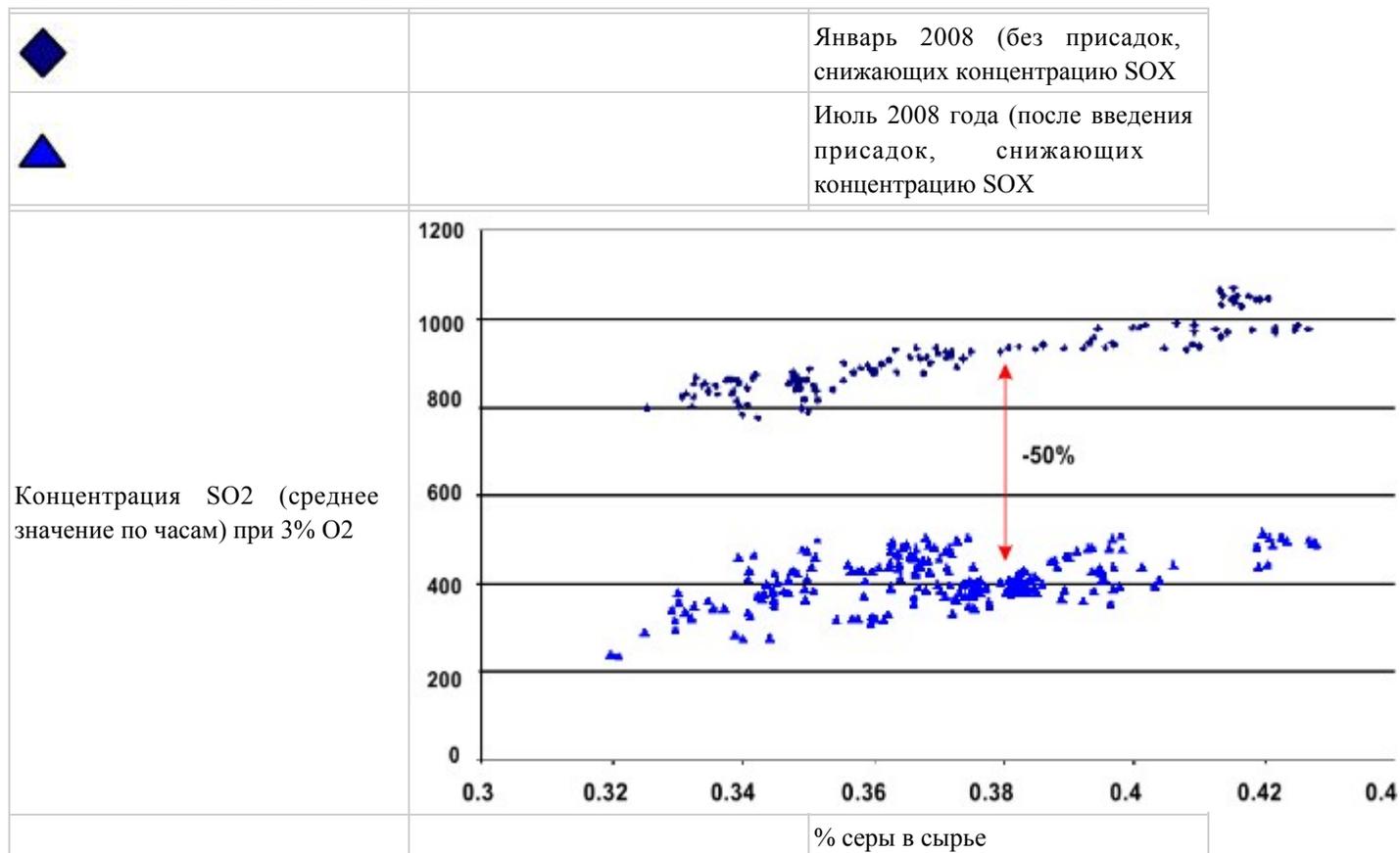


Рисунок 5.31. Снижение выбросов SO₂ с применением присадок, сокращающих концентрацию SOX

Кросс-медиа эффекты

Концентрация SOX в газовом потоке на выходе, полученная в результате использования этого метода, сильно зависит от концентрации SOX на входе, количества присадки и режима эксплуатации установки.

Применяя этот метод необходимо учитывать множество параметров установки, особенно регенератора. Метод эффективно работает в условиях полного сжигания, когда практически вся сера в дымовых газах утилизируется, а агрегаты переоснащаются в наиболее благоприятных условиях эксплуатации.

Однако это повлияет на производительность установки, а частота замены катализатора переноса увеличится. В случае подачи большого количества присадок требуется тонкая перенастройка каталитической системы.

Благодаря своей практичности этот метод показывает хорошие результаты в сочетании с другими мерами борьбы с выбросами технологических процессов.

В сочетании с мокрой очисткой газов, где присадки помогли снизить потребление энергии (например, использование насосов) и расход химических веществ (например, едкого натра). Другим примером служит предприятия на Ближнем Востоке, который перерабатывает 30000 баррелей 100 % мазута с высоким содержанием серы (2,7 %) в день (около 2 млн т/год), работающий в режиме полного сжигания, где было решено использовать такую присадку к нефтепродуктам для решения проблем с коррозией из-за высокой концентрации оксида серы SOX на входе в действующую установку очистки газов. На этом предприятии наблюдалось снижение эксплуатационных затрат на скруббер на 15 %. Это увеличило затраты на SOX-снижающую присадку, которые в будущем оправдали их.

В сочетании с высокоэффективными фильтрами эти два метода демонстрирует отличные с экономической точки зрения результаты.

Для того, чтобы располагать вариантами при выборе сырья (например, качество внешних потоков на установку), или для снижения интенсивности гидроочистки сырья в начале потока.

С другой стороны, этот применение этого метода менее эффективно на установке, работающей в режиме глубокого неполного сжигания, где температура регенератора высокая, замена катализатора нечастая или на установке, требующей очень низкие концентрации SOX в потоке на выходе. В Северной Америке катализаторы SOX-снижающую присадку предпочтительно используются в скрубберах на предприятии мощностью менее 150000 баррелей в день (8 млн т/год).

Применимость

Недостатки применения этого метода, следующие:

SOX-снижающие присадки на самом деле не являются универсальной технологией, реализуемой на всех установках, поскольку, несмотря на достигнутый в последнее время прогресс, применение их эффективно и экономически выгодно в режиме полного сжигания;

при очень высоких скоростях подачи присадок (>10-15 % от подачи свежего катализатора) снижается эксплуатационная гибкость установки, повышается риск получения некачественных нефтепродуктов на выходе;

SOX-снижающая присадка отрицательно влияет на образование NOX, CO, на взвешенные частицы, увеличивая потери катализатора из-за истирания. При ее использовании в режиме неполного сжигания это приведет к значительному увеличению расхода топлива в котле дожига угарного газа (CO) при эквивалентном значении производства пара.

Кроме того, это приведет к дополнительным выбросам и возникновению проблемных зон на установках аминовой очистки H₂S.

Экономика

Не требуется больших инвестиционных затрат: требуются лишь незначительные капитальные затраты на оборудование подачи присадки в каталитическую систему. Имеются данные, что стоимость европейского объекта, составляет 300000 евро, включая закладку фундамента, возведение, монтаж трубопроводов, повышение пропускной способности ниже по потоку нефтепродукта и получение разрешения на эмиссии в окружающую среду.

Эксплуатационные расходы зависят от установки, содержания выбросов SO₂ в начале и итоговых показателей SO₂. Стоимость европейского объекта при объеме подачи присадки в 264 кг/сут. и с функцией дополнительной утилизации отработанного катализатора в 94 т/год составляет 1,3 млн евро в год.

Потенциальные инвестиции и эксплуатационные затраты на внедрение этой технологии на двух установках на предприятии Колорадо (США) были оценены в 2005 году. Данные по 2007 год сообщают об экономии в 500 долларов США за тонну SO₂ в год, предполагая, что в результате концентрация выбросов SO₂ снизится всего на 35-50 % [22]. Эти данные подтверждаются затратами, о которых недавно сообщили другие источники из США. За 2007 год затраты на получение 25 ppm по объему при 0 % O₂ (среднегодовое значение) и 50 ppm по объему при 0 % O₂ (усредненное значение за неделю) составили 500-880 долл.США за тонну утилизированного оксида серы (SO₂).

Другая оценка затрат приведена на рисунке 5.32, основанная на опыте крупного производителя катализаторов на предприятии США. График представлен для n-ной установки мощностью в 50000 баррелей в день (около 3 млн т/год) с запасом катализатора в 150 т. Диапазон затрат отражает широкий спектр конфигураций установок с различными уровнями SOX в неочищенных отходящих газах, типами подачи присадки и условиями эксплуатации регенератора (включая полное и неполное сжигание).

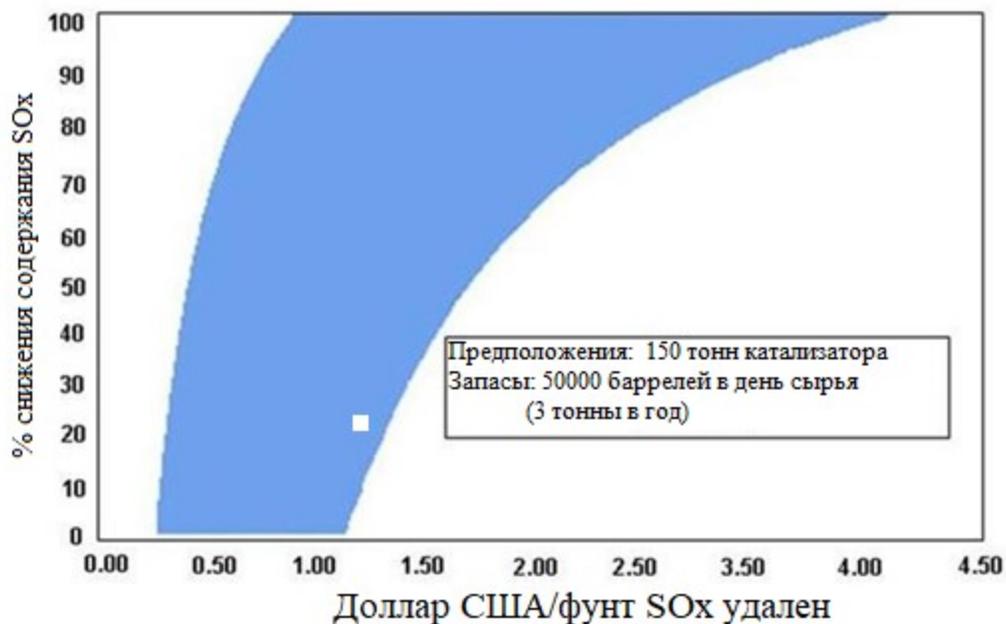


Рисунок 5.32. Удельная стоимость присадок снижения содержания SOX на тестовой установке в сравнении с целевыми показателями снижения содержания SOX

На рисунке 5.33 представлен анализ по аналогичному методу из опыта европейских специалистов по продаже катализаторов, который предлагает оценку затрат для установок, работающих в режиме полного и неполного сжигания.

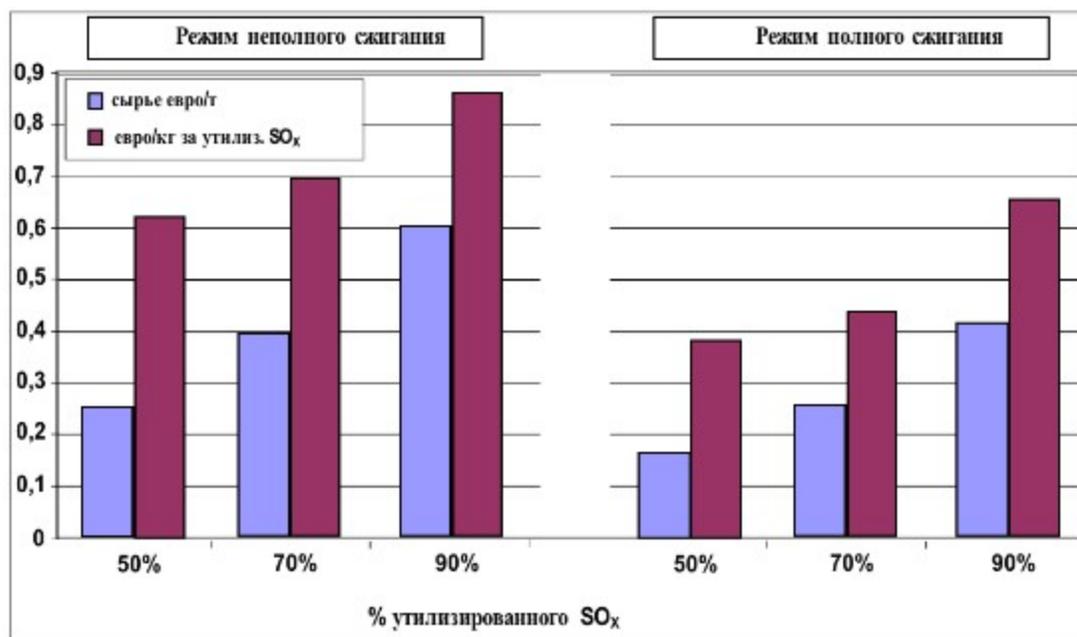


Рисунок 5.33. Экономические аспекты присадок сокращения концентрации SOX на тестовых установках - общий обзор затрат

В таблице 5.11 представлены результаты специальных испытаний по удельным затратам с целью получения сверхнизких показателей SO₂ [34].

Таблица 5.11. Производительность и удельные затраты на утилизацию SOX-снижающих присадок при постоянной работе форсуночных устройств

№ п/п		Предприятие А	Предприятие В
1	2	3	4
1	Скорость подачи нового сырья, т/сут.	2 876	6 847
2	Новое сырье (API)	24,9	28,5
3	нерегулируемое содержание SO ₂ , ppm по объему	178	326
4	регулируемое содержание SO ₂ , ppm по объему	10	7
5	Сокращение концентрации SO ₂ , %	95	98
6	Затраты на утилизацию ¹⁾ , евро/т SO ₂	780	940

1) Соответственно 0,51 и 0,61 долл.США за фунт SO₂ (данные 2009 года).

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов оксида серы.

Пример завода(-ов)

Более 60 предприятий в нефтегазовой отрасли по всему миру применяют присадки снижения концентрации SOX в катализаторе, в том числе несколько установок неполного сжигания в Германии, Японии и Южной Африке. Этот метод хорошо зарекомендовал себя в коммерческих целях.

5.7.11. Мокрая очистка газов скрубберами (Нерегенеративная очистка, Регенеративная система очистки газов, Нерегенеративные скрубберы, Регенеративные скрубберы мокрой очистки газов)

Описание

Существует несколько способов мокрой очистки газов:

деструктивная мокрая очистки газов, с адсорбентом на основе натрия или магния; насадочные, тарельчатые, форсуночные скрубберы или скруббер Вентури;

технологии, сочетающие деструктивные и регенеративные методы очистки с использованием запатентованного раствора, содержащего соду и фосфорную кислоту, или процесс CANSOLV с аминовым раствором.

Две системы Вентури были разработаны специально для применения на установках переработки нефти:

Эжекторные скрубберы Вентури (ЭСВ) очищают низконапорный поток газа, где орошаемая жидкость распыляется в поток газовой среды на входе в трубу скруббера Вентури над "сужающейся горловиной". Затем газ и жидкость проходят через горловину в условиях высокой турбулентности.

Высокоэнергетический скруббер Вентури (ВЭСВ) очищает высоконапорный поток газа, который использует кинетическую энергию дымового газа для распыления абсорбционной жидкости на капли. Этот метод требует большего перепада в давлении газа, но у него эффективность улавливания мелких взвешенных частиц выше по сравнению с эжекторными скрубберами Вентури, в частности, частиц размером 10 мкм, 2,5 мкм и 2 мкм.

Электродинамическая трубка Вентури, которая сочетает в себе методы, используемые в скрубберах Вентури, с электростатической сепарацией пыли. В системе находится распылительная колонная, а также модули фильтрации принудительной конденсации, распыления воды и сепараторы капель. Система интегрируется с регенеративным методом LABSORBTM, а также с методом LoTOXTMdeNOXSNERT впрыска озона.

Достигнутые экологические выгоды

В случае если утилизация SO₂ является первостепенной целью, тщательно спроектированный процесс мокрой очистки газов обычно обеспечивает очень высокую эффективность утилизации как SO₂, так и взвешенных частиц, принимая во внимание, что сокращение концентрации SO₃, как правило, не так высоко, как SO₂. NOX эффективно утилизируется дополнительной очистной колонной с окислением NO до NO₂. В таблице 5.12 показаны ожидаемые уровни выбросов после применения скруббера мокрой очистки.

Таблица 5.12. Основные предполагаемые значения эффективности очистки и уровней выбросов после применения скрубберов мокрой очистки

№ п/п	Параметр	Эффективность, %)	Концентрация на входе при 3 % O ₂ , мг/Нм ³	Концентрация на выходе при 3 % O ₂ , мг/Нм ³
1	2	3	4	5
1	SO ₂	95-99,9	600-10 000	<60-1602)
2	Взвешенные частицы	85 – 95	350 – 800	<30-602)
3	NOX	До 70	600	180

Примечание: Улавливание взвешенных частиц напрямую связано с конфигурацией конструкции, а перепад давления в системе сильно варьируется. Скрубберы менее эффективны при улавливании субмикронных частиц.

В случае регенеративной очистки основное дополнительное преимущество, заключается в возможности восстановления реагента, поглощающего SOX и извлечения концентрированного потока SO₂. Полученный продукт с оксидом серы перегоняется и реализуется/перерабатывается в виде жидкого SO₂, серной кислоты или элементарной серы. В связи с этим необходимо извлекать и удалять гораздо меньшее количество твердого остатка. Имеется информация, что в сравнении с нерегенеративным процессом потребление энергии ниже (см. параграфы " Эксплуатационные данные и экономические аспекты").

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Нерегенеративная очистка

В таблице 5.13 приведены данные по семи установкам США. Все они оборудованы скрубберами Вентури.

Таблица 5.13. Производительность скрубберов Вентури мокрой очистки газов.

№ п/п	Тип	Взвешенные частицы на выходе	Усредненное кол-во взвешенных частиц на выходе	Содержание взвешенных частиц в %	Концентрация SO ₂ на входе	Концентрация SO ₂ на выходе	Содержание SO ₂ в %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Режим неполного сжигания с котлом дожигания угарного газа*	35-60	47	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
2	Режим неполного сжигания с котлом дожигания угарного газа*	39-50	46	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
3	Установка полного сжигания*	48-109	74	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
4	Установка полного сжигания*	Нет данных	56	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
5	Режим неполного сжигания с котлом дожигания	43-61	56	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных

	угарного газа*						
6	Режим неполного сжигания с котлом дожигания угарного газа**	Нет данных	Нет данных	Нет данных	425	61	90
7	Режим неполного сжигания с котлом дожигания угарного газа**	Нет данных	Нет данных	93	>1800	125–160***	93

* Среднее значение в мг/Нм³ при 3 % O₂ (сухой газ), основанное на точечных измерениях.

** Среднесуточное значение в мг/Нм³ при 3% O₂ (сухой газ), основанное на системе непрерывного мониторинга выбросов эжекторного скруббера Вентури (ЭСВ).

*** Среднесуточное значение, рассчитанное из диапазона 95-го перцентиля полного набора данных.

Регенеративная система очистки газов

Система регенеративной очистки LABSORBTM работает с 2004 года на предприятии в Саннаццаро (Павия, Италия). Эта система очищает весь дымовой газ (0,18 млн Нм³/ч при 300 °С), выделяемый из установки мощностью 5500 т/сут. при концентрации SO₂ на входе >1700 мг/Нм³ (3 % O₂). Отходящий газ (с расходом 208000 Нм³/ч при температуре 67 °С) с концентрацией SO₂ от 50 до 250 мг/Нм³ (3 % O₂) очищается от SO₂ с эффективностью более 85 % в среднем за сутки. Дополнительный поток концентрированного оксида серы (SO₂) со скоростью 250 кг/ч направляется в установку извлечения серы. Производство жидких отходов составляет 1 т/ч, а твердых отходов - 19 кг/ч (по сравнению с 9 т/ч и 1000 кг/ч в случае обычного поглощения NaOH при одной и той же мощности).

Еще одна система регенеративной очистки работает с 2006 года на предприятии в Делавэр-Сити (шт. Делавэр, США). Он включает в себя скруббер предварительной очистки, регенеративный насадочный абсорбер аминовой очистки и фильтра тонкой очистки едкого натра. Он предназначен для очистки потока со скоростью 0,75 млн Нм³/ч на входе со скоростью утилизации SO₂>97 %. С момента его установки значения постоянно составляли 1-2ppm по объему SO₂ при 0 % O₂ (т.е. 3-6 мг/Нм³ при 3 % O₂).

В таблице 5.14 приведены стандартные значения производительности, достигнутые с помощью регенеративной системы очистки скруббером Wellman-Lord.

Таблица 5.14 – Стандартные значения производительности, достигнутые с помощью регенеративной системы очистки скруббером Wellman-Lord.

Метод	Эффективность сокращения выбросов SO ₂ , %	Концентрация SO ₂ на входе в мг/Нм ³ при 3 % содержании O ₂ при температуре 160-180 °С	Концентрация SO ₂ на выходе в мг/Нм ³ при 3 % содержании O ₂ при температуре 120°С
1	2	3	4
Wellman-Lord	98	2000-7000	100-700

Кросс-медиа эффекты

Нерегенеративные системы мокрой очистки газов создают вторичные проблемы необходимости утилизации водного шлама и увеличивают потребление энергии на предприятии. Очищенные сточные воды содержат сульфаты (например, Na₂SO₄). Другим недостатком является потребление большого количества дорогостоящего сырья (например, каустической соды), которое примерно пропорционально содержанию серы на входе потока. Дымовые газы повторно нагреваются для предотвращения образования дымового тумана.

Обычные последствия применения регенеративных систем заключаются в необходимости усовершенствовать установки, работающие с сероводородом (H₂S) (например, установка производства серы, установка аминоочистки) и производить побочные продукты, т.к. есть необходимость в поставке и обработке сырья.

Применимость

Скруббер мокрой очистки газов адаптируется под любые производственные нужды и признается надежным в эксплуатации. Ежедневные изменения в работе установок не влияют на производительность скруббера. Они создают низкий перепад давления и работают при низких температурах. На их производительность влияет процесс образования осадков после пяти лет цикла нормальной эксплуатации. Количество осадков зависит от катализатора, подаваемого на входе, содержания SO₂ в скруббере, качества подпиточной воды, рабочего значения pH в скруббере и степени промывки, применяемой к очищаемой суспензии. Отложения формируются из-за каталитической пыли, которая оседает в низких точках оборудования, а также из-за каплеуловителя и твердых отложений (например, солей кальция), которые осаждаются при повышении рабочего значения pH, необходимого для достижения высокой эффективности утилизации SO₂. Некоторое количество CO₂ утилизируется скрубберами мокрой очистки газов, однако в этом случае такой метод снижает способность среды растворять SO₂. Такие системы очистки, в частности, скрубберы Вентури, довольно компактны: необходимые площади на объекте варьируют от 93 м² до 465 м² для установки мощностью от 1,5 до 7,5 млн т/год.

Эта технология не применяется на установках, расположенных в районах с дефицитом воды, а также если отсутствует возможность повторной переработки побочных нефтепродуктов или их надлежащей утилизации. Требуется наличие большой площадки для реализации этой технологии.

Экономика

В таблице 5.15 приведен примерный порядок затрат на переоснащение скрубберов мокрой очистки газов.

Таблица 5.15. Затраты на переоснащение скрубберов мокрой очистки газов

Цель процесса	Мощность установки, млн т/год	Инвестиционные расходы, млн евро	Эксплуатационные расходы, млн евро/год
1	2	3	4
Сокращение концентрации SO ₂ и взвешенных частиц	2,4	17-40*	3,5-4,2*

*Соответственно, 25-60 млн долл.США и 5-6 млн долл.США в 2009 году. капитальные расходы на каждую из установок различаются и зависят от типа скрубберов и необходимости переоснащения производственно-технической базы и установок УПС, аминоочистки.

Нерегенеративные скрубберы

Сметные затраты 2003 года на установку нерегенеративных скрубберов мокрой очистки газов на шести различных предприятиях указаны в отчетах о перспективном развитии за 2009 год Окружного органа контроля за качеством воздуха Южного побережья (шт. Калифорния, США). Инвестиционные затраты покрывают все производственные и монтажные затраты в аккумуляторной зоне скруббера. Затраты не включают закладку фундамента, монтаж внешних подводов в скруббер, внешних трубопроводов и оборудования электроснабжения, которые прибавят 30–50 % к вышеуказанным затратам. Результаты оценочной стоимости приведены в таблице 5.16.

Таблица 5.16. Удельные затраты на различные нерегенеративные скрубберы мокрой очистки отходящих газов

№ п/п	Номер предприятия	Расход отходящего газа, млн Нм ³ /ч)	Капитальные вложения* (млн долл. США)	Эксплуатационные расходы (млн евро/г)
1	2	3	4	5
1	№ 1	0,04-0,16	10	0,37
2	№ 2	0,34-0,36	13,8	0,56
3	№ 3	0,16	10	0,36
4	№ 4	0,37 – 0,47	15	0,57
5	№ 5	0,20-0,23	12,23	0,39
6	№ 6	0,15	9,5	0,32

* Инвестиционные затраты покрывают затраты на проектирование, изготовление, поставку, установку всей системы, включая новую вытяжную трубу, соответствующей установки для продувки газов, а также внутренние трубопроводы и электроснабжающее оборудование для аккумуляторной зоны скруббера. Все затраты на 2003 год.

Принимая во внимание 25-летний срок службы скруббера с ежегодным приростом затрат на 4 %, этот отчет приводит данные по общей средней экономической

эффективности на шести установках, утилизирующих оксиды серы SO₂, стоимостью 24600 долл.США/т. Его концентрация на выходе равна не менее 5 (ppm) по объему, а выбросы снижены до 90 %.

Регенеративные скрубберы мокрой очистки газов

Регенеративные скрубберы мокрой очистки газов обычно обходятся дороже, чем нерегенеративные установки из-за дополнительной сложности ее эксплуатации. Один поставщик оборудования ссылается на ориентировочный коэффициент 2,4. Ежегодные эксплуатационные затраты на эксплуатацию регенеративной системы значительно ниже, т.к щелочные абсорбирующие реагенты расходуются экономнее, и затраты окупают себя за счет реализации побочных продуктов (например, элементарной серы). Ежегодные затраты ниже на 35 % от эксплуатационных затрат нерегенеративной системы. Более подробное сравнение приведено в Таблице 5.17.

Таблица 5.17. Сравнение затрат между регенеративными и нерегенеративными скрубберами мокрой очистки газов.

№ п/п	Разбивка затрат на мокрую очистку газов	Стоимость применения регенеративной системы в сравнении с нерегенеративной (%)
1	2	3
1	Капитальные расходы	240
2	Эксплуатационные затраты:	
	Электрическая мощность	35
	Пар	10
	Едкий натр	18
	Фосфорная кислота	5
	Подпиточная вода	<5
	Охлаждающая вода	<35
	Сброс и очистка воды	<5
	Утилизация твердых бытовых отходов	<5
	Персонал по эксплуатации и техническому обслуживанию	20

Более благоприятные затраты были отмечены в случае установки ENI Sannazago LABSORB, с 40 %-ной экономией общих эксплуатационных затрат по сравнению с обычной технологией мокрой очистки газов каустической содой. Они включает в себя 95 %-ную экономию подпиточной воды, поглощающей раствор и 25 %-ую экономию энергопотребления.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов оксидов серы и взвешенных частиц из отходящих газов.

Пример завода(-ов)

Этот метод широко используется в США. Система Wellman-Lord успешно применяется на электростанциях.

5.7.12. Скрубберы сухой и полусухой очистки

Описание

"Полусухой" метод сероочистки

Технология полусухого метода сероочистки с эффективностью до 95 % основана на подаче сорбента во взвешенном состоянии в специальные реакторы, устанавливаемые перед рукавными или электрофильтрами (рисунок 5.34).

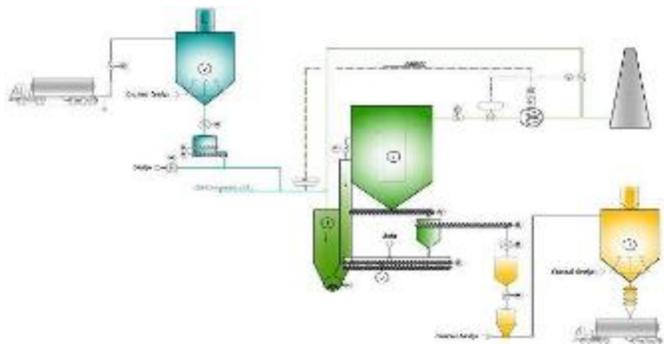


Рисунок 5.34. Принципиальная схема технологии полусухой сероочистки

Пройдя первую ступень газоочистки в циклоне (рукавном фильтре, электрофильтре) поток газов направляется в реактор (1). При этом в газовый поток из силоса (2) вводится гашеная известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в виде порошка или суспензии, в зависимости от температуры газового потока. Параллельно в реактор (1) из смесителя (3) вводится увлажненная смесь, состоящая из воды и золы, отбираемой из бункера рукавного фильтра (4). В реакторе параллельно протекают такие процессы как: кондиционирование, при котором распыленная и испаренная вода снижает температуру уходящих газов и повышает их влажность, сероочистка свежим сорбентом и сероочистка циркулирующим сорбентом. Продукты реакции в виде сухого порошка попадают в рукавный фильтр (4), где продолжается процесс десульфуризации за счет площади фильтрующего материала с осевшим на нем не прореагировавшим сорбентом. Уловленный продукт системой транспортировки частично отправляется в рецикл, а частично – в силос (5) для дальнейшей реализации. Степень рециркуляции уловленного продукта составляет 10–30 раз, что обеспечивает эффективную утилизацию извести.

Конечный продукт представляет собой летучую пыль, которая затвердевает при добавлении воды и образует смесь пыли и кальциевых соединений, которые химически связывают хлорные соединения и тяжелые металлы. Свойства конечного сухого продукта позволяют использовать его для отсыпки грунта, а также для следующих типов применения:

- засыпка шахт
- щелочное удобрение
- изолирующий материал
- полотно для строительства дорог
- строительные материалы

В состав данного технологического оборудования также входят: система пневмотранспорта, системы транспортировки уловленного продукта, накопительный бак продукта сероочистки, накопительный бак технической воды, системы автоматизации процессов, системы измерения и мониторинга.

Химические реакции характерные для полусухого метода сероочистки:



Достигнутые экологические выгоды

Снижение содержания SO₂ в дымовых газах. Эффективность утилизации серы методом полусухой очистки составляет 95 % и сухой очистки – 50 %. Эффективность метода полусухой очистки достигается с помощью применения извести при относительно высоких температурах (около 400 °С), когда Ca/S=1, или при температуре 130-140 °С, когда Ca/S=2. Большое влияние оказывает соотношение Ca/S. С таким реагентом, как гидрокарбонат натрия (NaHCO₃), скорость сокращения выбросов была бы намного выше. С известью также можно проводить обработку при температуре 900 °С в реакторе. Он должен быть достаточно большим, чтобы обеспечить соответствующее время пребывания в нем. Снижение выбросов в этом случае составляет 80 % при Ca/S=2,1 и 90 % при Ca/S=3.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Применяя этот метод, необходимо учитывать наличие других загрязнителей, таких как взвешенные частицы, соли, триоксид серы (сернистый ангидрид) и т.д.

Кросс-медиа эффекты

Осаждение твердых отходов приводит к тому, что продукты реакции не соответствуют заданным характеристикам, необходимым для реализации потребителям

Другие недостатки:

высокие перепады давления на рукавных фильтрах при использовании;

повышенное содержание пыли в газовом потоке; необходимость улавливания частиц пыли;

эксплуатационные трудности в распределении водно-теплого баланса (только распылительные сушилки);

возможно значительное падение давления на установках для улавливания пыли рукавными фильтрами

образование твердых отходов: получение одной тонны сокращения SO₂ влечет за собой образование около 2,5 тонн твердых отходов;

с помощью скрубберов сухой и полусухой очистки получают смесь CaSO₃, CaSO₄, летучей золы и извести.

Применимость

Работает при низкой температуре. Образующиеся отходы сложно использовать повторно (нет рынка сбыта гипса) и нет возможности для захоронения на полигоне.

Экономика

Метод сухой очистки является относительно недорогим решением. Стоимость сырья для этих процессов невысокая. Капитальные и эксплуатационные затраты, как правило, ниже, чем при мокрой очистке газов. Инвестиционные затраты составляют около 15–20 млн евро, а эксплуатационные затраты – около 2–3 млн евро в год (стоимость окиси кальция + утилизация полигонных отходов).

5.7.13. Сокращение летучих выбросов

Описание

Установки улавливания паров (VRU) - это установки, предназначенные для снижения выбросов летучих органических соединений (ЛОС) во время погрузочно-разгрузочных операций. Улавливание паров также может использоваться для снижения выбросов из резервуаров со стационарной крышей, в которых хранятся летучие продукты, которые не имеют внутренних плавающих крыш. Поскольку сокращение выбросов ЛОС с помощью VRU является лишь одним аспектом общего контроля. В дополнение к VRU требуется система сбора пара, а также другое оборудование: паропроводы, устройства защиты от детонации, контрольно-измерительные приборы и, возможно, дожимные нагнетатели, а также резервуары для удерживания пара.

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы от различных систем напрямую связаны с эффективностью борьбы с загрязнением и могут составлять всего 10 мг/Нм³ (без метана). При эффективности борьбы с выбросами 99,9 % для автомобильного бензина могут быть достигнуты концентрации 150 мг/Нм³ (без метана), как показано в таблице 5.96.

Достижимое сокращение выбросов будет зависеть от используемых методов, а также от состава и концентрации ЛОС в подаваемом потоке пара. Например, поток паров бензина может иметь концентрацию неметановых летучих органических соединений (НМЛОС) 1500 г/Нм³. Для достижения концентрации в вентиляционном канале 150 мг/Нм³ требуется эффективность снижения выбросов 99,99 %.

Кросс-медиа эффекты

Эффекты связаны с потреблением энергии, особенно для двухступенчатых агрегатов (для охлаждения, откачки, нагрева, вакуума); образованием отходов (замена адсорбента / мембраны); и образованием сточных вод (т.е. конденсаты от паровой регенерации адсорбента, оттаявшая вода от конденсационных установок). Там, где могут образоваться взрывоопасные смеси, важно принять меры предосторожности, чтобы ограничить риск воспламенения и распространения воспламенения таблица 5.18.

Таблица 5.18. Сопутствующие эффекты, связанные с методами VRU

--	--	--

№ п/п	Техника VRU	Сопутствующие эффекты
1	2	3
1	Адсорбция	Адсорбент требует замены - срок службы угля обычно превышает 10 лет.
2	Абсорбция	Сточные воды могут образовываться и требуют соответствующей очистки. Регенерация абсорбента более чем вдвое увеличивает инвестиционные затраты и затраты на электроэнергию. Единственные отходы - это отработанная жидкость, которую необходимо заменять один раз в много лет.
3	Мембранная сепарация	Требуется двойной комплект паровоздушного оборудования - компрессор и вакуумный насос. Возможность более высокого потребления энергии, чем для адсорбции.
4	Конденсация	Создает поток загрязненной воды от размораживания. Системы охлаждения могут привести к потерям хладагента и высокому потреблению энергии. Для криогенных установок производство жидкого азота энергоемко.
5	Гибридные (двухступенчатые) системы	Крупные потребители энергии

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов ЛОС.

5.7.14. Техника извлечения углеводородов методом низкотемпературной конденсации или низкотемпературной конденсации и ректификации

Описание

НДТ является техника извлечения углеводородов C3+ низкотемпературной конденсацией (НТК) углеводородного сырья (сырьевого природного газа) при

температурах до -120°C (температура на выходе из турбодетандера) и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз.

Продукцией являются: газ горючий природный, газы углеводородные сжиженные (пропан, бутан).

Использование внешних холодильных циклов позволило достичь степени извлечения этана до 87%, пропана - до 99%, бутана и высших - до 100%.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

5.7.15. Техники сорбционного отбензинивания газов

Описание

НДТ являются технологии сорбционного отбензинивания газов с возможностью применения: установки низкотемпературной абсорбции тяжелых углеводородных компонентов; установки деэтанзации; криогенной установки глубокой переработки сухого отбензиненного газа.

Абсорбционное отбензинивание газов, является технологией отбензинивания углеводородных компонентов на основе низкотемпературной сепарации, которая осуществляется при температуре в абсорбере на уровне от минус 20°C до минус 60°C (минимально до минус 100°C).

Адсорбционное отбензинивание газов. Существует необходимость отбензинивания больших потоков газа с малым содержанием извлекаемых углеводородов ($1 - 20 \text{ г/м}^3$). Для отбензинивания таких газов применяется адсорбционный процесс, к настоящему времени модифицированный в короткоцикловую адсорбцию (КЦА), при осуществлении которой одновременно с углеводородами извлекается и вода.

Достигаемые экологические преимущества

Применяя эту технологию, можно достичь показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сорбционном отбензинивании газов на установках низкотемпературной абсорбции, короткоцикловой адсорбции, установках деэтанзации, криогенной установке глубокой переработки сухого отбензиненного газа (таблица 5.19).

Таблица 5.19. Технологические показатели при сорбционном отбензинивании газов

Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции в год
1	2

Оксиды азота (в пересчете на NO ₂)	≤0,1
Монооксид углерода (CO)	≤0,2
Метан (CH ₄)	≤1,4
Углеводороды предельные (C ₁ - C ₅) (исключая метан)	≤0,02

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

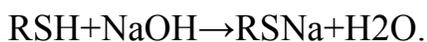
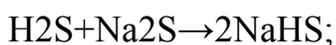
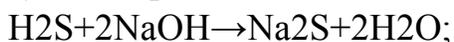
5.7.16. Техники сорбционного отбензинивания газов

Техническое описание

НДТ является технология переработки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и очистки ШФЛУ от сернистых соединений.

Концентрация сернистых соединений (сероводорода, меркаптанов, сероуглерода и др.) ШФЛУ, получаемых при отбензинивании сернистых газов и стабилизации сернистых газовых конденсатов, как правило, выше допустимого уровня, устанавливаемого нормативными требованиями.

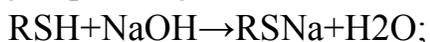
Очистка от сероводорода и меркаптанов (тиолов) раствором NaOH протекает по следующим реакциям:



При этом происходит также извлечение из газа диоксида углерода за счет реакций:



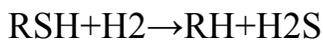
Для практически полного удаления из СУГ и ШФЛУ меркаптанов используют демеркаптанизацию на катализаторах, содержащих хелатные соединения металлов VI группы в растворе гидроксида натрия (процесс "Мерокс"). Меркаптаны переводят в дисульфиды путем каталитического окисления в щелочной среде на основе реакций:



Дисульфиды применяются в различных отраслях промышленности. Дисульфиды щелочных металлов, аммония и кальция являются инсектофунгицидами. Дисульфиды аммония, калия и натрия используются для сульфирования и воронения поверхности

стальных и чугунных изделий с целью придания им коррозионной стойкости. А с помощью смеси дисульфидов натрия и калия (серная печень) в кожевенной промышленности снимают волос со шкур. Действие растворов серной печени связано не только с их высокой щелочностью, но и с окислительными свойствами.

Процесс гидроочистки позволяет удалить из газоконденсатов все классы сернистых соединений, а также другие гетероатомные соединения - азот- и кислородсодержащие. В основе процесса - перевод всех сернистых соединений, растворенных в конденсате, в сероводород:



В качестве катализаторов используют алюмокобальтмолибденовые и алюмоникельмолибденовые, иногда в последний добавляют для прочности 5–7 % диоксида кремния.

Процесс проводят при температуре 310 – 370 °С, давлении 2,7–4,7 МПа, режимные показатели подбирают в зависимости от используемого катализатора и сырья.

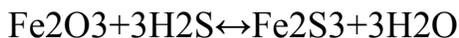
Адсорбционная очистка от сернистых соединений проводится с помощью природных и синтетических твердых сорбентов: бокситов, оксида алюминия, силикагелей, цеолитов и др.

При проведении адсорбции при повышенных температурах 300 - 400°С протекают адсорбционно-каталитические процессы, приводящие к разложению сероорганических соединений или переводу их в неактивные формы. Адсорбционную очистку целесообразно применять при небольшом содержании серы - до 0,2 % масс.

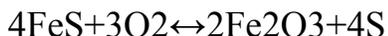
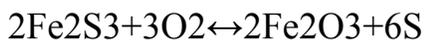
Наряду с несомненными достоинствами адсорбционного метода - мягкие условия технологического процесса (низкая температура и небольшое давление), простота аппаратного оформления - он обладает и существенными недостатками. Многие адсорбенты, в том числе и цеолиты, особенно импортные, все еще являются достаточно дорогими и дефицитными. Низкая адсорбционная емкость адсорбентов требует применения больших их количеств с частой регенерацией. После нескольких циклов регенерации адсорбенты частично закоксовываются и подвергаются механическому разрушению. Это вызывает необходимость в периодической полной замене адсорбентов. Поэтому применение метода адсорбционной очистки ограничено достаточно узкой областью - очисткой легких углеводородов с низкой концентрацией сернистых соединений (до 0,2 % масс).

Помимо традиционных адсорбентов, в последние годы разрабатывают поглотители на основе оксидов молибдена, теллура, марганца и карбонатов щелочных металлов, которые осуществляют не только физическую адсорбцию, но и хемосорбцию.

Оксиды цинка, железа, меди относятся к наиболее распространенным твердым хемосорбентам. При использовании оксидов железа (наиболее старый способ) протекают реакции:

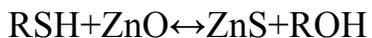
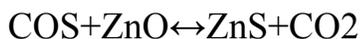


Регенерация сорбента проводится воздухом по реакциям:



В зависимости от количества подаваемого на регенерацию воздуха можно получать как элементарную серу, так и оксиды серы. Метод характеризуется дешевизной, возможностью регенерации хемосорбента, но существенным его недостатком является низкая степень очистки от сероводорода (до 10 мг/м³) и невозможность использования образующейся серы.

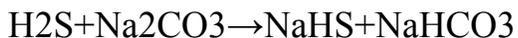
При очистке с помощью оксидов цинка протекают реакции не только с сероводородом, но и с другими сернистыми соединениями:



Температура процесса 350 – 400 °С, а сероёмкость сорбента достигает 30 %. Остаточное содержание серы в газе до 1 мг/м³. Процесс достаточно универсальный, широко используется в промышленности, однако при этом сам хемосорбент не подлежит регенерации. При очистке с помощью оксидов меди процесс протекает с большой скоростью, но хемосорбент также не подлежит регенерации.

Широкое распространение получила хемосорбционно-каталитическая система. На первой стадии проводят каталитическое гидрирование сероорганических соединений до углеводородов и сероводорода, а далее - хемосорбцию сероводорода поглотителями (оксидами цинка, железа или меди). В России разработан низкотемпературный хемосорбент ГИАП-10-2 на основе оксида цинка с активирующей добавкой оксида меди.

Близкий к этому - железо-содовый метод. Основан на использовании в качестве поглотительного раствора взвеси гидроксида двух- и трехвалентного железа



Регенерацию поглотительного раствора осуществляют пропуская через него воздух. При этом около 70 % сероводорода переводится в элементарную серу, а 30 % - окисляется до тиосульфата натрия.

Экстракционная очистка основана на использовании экстрагентов, селективно извлекающих из газоконденсатов сернистые соединения. В качестве экстрагентов предложены водные растворы этаноламинов, диметилформамид, диэтиленгликоль, диметилсульфоксид и др.

Однако ни один из применяемых в настоящее время экстрагентов не удовлетворяет всем необходимым требованиям - высокая растворяющая способность по отношению к сернистым соединениям, большая плотность, низкая вязкость, доступность и дешевизна, отсутствие токсичности и коррозионных свойств.

Достижимые экологические преимущества

Применяя эту технологию, можно достичь показателей выбросов ЗВ в атмосферный воздух при переработке ШФЛУ и очистки ШФЛУ от сернистых соединений, приведенных в таблице 5.20.

Таблица 5.20. Технологические показатели очистки ШФЛУ от сернистых соединений

№ п/п	Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции в год
1	2	3
1	Метан (СН ₄)	≤0,1
2	Углеводороды предельные (С1-С5) (исключая метан)	≤0,2

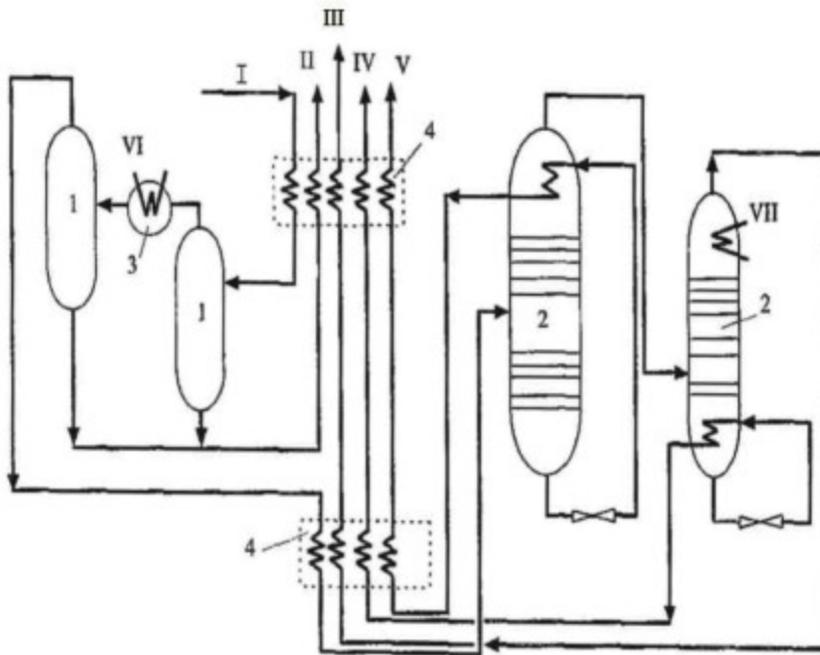
5.7.19. Технология выделения гелия из природного газа

Несмотря на то, что известно несколько способов получения гелия из природного газа (абсорбцией фторсодержащими соединениями; гидратообразованием; криогенными методами; мембранной технологией), промышленное распространение получили только криогенные методы.

Криогенные способы получения гелия основаны на последовательной конденсации компонентов природного газа при понижении температуры. На криогенных установках получают гелий-сырец или гелиевый концентрат с содержанием гелия не менее 80 % об., который для получения высокочистого гелия (до 99,995 % об.) подвергают дополнительной очистке.

Существует два варианта технологических схем криогенных установок.

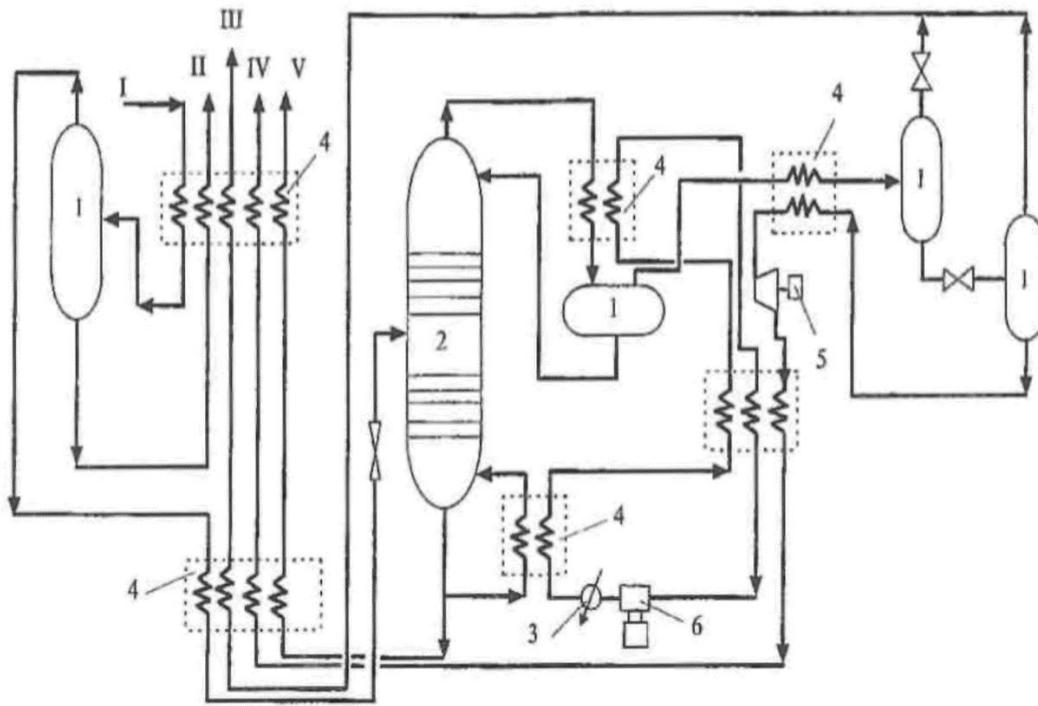
По варианту I (рисунок 5.35) природный газ под давлением 2,0 МПа охлаждается в рекуперативных теплообменниках до -28 °С и аммиаком (при давлении ниже атмосферного) до -45 °С, затем дросселируется до 1,2 МПа и поступает в колонну. В ней от газа отделяется в основном метан с примесью азота V, а сверху уходит газ с содержанием гелия около 3 % об. Этот газ еще раз конденсируется (кипящим при 0,4 МПа азотом) во второй колонне, с верха которой уходит гелиевый концентрат III, содержащий до 80–90 % гелия. Верх первой колонны охлаждается ее же кубовой жидкостью, дросселированной до давления 0,15 МПа.



1 – сепараторы; 2 – колонны; 3 – холодильник; 4 – рекуперативные теплообменники
 I – природный газ; II – жидкие углеводороды; III – гелиевый концентрат; IV – концентрат азота;
 V – сухой газ (метан-азотная смесь); VI – аммиак; VII – кипящий азот

Рисунок 5.35. Технологическая схема получения гелиевого концентрата (вар. I)

По варианту II (рисунок 5.36) очищенный и осушенный газ I под давлением 3,2 МПа охлаждается вначале пропаном, затем в двух рекуперативных теплообменниках (с промежуточной сепарацией) - до $-104\text{ }^{\circ}\text{C}$ и после дросселирования с температурой $-153\text{ }^{\circ}\text{C}$ подается в колонну. С низа этой колонны отводится в основном метан. Верх колонны охлаждается за счет рекуперации холода, отчего в ней поддерживается температура $-191\text{ }^{\circ}\text{C}$, при которой сверху отводится смесь гелия и азота. Эта смесь затем доохлаждается в двух рекуперативных теплообменниках 4 и в двух сепараторах 1 разделяется на концентрат гелия (85 %) и концентрат азота (99,5 %). Последний, расширяясь в турбодетандере 5, охлаждает верх колонны и отводится как продукт. По такому варианту извлекается около 85–96 % гелия от его исходного содержания в газе (по варианту I степень извлечения ниже - не превышает 85 %). Охлаждение смеси гелия и азота в теплообменниках 4 обеспечивается холодильным циклом, включающим компрессор 6 и холодильник 3.



1 – сепараторы; 2 – колонны; 3 – холодильник; 4 – рекуперативные теплообменники;
 5 – турбодетандер; 6 – компрессор,
 I – природный газ; II – жидкие углеводороды; III – гелиевый концентрат; IV – концентрат азота; V – сухой газ (метан-азотная смесь)

Рисунок 5.36. Технологическая схема получения гелиевого концентрата (вар. II)

Принципиальная технологическая схема процесса одновременного извлечения гелия, этана и широкой фракции углеводородов из бедного гелиеносного газа приведена на рисунке 5.31.

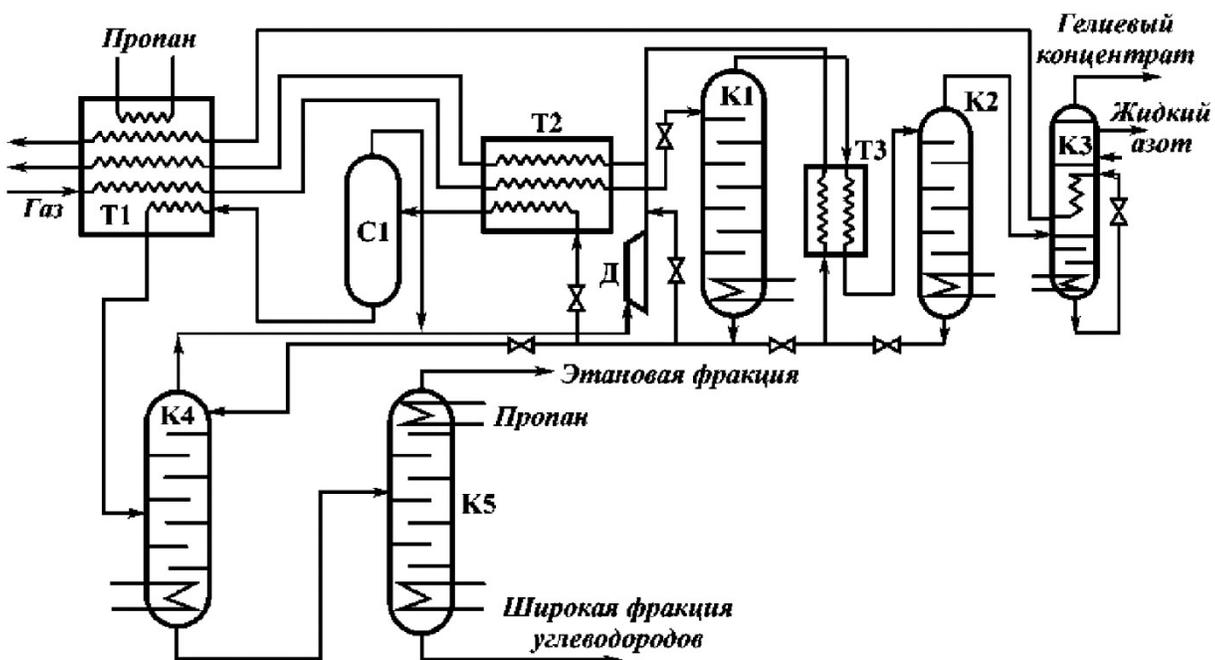


Рисунок 5.37. Принципиальная технологическая схема установки выделения гелиевого концентрата, этана и широкой фракции углеводородов из природного газа

В установку низкотемпературного газоразделения поступает природный газ, очищенный от H_2S , CO_2 и осушенный под давлением 5 МПа. Схема включает две ступени прямоточной конденсации с отпаркой растворенного гелия в отпарных колоннах, заполненных насадкой из колец Палля и двух ступеней противоточной конденсации. Этан и широкая фракция углеводородов извлекаются из обратного потока газа после извлечения из него гелия. Установка может работать как в режиме получения только гелия, так и в режиме одновременного получения гелия, этана и ШФЛУ.

Основное количество холода, обеспечивающее извлечение гелия, получают при дросселировании большей части обратного потока газа до 3,8 - 3,6 МПа, 20% - до 1,8 - 1,6 МПа, 1,5% обратного потока дросселируется до давления 0,3 МПа.

При одновременном извлечении гелия, этана и ШФЛУ дополнительный холод получают детандированием обратного потока газа с 3,8 - 3,6 МПа до 1,8 - 1,6 МПа. В этом случае весь обратный поток выходит с установки под давлением 1,5 МПа, дожимается в компрессорах до исходного давления и поступает в газопровод для транспортирования.

Технологическая схема включает пропановые холодильные установки. Пропаном, кипящим при изотерме $-36\text{ }^\circ\text{C}$, производят предварительное охлаждение газа. Пропаном, кипящим при $-5\text{ }^\circ\text{C}$, конденсируют флегму в дефлегматоре деэтанизатора.

Азотный холодильный цикл обеспечивает холодом вторую ступень противоточной конденсации, а также установку очистки гелиевого концентрата от примесей.

В витых многопоточных теплообменниках Т1 и Т2 природный газ при давлении 4,5 МПа охлаждается, конденсируется и переохлаждается. После дросселирования до 4 МПа при температуре минус $93\text{ }^\circ\text{C}$ в состоянии насыщенной жидкости поток подается на верх отпарной колонны К1. В куб колонны К1 подводится теплота для отпарки растворенного гелия. В качестве теплоносителя используется поток охлаждаемого природного газа. Количество газа, отпаренного в колонне К1, составляет 10 % от поступающего потока. Содержание гелия в жидкости, выходящей из куба колонны, составляет $<0,001\%$. Температура верха и низа колонны $-93\text{ }^\circ\text{C}$ и $-91\text{ }^\circ\text{C}$ соответственно. В колонне К1 происходит десятикратное обогащение гелием выходящего сверху колонны газа.

Основное количество этана, содержащегося в газе, концентрируется в кубовой жидкости колонны К1, которая поступает на разделение в узел деэтанизации. Часть кубовой жидкости дросселируется до 3,8 МПа, проходит теплообменник Т2 и поступает в сепаратор С1. Конденсат, выделенный в сепараторе С1, подогревается в

теплообменнике Т1 и подается в деметанизатор К3 при температуре минус 40 °С в качестве питания. Другая часть кубовой жидкости колонны К1 дросселируется до 3,8 МПа и подается в деметанизатор К3 в качестве орошения при температуре -93 °С.

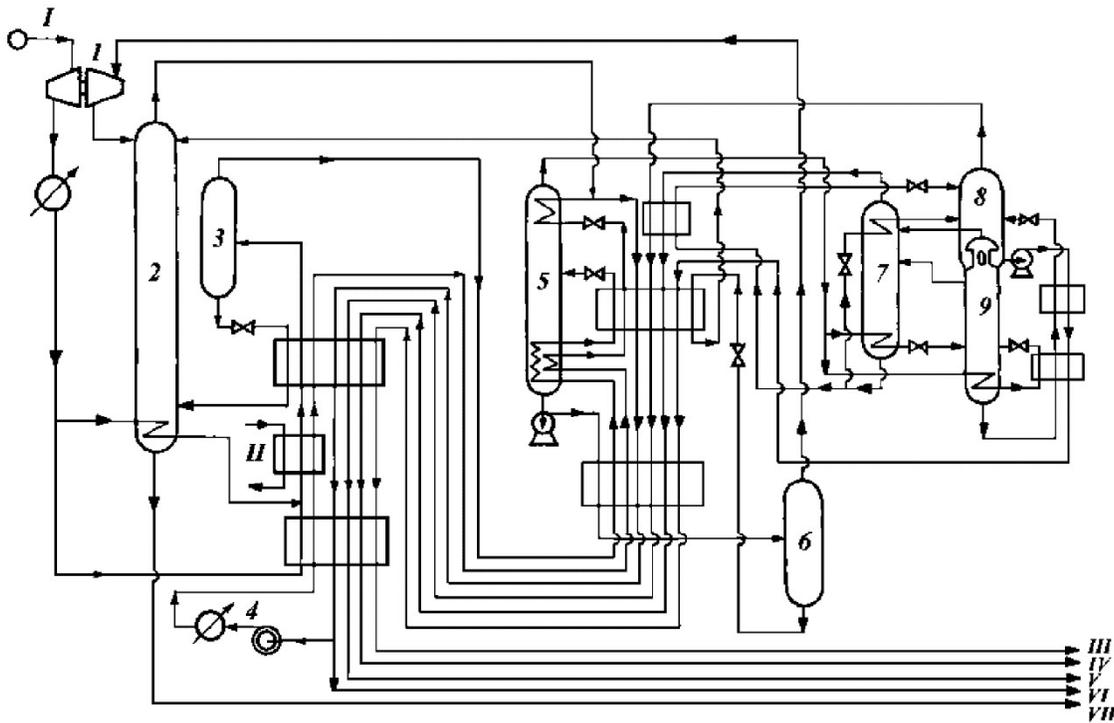
Пар из колонны К1 охлаждается и конденсируется в прямоточном теплообменнике Т3, а затем подается при давлении 3,9 МПа и температуре -108°С в отпарную колонну К2. В качестве теплоносителя в кубе колонны К2 используется природный газ. Отпарка в колонне К2 составляет около 10 % от поступающего потока. Содержание гелия в кубовой жидкости колонны К2 составляет <0,001 %. Концентрация гелия, выходящего из верхней части колонны К2, в 100 раз выше его концентрации в исходном газе. Температура верха колонны К2 -107 °С; температура куба -103 °С. Кубовая жидкость колонны К2, содержащая около 15 % азота, 85 % метана и незначительное количество более тяжелых углеводородов, дросселируется до 18 МПа и поступает в качестве хладагента в прямоточный конденсатор Т3. Пар, выходящий из колонны К2 и содержащий 5,5 % гелия, дросселируется до давления 1,8 МПа и поступает для дальнейшего обогащения в колонну К3. Колонна К3 состоит из противоточного конденсатора, насадочной и кубовой части. Противоточный конденсатор имеет две ступени. В первой ступени хладагентом является кубовая жидкость колонны К3, содержащая около 30 % азота и 70 % метана, сдросселированная до 0,3 МПа. Во второй ступени противоточного конденсатора хладагентом является жидкий азот, кипящий при температуре -194 °С. Из верхней части колонны К3 выходит гелиевый концентрат, содержащий 85 – 90 % гелия, который направляется затем на очистку от примесей.

В колонну К4 на деметанизацию поступает поток, составляющий около 30 % от исходного количества газа. Давление в колонне - 3,6 МПа. Соотношение потоков, подаваемых в качестве орошения и питания - 1:1. Извлечение этана с нижним продуктом составляет около 85 %. Теплоносителями в кипятыльнике колонны К4 являются водяной пар и широкая фракция углеводородов, отводимая из куба деэтанатора К5.

Метановая фракция, выходящая из верхней части деметанизатора К4, объединяется с паром, выходящим из сепаратора С1, и поступает в детандер Д, где расширяется до 1,8 МПа. С температурой -103 °С поток поступает в качестве хладагента в конденсатор Т2, а затем в теплообменник Т1.

Деметанизованная в колонне К4 смесь углеводородов поступает затем в деэтанатор К5, работающий при давлении 3 МПа. Деэтанатор оснащен дефлегматором и кипятыльником. Теплоноситель в кипятыльнике - водяной пар. Сверху колонны отбирается этановая фракция с содержанием 95 % этана, а снизу - широкая фракция углеводородов, содержащая около 60 % пропана.

На рисунке 5.38 представлена технологическая схема извлечения из природного газа гелия с одновременным выделением фракции С2+ и азота.



I – очищенный газ (сырье); II – пропановый хладагент; III – топливный газ; IV – сырой гелий;
V – азот; VI – товарный газ; VII – фракция C₂₊

Рисунок 5.38. Технологическая схема установки извлечения из природного газа гелия с одновременным выделением фракции C₂₊ и азота

Предварительно очищенный природный газ сжимается в компрессоре 1 с приводом от турбодетандера до 5 МПа и охлаждается до 230 К обратными потоками газа и пропаном. Конденсирующиеся углеводороды отделяются в сепараторе 3, подогреваются и подаются в метановую колонну 2, работающую под давлением 0,9 МПа. Газ, уходящий из сепаратора 3, после охлаждения и конденсации подается в колонну обогащения азота 5, работающую под давлением 3,1 МПа. Жидкий продукт с низа этой колонны подается насосом под давлением 4 МПа в теплообменник, где частично испаряется и поступает в сепаратор 6, установленный на всасывающей линии турбодетандера. Жидкие продукты из сепаратора 6 после подогрева поступают в метановую колонну для выделения из них фракции C₂₊. Пары из сепаратора расширяются в турбодетандере и поступают в метановую колонну. При этом образующаяся при расширении газа жидкость служит орошением колонны. Продукт с низа метановой колонны (фракция C₂₊) уходит с установки при давлении 0,9 МПа. Продукт с верха метановой колонны нагревается и отводится с установки при давлении 0,8 МПа, как товарный газ.

Газ из колонны обогащения азота 5 охлаждают и подают в колонну высокого давления 9 (2,7 МПа). С верха этой колонны уходит газ, обогащенный гелием, и жидкий азот с растворенным в нем гелием, которые поступают в гелиевую колонну 7 (2,7 МПа).

Продукт с низа колонны высокого давления поступает в колонну низкого давления 8 (0,2 МПа). В этой колонне выделяется чистый газообразный азот и жидкая смесь азота и метана. Продукт с низа колонны сжимается до 0,9 МПа и после испарения выводится с установки в качестве топливного газа. Для орошения колонны обогащения азота используется система открытой циркуляции товарного газа 4.

Полученный на криогенных установках гелиевый концентрат подвергают глубокой очистке с использованием еще более глубокого охлаждения. Очистка направлена на удаление из концентрата примесей водорода, азота, метана и др., обычно состоит из четырех стадий:

1) очистка концентрата от примесей водорода его окислением с помощью активного оксида меди (70 % оксида меди, 1 % оксида железа и 20 % каолина) на палладиевом или платиновом катализаторе;

2) глубокая осушка от влаги, образовавшейся при окислении водорода, адсорбцией на молекулярных ситах-цеолитах или оксиде алюминия;

3) сжатие концентрата до 15–20 МПа и охлаждение до -207 °С с последующим его дросселированием и сепарацией в одну или две ступени для удаления остатков азота. Концентрат после этой стадии содержит гелий в количестве 99,5 % об.;

4) адсорбционная доочистка концентрата на активированных углях, охлаждаемых жидким азотом. После этой стадии получают товарный гелий концентрацией 99,98% об.

Товарный гелий хранят в сжатом или сжиженном виде. Сжатый гелий находится в газовых баллонах под давлением до 15 МПа.

Для перевода товарного гелия в жидкое состояние его сначала охлаждают жидким азотом, затем направляют последовательно в турбодетандер и парожидкостной турбодетандер (или дросселируют). В результате этих процессов гелий частично переходит в жидкую фазу, и его доочищают в адсорберах, размещенных в агрегатах охлаждения, от примесей воздуха и неона.

Полученный жидкий гелий заливают в сосуды Дьюара различной вместимости, а большие количества - в криогенные хранилища.

Достижимые экологические преимущества

Применяя технологию производства гелия из природного газа, можно достичь показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, приведенных в таблице 5.20.

Таблица 5.21. Технологические показатели при выделении гелия из природного газа

№ п/п	Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции в год
1	2	3
1	Оксиды азота (в пересчете на NO ₂)	≤0,005
2	Монооксид углерода (CO)	≤0,004

5.7.17. Техника выделения гелия из природного газа

Описание

Получение гелиевого концентрата возможно четырьмя способами - криогенным, абсорбционным, путем гидратообразования и диффузией через пористые мембраны. Из этих способов в России только первый получил промышленное применение, а остальные по ряду причин не вышли за рамки опытно-промышленных или исследовательских работ.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

5.7.18. Технология ректификационного разделения широкой фракции легких углеводородов (газофракционирующие установки)

Описание

Для разделения газовых смесей на индивидуальные компоненты или углеводородные фракции используется метод ректификации. Ректификация - это процесс разделения бинарных или многокомпонентных смесей за счет противоточного массо- и теплообмена между паром и жидкостью. Процесс осуществляется путем противоточного многоступенчатого (колонны тарельчатого типа) или непрерывного (насадочные колонны) контактирования восходящих по колонне паров и нисходящей жидкости.

Аппаратурно-технологическое оформление ГФУ определяется характеристиками поступающего сырья (состав и давление), ассортиментом и качеством получаемой продукции.

Основными факторами, влияющими на эффективность процесса ректификации газовых смесей, являются давление, температура, количество тарелок в колонне и их КПД, скорость паров и флегмовое число.

С увеличением КПД тарелок, их количества и флегмового числа четкость ректификации газовых смесей возрастает, при этом для минимизации эксплуатационных затрат для получения одной и той же четкости ректификации целесообразно увеличивать число тарелок, уменьшая флегмовое число. Флегмовые числа в колоннах для разделения газовых смесей колеблются от 0,5 до 20 - 25, а число реальных тарелок - от 60 до 180 штук. Число тарелок и флегмовое число в колонне тем

больше, чем более близкокипящие компоненты в ней разделяют; КПД тарелок изменяется в широких пределах в зависимости от типа тарелки и режима работы колонны.

Достижимые экологические преимущества

При ректификационном разделении ШФЛУ на ГФУ с использованием пара в качестве обогревающего агента можно достичь показателей потребления энергетических ресурсов, показателей норм расхода материально-технических ресурсов и выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, приведенных в таблице 5.22.

Таблица 5.22. Показатели потребления энергетических ресурсов, показатели норм расхода материально-технических ресурсов и выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух технологии разделения ШФЛУ на ГФУ и дополнительной азеотропной осушки пропана (АОП)

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	ГФУ	АОП
1	2	3	4	5
1	Электроэнергия, не более	кВтч/1000 м3	10	2,3
2	Тепловая энергия, не более	Гкал/1000 м3	0,50	0,70
3	Расход сырья на вырабатываемую продукцию, не более	Кг/тонну	1100	1003
Удельные показатели выбросов ЗВ, не более:				
4	Метан	г/т сырья	18	0
5	Углеводороды предельные C2 - C5	г/т сырья	160	20
6	Спирт метиловый	г/т сырья	0	0,08

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

5.7.19. Методы снижения выбросов CO

Описание

НДТ для минимизации выбросов CO – это использование технологии полного сжигания, для которого нужна удачная конструкция печи, использование эффективного

мониторинга и технологий управления процессами, а также профилактическое обслуживание системы сжигания топлива. Не только создание и поддержание условий сжигания, но и хорошо оптимизированная система снижения выбросов NO_x , позволит поддерживать уровень выбросов CO ниже 100 мг/м^3 . Кроме этого, использование катализатора окисления для снижения выбросов CO может считаться применением НДТ в случае, если источник выброса находится в густонаселенном городском районе. Отходящие газы газовых турбин и двигателей, работающих на газовом топливе, как правило, содержат порядка 11 – 16 % об. O_2 , поэтому для расчета уровней выбросов от турбин и двигателей на фоне применения НДТ за основу был принят уровень содержания O_2 15% об. и стандартные условия.

Использование котлов дожига оксида углерода (котлы CO) и катализаторы восстановления CO (и NO_x).

Первичные меры по снижению выбросов CO :

- соответствующий оперативный контроль;
- постоянная подача жидкого топлива в печи ;
- соответствующее перемешивание отходящих газов;
- каталитический дожиг;
- окисляющие катализаторы.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение выбросов CO . Выбросы на выходе из котла CO : $<100 \text{ мг/м}^3$. В случае обычного сжигания концентрация CO ниже 50 мг/м^3 достижима при температурах выше $800 \text{ }^\circ\text{C}$, при достаточной подаче воздуха и достаточном времени удерживания.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

5.7.20. Варианты контроля выбросов CO_2

Описание

В отличие от обработки отходящих газов SO_2 , NO_x или взвешенными частицами, подходящая технология снижения выбросов CO_2 недоступна. Доступны методы отделения CO_2 , но проблема заключается в:

эффективное управление энергопотреблением, включая:

улучшение теплообмена между потоками установок;

интеграция процессов во избежание промежуточного охлаждения компонентов;

улавливание отходящих газов и их использование в качестве топлива (например, улавливание факельного газа);
использование теплоты отходящих газов;
использование топлива с высоким содержанием;
эффективные методы производства энергии; это означает максимально возможную рекуперацию энергии от сгорания топлива;
улавливание, транспортировка и хранение (CCS - улавливание и хранение углерода) выбросов CO₂.

Поскольку вариант CCS еще не доступен, выбор методов борьбы с выбросами следует применять с учетом возможности дальнейшего использования CO₂.

Достигнутые экологические выгоды
Снижение выбросов CO₂.

Экологические показатели и эксплуатационные данные Рациональное использование энергии требует хорошей работы для максимальной рекуперации тепла и управления технологическим процессом (например, избыток O₂, тепловые балансы между рефлюксом, температура продукта при хранении, осмотр и очистка оборудования).

Кросс-медиа эффекты

Использование топлива с высоким содержанием водорода снижает выбросы CO₂ на нефтеперерабатывающих заводах, но в целом не приведет к сокращению выбросов CO₂, поскольку эти виды топлива не будут доступны для других целей на заводе.

5.7.21 Методы снижения выбросов NOX. Низкотемпературное окисление NOX

Описание

В процессе низкотемпературного окисления NOX озон вводится в поток отходящих газов при оптимальных температурах ниже 150 °C для окисления нерастворимых NO и NO₂ в хорошо растворимый в воде N₂O₅. N₂O₅ удаляется в мокром скруббере с образованием разбавленных сточных вод азотной кислоты, которые можно использовать в производственных процессах или нейтрализовать для выпуска в окружающую среду.

Достигнутые экологические выгоды

Низкотемпературное окисление NOX может обеспечить удаление NOX от 90 до 95 % при постоянном уровне NOX до 5 ppm. Дополнительные преимущества - это возможность рекуперации тепла из топливного газа. Весь процесс контролируется, чтобы не производить вторичных газообразных выбросов. Поскольку озон используется в качестве окислителя, выбросы CO, ЛОС и аммиака также снижаются.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Использование озона и низкие оптимальные температуры процесса обеспечивают стабильные условия обработки. Энергозатраты на производство озона колеблются от 7 до 10 МДж / кг (2–2,8 кВт·ч/кг) производимого озона с концентрацией 1–3 % по весу с

подачей сухого кислорода. Температура должна быть ниже 150 °С, чтобы свести к минимуму разложение озона. Для топлива с тяжелыми взвешенными частицами может потребоваться дополнительное оборудование.

Кросс-медиа эффекты

Озон должен производиться на месте по необходимости из хранимого O₂. Существует опасность утечек токсичного озона.

Низкотемпературное окисление (LoTOX) обязательно должно быть связано с новой или существующей очистной установкой и приводит к образованию сточных вод, подлежащих надлежащей очистке. Возможно, придется рассмотреть вопрос об увеличении нитратной нагрузки на существующие очистные сооружения вместе с соответствующими затратами на контроль нитратов. При этом образуется азотная кислота, которую необходимо нейтрализовать с помощью щелочи, используемой в секции очистки.

Применимость

Этот процесс был разработан и известен как технология снижения выбросов NOX с использованием скрубберов. Эффективность удаления NOX напрямую связана со скоростью закачки озона и ее регулированием в реальном времени по отношению к целевой концентрации NOX на выходе. Выход NOX можно регулировать, изменяя заданное значение на системном контроллере.

Этот процесс может использоваться в качестве автономной системы обработки или может следовать за другими модификациями сжигания и системами дожигания, такими как горелки с низким уровнем выбросов NOX, СКВ или удаление SOX, в качестве заключительного этапа полировки, включая устранение проскоков аммиака. Его можно легко модернизировать на существующем заводе.

Экономика

Этот метод требует минимальных затрат на обслуживание и минимального интерфейса оператора. Относительные капитальные затраты и эксплуатационные расходы, указанные поставщиками технологий, утверждают, что они равны или меньше систем типа СКВ (Селективное каталитическое восстановление).

Перспективное исследование потенциального контроля над существующими основными промышленными источниками SO₂ и NOX в Колорадо (США) предоставляет данные о совокупном капитале и годовых эксплуатационных затратах, выраженные на тонну сокращенных выбросов NOx для некоторых промышленных секторов. На нефтеперерабатывающих заводах указанная заявка (с использованием обновленных экономических данных Агентства по охране окружающей среды США за 2005 г.) касается установок FCC (жидкий каталитический крекинг) с затратами в диапазоне от 1391 до 1595 евро за тонну (1884 - 2161 долларов США за тонну, исходя из обменного курса 0,73822 01.07.2007). Для сравнения доступны другие диапазоны затрат для мокрых обжиговых печей 2303 - 2454 евро за тонну (3102 - 3324 долл.США

за тонну) и сухих печей 1717 - 1963 евро за тонну (2327 - 2659 долл.США за тонну) в цементной промышленности.

Пример завода(-ов)

Этот процесс используется на коммерческих установках США в таких секторах, как травление кислотой, плавка свинца, паровые котлы и котлы, работающие на угле. Кроме того, ряд устройств были модернизированы такой технологией в США.

5.7.22. Когенерационные установки (КГУ)

Описание

Директива Европейского Сообщества 2004/8/ЕС о развитии когенерации определяет когенерацию как "одновременное производство в рамках одного процесса тепловой энергии и электрической и/или механической энергии". Когенерация известна также под названием "комбинированного производства тепловой и электрической энергии". Существует значительный интерес к когенерации, поддержанный на уровне Европейского Сообщества посредством принятия Директивы 2003/96/ЕС о налогообложении энергии, создающей благоприятные условия для развития когенерации. Подготовленный Европейской Комиссией "Зеленый" доклад об энергоэффективности (the Green Paper on energy efficiency) отмечает масштабы потерь при производстве и передаче электроэнергии и указывает на утилизацию тепла и развитие когенерации на местном уровне как на возможные способы сокращения этих потерь.

В настоящее время доступны решения и методы, делающие возможным экономически эффективное использование когенерации в малой энергетике.

Различные методы когенерации

Когенерационные электростанции обеспечивают одновременное производство тепловой и электрической энергии. В табл. Представлены различные методы когенерации и характерное для них соотношение производимой электрической и тепловой энергии.

№ п/п	Технология когенерации	Характерное соотношение электрической и тепловой энергии
1	2	3
1	Парогазовые установки (газовые турбины в сочетании с утилизацией отходящего тепла и паровой турбиной одного из типов, перечисленных ниже)	0,95
2	Конденсационные турбины с отбором пара (с противодавлением, регулируемым или нерегулируемым отбором пара)	0,45

3	Газовые турбины с утилизацией отходящего тепла	0,55
4	Двигатели внутреннего сгорания (поршневые двигатели Отто или дизельные двигатели с утилизацией тепла)	0,75
5	Микротурбины	
6	Двигатели Стирлинга	
7	Топливные элементы (с утилизацией тепла) Паровые двигатели	
8	Органический цикл Ренкина	
9	Другие типы	

Достигнутые экологические выгоды

При комбинации заводов/других источников энергии (электрогенераторов) потребление энергии и выбросы CO₂ будут сокращены за счет применения концепции когенерации. На других источниках энергии (электрогенераторах) потребление топлива и все связанные с этим выбросы будут снижены, но на объектах когенерации выбросы могут увеличиться. НДО которые производят свой собственный пар и электроэнергию (без импорта из других источников энергии), могут извлечь выгоду из (улучшенной) когенерации. В этих случаях экологические выгоды включают сокращение потребления топлива и связанных с ним выбросов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Кросс-медиа эффекты

Воздействия на различные компоненты окружающей среды не были обнаружены.

Применимость

В целом применимо. Принципы когенерации пара и электроэнергии также может быть применена к котлам, работающим, например, на жидком нефтеперерабатывающем топливе. Они могут быть предназначены для генерирования паров высокого давления и понизить давление над экспандером/турбогенератором. Экономайзеры и оптимизация регулирования соотношения воздуха и топлива также являются методами, применимыми на когенерационных установках.

Эффект от внедрения

Для производства пара и энергии, которые будут использоваться внутри или за пределами нефтеперерабатывающего завода.

Пример завода(-ов)

Ряд нефтеперерабатывающих заводов имеют или в настоящее время устанавливают парогазовую турбину (ГТЗЦ) или комбинированную теплоэнергетическую установку (ТЭУ), предназначенную для производства пара и электроэнергии для

нефтеперерабатывающего завода. Обычно это делается для полной или частичной замены старой котельной, работающей на мазуте, для снижения эксплуатационных расходов и уменьшения зависимости от других генераторов электроэнергии.

5.7.23. Котел с псевдооживленным слоем

Описание

Альтернативным методом использования тяжелых нефтяных остатков или нефтяного кокса является сжигание в котле с псевдооживленным слоем для улавливания серы.

Достигнутые экологические выгоды

Около 90 % содержания серы в топливе улавливается, и около 50 % кальция в известняке используется для поглощения серы.

Кросс-медиа эффекты

Полученный сульфат кальция и непереработанный оксид кальция вместе с никелем и ванадием в топливе выгружаются из котла в виде твердого остатка, который может быть использован в качестве дорожного заполнителя или утилизирован на свалку.

Такие схемы имеют более низкие показатели улавливания серы, чем газификация, и они не обеспечивают возможности получения водорода. Кроме того, могут возникнуть экологические ограничения против добычи и транспортировки известняка и удаления остатков. По этим причинам газификация в целом может быть более привлекательной в долгосрочной перспективе.

Применимость

Комбинация котлов с псевдооживленным слоем с деасфальтированием растворителя или замедленным коксованием может быть экономически эффективным решением для нефтеперерабатывающих заводов с существующей мощностью установки и дефицитом пара/мощности.

Экономика

Как правило, дешевле, чем газификация.

Эффект от внедрения

Сокращение образования твердых отходов.

5.7.24. Рециркуляция отходящих газов

Описание

Существуют различные методы снижения выбросов оксидов азота, и одним из эффективных методов является рециркуляция отходящих газов в топочных процессах энергетических котлов. Метод рециркуляции отходящих газов заключается в удалении части дымового газа из газохода и его разбавлении воздухом для горения, чтобы в дальнейшем снизить концентрацию кислорода и увеличить концентрацию инертных газов (N_2 и CO_2), которые, в свою очередь, поглощают часть энергии, при процессе

горении топлива, что снижает температуру пламени. Расчет с рециркуляцией отходящих газов приводит к небольшому снижению КПД, при этом рециркуляция отходящих газов снижает выбросы оксидов азота на 44,5 %.

Достигнутые экологические выгоды

Использование рециркулированного дымового газа в составе воздуха для горения может больше снизить образование NOX.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Этот процесс трудно контролировать, особенно во время неполной загрузки.

Применимость

Применяется для котлов и огневых обогревателей. При модернизации (в частности, котлов и печей в режиме принудительной тяги) РДГ увеличивает гидравлические нагрузки и смещает тепловую нагрузку в сторону конвективной секции(секций) и может быть непрактичным.

Экономика

Более высокая стоимость, по сравнению с другими первичными мерами.

Эффект от внедрения

Для снижения выбросов NOX из котлов и нагревателей.

5.7.25. Стадия сжигания топлива (дожигание)

Описание

Стадия сжигания топлива, также называемая дожиганием, основана на создании различных зон в печи путем ступенчатого впрыска топлива и воздуха. Цель состоит в том, чтобы сократить выбросы NOX, которые уже образовались, обратно в азот. Этот метод добавляет к охлаждению пламени реакцию, с помощью которой органические радикалы способствуют расщеплению NOX. Более подробная информация доступна в справочнике по НДТ "Сжигание топлива на крупных установках с целью получения энергии".

Достигнутые экологические выгоды

Достижимые уровни составляют <200 мг/Нм³ эквивалента NO₂, особенно для сжигания газа, для которого более легко достижимы самые низкие уровни.

Кросс-медиа эффекты

Дополнительное потребление энергии (по оценкам, около 15 %, без какой-либо дополнительной рекуперации энергии).

Применимость

Этот метод применяется на уровне печи или котла, но он тесно связан с конструкцией горелки. Он широко используется для сжигания газа. Для сжигания комбинированного и жидкого топлива требуется специальная конструкция горелки.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NOX.

5.7.26. Переход на малозольные виды топлива

Описание

Альтернативой сокращению выбросов SO₂, NO_x, CO₂ и металлов с ГПЗ НДО может быть замена или сокращение использования жидкого технологического топлива сжиженным, топливным газом или природным газом. Это увеличение использования газа, как правило, сопровождается балансом и контролем системы топливного газа между подходящими пределами давления, чтобы обеспечить вариативность системы, при этом подпитка топливного газа ГПЗ осуществляется из чистых видов топлива, таких как сжиженный газ или природный газ. В этих случаях необходимы современные средства управления, которые оптимизируют производительность топливного газа ГПЗ НДО.

Достигнутые экологические выгоды

Котлы и печи сжигания вырабатывают значительные выбросы CO₂, SO₂, NO_x и взвешенных частиц, особенно при использовании тяжелого дизельного топлива. Газовые котлы практически не выделяют сажи и не выделяют SO₂ при очистке топливного газа в аминных скрубберах. Выбросы NO_x также значительно ниже, чем у котлов, работающих на мазуте.

Из-за низких концентраций SO₂ в дымовых газах газовых котлов температура выбросов в дымовой трубе может быть снижена до 150 °C (коррозия точки росы меньше или больше не является ограничением). Более низкая температура отходящих газов представляет собой разницу в энергоэффективности и снижении выбросов CO₂.

Полный перевод на 100 % газовое топливо НДО значительно сократит выбросы SO₂, CO₂ и NO_x. Выбросы тяжелых металлов также будут сокращены. Кроме того, при использовании газа образуется очень мало сажи и очень низкие выбросы SO₂, так как часть газов очищается в аминных скрубберах.

Газообразное топливо обычно выделяет меньше NO_x на единицу энергии по сравнению с жидким топливом. Для газообразного топлива обычно имеет значение только термический NO_x; однако выбросы NO_x будут зависеть от состава газообразного топлива. Сжигание нефти обычно приводит к более высоким уровням выбросов NO_x по нескольким причинам, особенно в связи с топливным NO_x, обусловленным содержанием азота, необходимости сбалансировать выбросы NO_x и взвешенных частиц, и частых требований к конструкции для сжигания в сочетании с газом.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Выбросы SO₂ из энергетической системы будут резко сокращены. При использовании природного газа выбросы будут практически нулевыми.

Выбросы взвешенных частиц, включая тяжелые металлы, будут сокращены.

Уровни NO_x, обычно достигаемые при сжигании газа, будут снижены до уровней, обычно достигаемых при сжигании газа для технологий производства энергии, и, следовательно, другие источники станут преобладающими источниками выбросов на НДО.

Сокращение выбросов CO₂ достигается главным образом за счет более низкого содержания углерода в газе, более высокой теплотворной способности и, кроме того, за счет более высокой достижимой эффективности (дымовые газы могут быть дополнительно охлаждены).

5.7.27. Процессы десульфуризации отходящих газов

Описание

К методам десульфурации отходящих газов, которые могут быть рассмотрены на предмет их применения, относятся, например, мокрый известняковый скруббер, процесс Вальтера, процесс Уэллмана-Лорда, процесс SD, процесс AI, процесс SNOX.

Методы десульфуризации "мокрый" и "полусухой" с использованием, в качестве сорбента, извести (CaO, Ca(OH)₂) или известняка (CaCO₃).

"Мокрая" система сероочистки

Технология мокрого метода сероочистки с эффективностью до 99 % основана на интенсивной промывке отходящих газов суспензиями или растворами в специальных абсорберах, установленных после эффективных золоуловителей. В качестве эффективных золоуловителей используются электрофильтры.

Принципиальная схема технологии мокрой сероочистки представлена на рисунке 5.39.

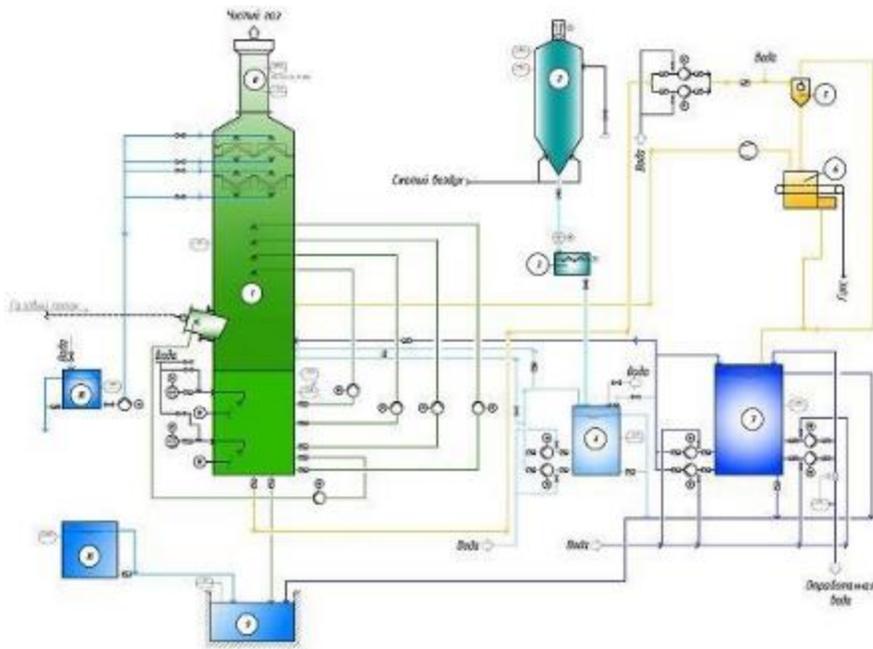


Рисунок 5.39. Принципиальная схема технологии мокрой сероочистки

Используемый в качестве сорбента известняк поступает из силоса хранения известняка (2), после предварительного дробления в мельнице (3), в бак приготовления известняковой суспензии (4), откуда суспензия по линиям (а) подается в скруббер (1) и накапливается в его нижней части. Дымовые газы, предварительно очищенные в электрофильтре от пыли до нормируемого значения, также подаются в скруббер (1). т.к . наиболее эффективным способом десульфуризации является противоточное движение газов и суспензии, то из нижней части скруббера суспензия подается в среднюю часть скруббера и распыляется форсунками в виде мелкокапельного раствора. Количество форсунок определяется на этапе проектирования. Очищенные дымовые газы, пройдя через систему промывных каплеуловителей, выбрасываются в атмосферу через, так называемую, "мокрую трубу" (8). Использование "мокрой трубы" исключает необходимость подогрева очищенного газа. Субпродукты реакции десульфуризации со сточной водой выводятся из скруббера и направляются в систему обезвоживания субпродукта (5) и очистки воды (6) с получением, в качестве конечного продукта, гипса. Очищенная вода возвращается в систему сероочистки. В скруббер (1) постоянно поступает свежая суспензия и часть рециркулируемого субпродукта, т.к. в субпродукте содержится некоторое количество непрореагировавшего сорбента. Для предотвращения появления отложений на стенках скруббера предусмотрена система перемешивания суспензии в нижней части скруббера. Для окисления сульфита кальция в сульфат кальция в нижнюю часть скруббера подается кислород.

В состав данного технологического оборудования также входят: система пневмотранспорта, накопительный бак резервной суспензии из субпродукта (7), приямок сбора и временного хранения воды (отходов) (9), накопительные баки

технической воды (10), системы автоматизации процессов, системы измерения и мониторинга.

Уловленный при десульфуризации продукт используется для производства строительных материалов.

"Полусухой" метод сероочистки

Технология полусухого метода сероочистки с эффективностью до 95 % основана на подаче сорбента во взвешенном состоянии в специальные реакторы, устанавливаемые перед рукавными или электрофильтрами.

Принципиальная схема технологии полусухой сероочистки представлена на рисунке 5.40.

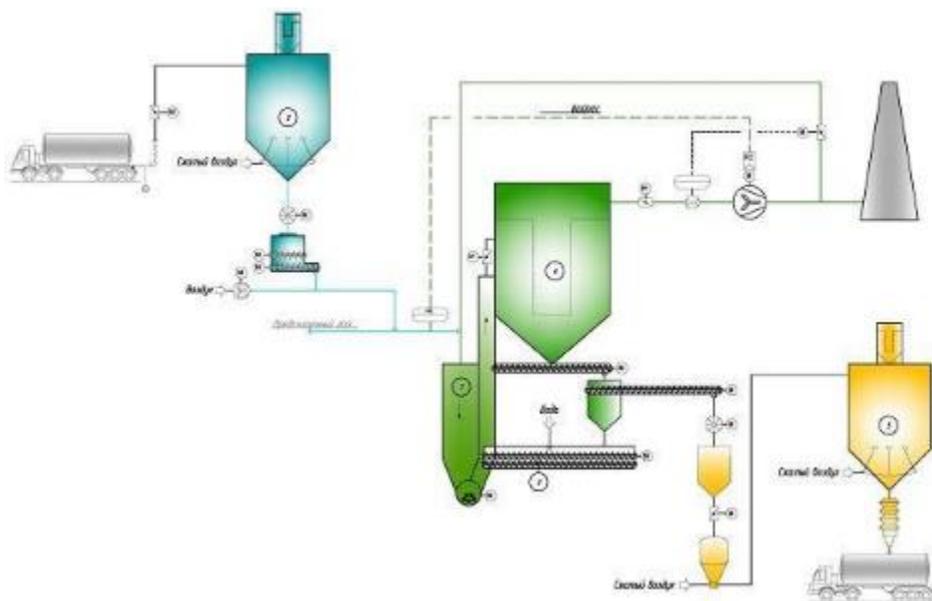


Рисунок 5.40. Принципиальная схема технологии полусухой сероочистки

Пройдя первую ступень газоочистки в циклоне (рукавном фильтре, электрофильтре) поток газов направляется в реактор (1). При этом в газовый поток из силоса (2) вводится гашеная известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в виде порошка или суспензии, в зависимости от температуры газового потока. Параллельно в реактор (1) из смесителя (3) вводится увлажненная смесь, состоящая из воды и золы, отбираемой из бункера рукавного фильтра (4). В реакторе параллельно протекают такие процессы как: кондиционирование, при котором распыленная и испаренная вода снижает температуру уходящих газов и повышает их влажность, сероочистка свежим сорбентом и сероочистка циркулирующим сорбентом. Продукты реакции в виде сухого порошка попадают в рукавный фильтр (4), где продолжается процесс десульфуризации за счет площади фильтрующего материала с осевшим на нем не прореагировавшим сорбентом.

Уловленный продукт системой транспортировки частично отправляется в рецикл, а частично – в силос (5) для дальнейшей реализации. Степень рециркуляции уловленного продукта составляет 10–30 раз, что обеспечивает эффективную утилизацию извести.

Конечный продукт представляет собой летучую пыль, которая затвердевает при добавлении воды и образует смесь пыли и кальциевых соединений, которые химически связывают хлорные соединения и тяжелые металлы. Свойства конечного сухого продукта позволяют использовать его для отсыпки грунта, а также для следующих типов применения:

- засыпка шахт
- щелочное удобрение
- изолирующий материал
- полотно для строительства дорог
- строительные материалы

В состав данного технологического оборудования также входят: система пневмотранспорта, системы транспортировки уловленного продукта, накопительный бак продукта сероочистки, накопительный бак технической воды, системы автоматизации процессов, системы измерения и мониторинга.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

5.7.28. Использование комбинированного слоя молекулярных сит для максимальной эффективности поглощения влаги в сыром газе

Описание

Осушка молекулярным ситом выполняется по технологии TSA. Осушка основана на принципе поглощения молекул газа поверхностью молекулярного сита, а вследствие различной поглощательной способности воды и остальных компонентов газа, вода поглощается при низкой температуре, а не поглощенные компоненты проходят сквозь адсорбер. Вода затем десорбируется при более высокой температуре и том же давлении для выполнения следующего цикла адсорбции. Непрерывность процесса достигается применением 3 попеременно работающих адсорберов. Принципиальная схема представлена на рисунке 5.41.

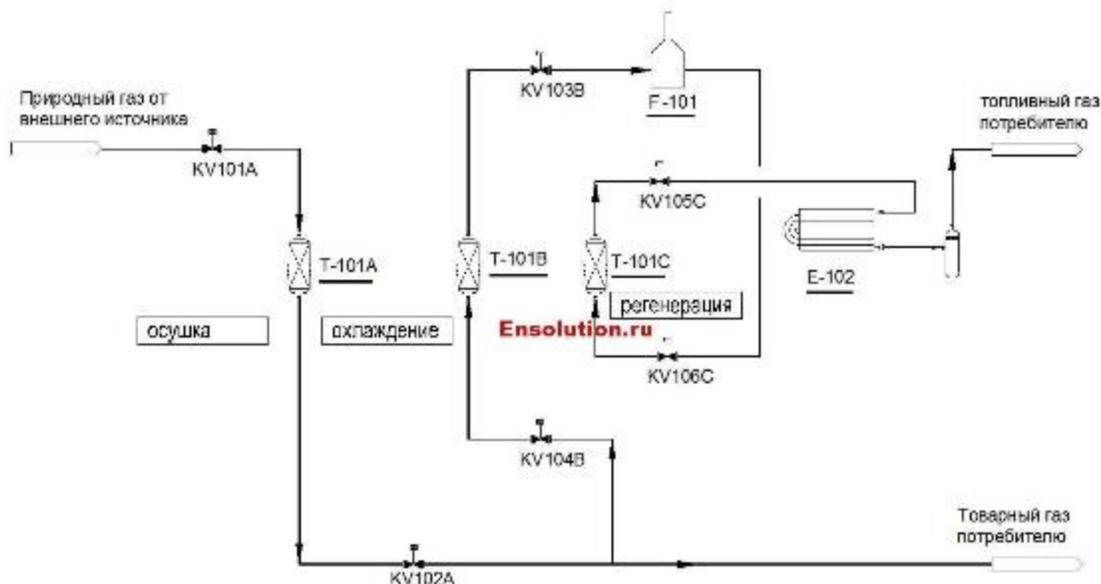


Рисунок 5.41. Принципиальная схема осушки молекулярным ситом

Природный газ (сырьевой газ) пропускается через осушитель, находящийся на стадии адсорбции, в котором содержащаяся в газе вода поглощается адсорбентом, и на выходе получается осушенный газ. Два других адсорбера находятся в различных стадиях регенерации.

Регенерация осушителя включает в себя две стадии: собственно регенерацию нагревом и продувку холодным газом. В процессе регенерации нагревом, сухой газ (после фильтра) после продувки предыдущего осушителя (подогретого) направляется в нагреватель. После подогрева до 200...260°C он поступает в осушитель для регенерации нагревом адсорбента, чтобы удалить из адсорбера поглощенную воду. После этого газ регенерации охлаждается в аппарате воздушного охлаждения и после отделения воды в сепараторе направляется в топливную систему.

В процессе продувки холодным газом газ регенерации направляется напрямую в осушитель, подвергаемый холодной продувке для его охлаждения до нормальной температуры. После этого газ регенерации направляется в нагреватель и затем в другой адсорбер для его регенерации нагревом.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология общеприменима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов.

5.8. Учет и замер сырой / товарной нефти, газа и воды

5.8.1. Учет потребления энергоресурсов и усовершенствованные системы учета

Описание

Для учета и замера нефти и газа следует применять приборы, принцип действия которых основан на измерении перепада давления, создаваемого при прохождении сырья через сужающее устройство:

расходомеры (измерители докритического течения);

ДИКТ (диафрагменные измерители критического течения). Тип замерного устройства выбирается в зависимости от конкретных условий исследуемой скважины: дебита скважины, максимального рабочего давления, наличия мех. примесей, влаги, температуры, плотности и т.д.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология полностью применима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

5.8.2. Измерение потока с пониженной потерей давления в трубопроводе

Описание

Техника измерения потока с пониженной потерей давления используется для соблюдения стабильной работы системы передачи нефти по трубопроводу.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология полностью применима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Стабильная передача сырья по трубопроводу.

5.9. Поддержание пластового давления

5.9.1. Закачка воды в пласт

5.9.1.1. Установка закачки вод в пласт, что позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении

Описание

Установка закачки вод в пласт, что позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении. Для закачки вод в пласт применяются насосные агрегаты системы поддержания пластового

давления (ППД). Они являются наиболее энергозатратным оборудованием. Энергетические затраты на систему ППД составляют от 10 % до 40 % от энергетических затрат на добычу, промысловый транспорт и подготовку нефти.

В связи с этим технологические решения, направленные на повышение энергоэффективности насосного оборудования, применяемого на предприятиях добычи нефти (например, за счет изменения напора насоса за счет применения частотных регуляторов), относятся к НДТ.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение потребления энергетических ресурсов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Каких-либо ограничений в отношении применения не установлено.

Экономика

Техника не требует больших капитальных затрат.

Эффект внедрения

Увеличение энергоэффективности предприятия.

Пример завода(-ов)

Ряд предприятий по нефтегазодобыче РФ и КЗ.

Справочная литература

[24], [27]

5.9.2. Закачка газа в пласт

5.9.2.1. Закачка подготовленного ПНГ в нефтеносный пласт, что позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении

Описание

Метод разработки нефтегазовых месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки сухого подготовленного попутного нефтяного газа и пластовых вод в пласт.

Применяются также часто различные комбинации этого метода:

полный сайклинг;

неполный сайклинг;

канадский сайклинг, когда газ закачивается в летний период времени и отбирается зимой в периоды наибольшего спроса газа.

В насыщенных залежах при падении давления сразу начинает выделяться в пласте конденсат. В ненасыщенных со снижением давления с первоначального до давления насыщения выпадения конденсата в пласте не происходит. В перегретых залежах при любом снижении давления при пластовой температуре в пласте выделения конденсата не происходит. Таким образом, как частично ненасыщенные залежи, так и полностью

перегретые газоконденсатные залежи в процессе их разработки не требуют поддержания пластового давления, а могут разрабатываться на истощение.

Достигнутые экологические выгоды

Отсутствует.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Отсутствует.

Кросс-медиа эффект

Недостатки:

понижение надежности промышленного оборудования (скважинного и наземного) в связи с увеличением срока эксплуатации, особенно при наличии агрессивных компонентов в добываемой продукции.

Применимость

Процесс широко применяется на месторождениях с содержанием конденсата более 100 см³/м³ и при запасах газа от 10 млрд м³ и более при близости начального пластового давления и давления начала конденсации.

Экономика

Необходимость в капитальных вложениях и необходимость создания специального оборудования при эксплуатации месторождений с высокими пластовыми давлениями;

Необходимость в эксплуатационных затратах.

Эффект от внедрения

Эффективность поддержания уровня пластового давления.

Пример завода(-ов)

Данных не предоставлено.

Справочная информация

[31]

5.9.2.2. Системы сухого подавления выбросов NO_x. Техника применима для газовых турбин

Описание

Наиболее распространенным направлением в разработке низкоэмиссионных камер сгорания ГТУ является технология сухого подавления эмиссии NO_x, которая получила название DLN-технологии (от DryLowNO_x). Она предполагает организацию горения во фронтном устройстве камер сгорания предварительно подготовленной бедной топливно-воздушной смеси. Применение повышенных избытков воздуха на фронтных устройствах газотурбинных камер сгорания является существенным фактором снижения эмиссии NO_x.

Достигнутые экологические выгоды

При использовании технологии сухого подавления NO_x в газовых турбинах, работающих на газе, возможно снизить уровень выбросов диоксидов азота до 90 %.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Существует возможность изменения рабочих характеристик камеры сухого подавления выбросов по мере роста нагрузки.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима для газовых турбин.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов NOx.

Справочная информация

[32]

5.10. Резервуарный парк

5.10.1. Хранение и транспортировка продукции

5.10.1.1. Резервуары с понтоном

Описание

Резервуар с понтоном имеет как постоянную стационарную крышу, так и плавающую крышу (пonton), устанавливаемую внутри резервуара. Понтон поднимается и опускается вместе с уровнем жидкости. Он либо плавает непосредственно на поверхности жидкости (полноконтakтный понтон), либо опирается на стойки в нескольких сантиметрах над поверхностью жидкости (понтон неконтактного типа). Типы полноконтakтного понтона:

алюминиевые - сэндвич-панели с алюминиевым сотовым наполнителем, скрепленные вместе;

стальные плавающие крыши в виде поддона с или без поплавков;

покрытые эпоксидной смолой; полиэстер, армированный стекловолокном (FRP), плавучие панели.

Большинство полноконтakтных понтонов, находящихся в эксплуатации в настоящее время, представляют собой алюминиевые сэндвич-панели или стальные плавающие крыши в виде поддона.

Замена первичных/вторичных уплотнений на герметичные уплотнения, снижающие выбросы ЛОС, также применяются в конструкциях понтонов.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов ЛОС. Оснащение резервуаров со стационарной крышей понтоном и уплотнением сокращает потери хранящегося продукта. Эффективность регулирования этого метода колеблется от 60 % до 99 %, в зависимости от типа плавающей крыши, установленных уплотнений и истинного давления паров хранимой жидкости. Согласно Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from

Storage, ожидаемое сокращение выбросов после установки понтонов с первичным уплотнением составляет от 62,9 % до 97,4 % (по методу ЕРААР-42).

Кросс-медиа эффекты

Полезный объем резервуара со стационарной крышей уменьшается примерно на 10 %. При проектировании необходимо учитывать возможность контактов с воспламеняющейся атмосферой.

Применимость

Понтоны широко используются в нефтяной промышленности, однако они предназначены только для вертикальных резервуаров со стационарной крышей. Применение понтонов в резервуарах меньшего диаметра не является эффективным решением из-за плохой герметичности уплотняющего затвора на небольших резервуарах. Необходимо учитывать совместимость материала конструкции понтонов с хранящимися веществами. Например, алюминиевые листы/поплавки и прокладочные/уплотнительные материалы. Если очистка едким натром применяется на последующих стадиях обработки нефтепродукта, образующаяся коррозия послужит причиной отказа от использования понтона. Всасывающие трубопроводы, режимы высокой скорости заполнения, смесительные аппараты и другие выступающие части в действующих резервуарах создают трудности для его переоборудования.

Экономика

Затраты на переоснащение приведены в таблице 5.23. Сумма зависит от диаметра резервуара.

Таблица 5.23. Контроль ЛОС в резервуарном парке нефти и нефтепродуктов (хранилище нефти и нефтепродуктов)

№ п/п	Источник выбросов	Хранилище нефти и нефтепродуктов		
1	2	3		
1	Технология управления	Понтоны в резервуарах со стационарной крышей	Вторичные/двойные уплотняющие затворы на резервуарах с плавающей крышей	Другие методы регулирования выбросов от фитинговых соединений крыши (опорные стойки, успокоительные колодцы) и параметры (окраска резервуара)
2	Эффективность	90-95 %	95 %	Более 95 %, если вместе с вторичными уплотнениями
3	Инвестиционные затраты (млн евро)	0,20 → 0,40 за резервуары диаметром в 20-60 м1)	0,05-0,10 за резервуары диаметром в 20-50 м2)	0,006 за резервуары диаметром в 50 м1)

4	Эксплуатационные расходы	Незначительные	Замена каждые 10 лет	Незначительные
5	Другие последствия /примечания	Необходимо вывести резервуар из эксплуатации; уменьшает полезный объем резервуара на 5 -10 %	Уменьшает максимальную емкость резервуара	Не подходит для хранения сырой нефти с высоким содержанием серы из-за возможности образования самовоспламеняющихся твердых отложений.

Эффект от внедрения

Европейская директива 94/63/ЕС (Этап 1) предписывает, что резервуары хранения со стационарной крышей должны: 1) либо оснащаться понтонами (с первичным уплотнением на действующих резервуарах и с вторичным уплотнением на новых резервуарах) 2) либо присоединяться к установке улавливания паров. Как вариант применяется метод утилизации паров, когда процесс улавливания паров осуществляется в небезопасных условиях либо это технически неосуществимо из-за объемов возвращаемого пара.

Справочная литература

[32], [33], [34], [24]

5.10.1.2. Резервуары с плавающей крышей

Описание

Резервуары с плавающей крышей применяются для хранения сырой нефти, светлых нефтепродуктов и промежуточных продуктов с давлением пара от 14 кПа до 86 кПа при нормальной температуре хранения.

В резервуарах с плавающей крышей потери на заполнение и испарение значительно уменьшаются по сравнению с резервуарами со стационарной крышей. Однако потери пара, присущие этому типу резервуаров, необходимо свести к минимуму.

В результате повышения давления паров сырья объем вредных веществ, выпущенный через уплотняющий затвор и соединительные фитинги меняется из-за повышения/понижения температуры и давления. Однако наибольшее воздействие на объем выбросов оказывает действие ветра, так же, как и отверстия в крыше. Количество выбросов из резервуаров с плавающей крышей, как правило, больше, чем выделяемых выбросов при опорожнении резервуара.

Потери на смачивание во время испарения жидкости со стенок резервуара, когда уровень жидкости понижается при его опорожнении.

Пары, выделяемые при опорожнении резервуара.

Во многих случаях выбросы через фитинги резервуара с плавающей крышей превышают потери через уплотняющий затвор, особенно на резервуарах с вторичными уплотнениями. Основным источником выбросов через соединительный фитинг

является небольшое отверстие успокоительного колодца (колодец для отбора проб или колодец для погружения щупа).

Некоторые из методов сокращения выбросов из резервуаров с плавающей крышей (рисунок 5.36):

установить усовершенствованные первичные уплотнения на плавающей крыше. Например, вмонтированный уплотняющий затвор от выпуска паров и жидкости;

установить муфты вокруг трубы, а также вокруг очищающего устройства успокоительного колодца;

установить поплавки со очистителем внутри перфорированной трубы;

выгружать резервуары с плавающей крышей как можно реже, чтобы избежать излишние выбросы паров;

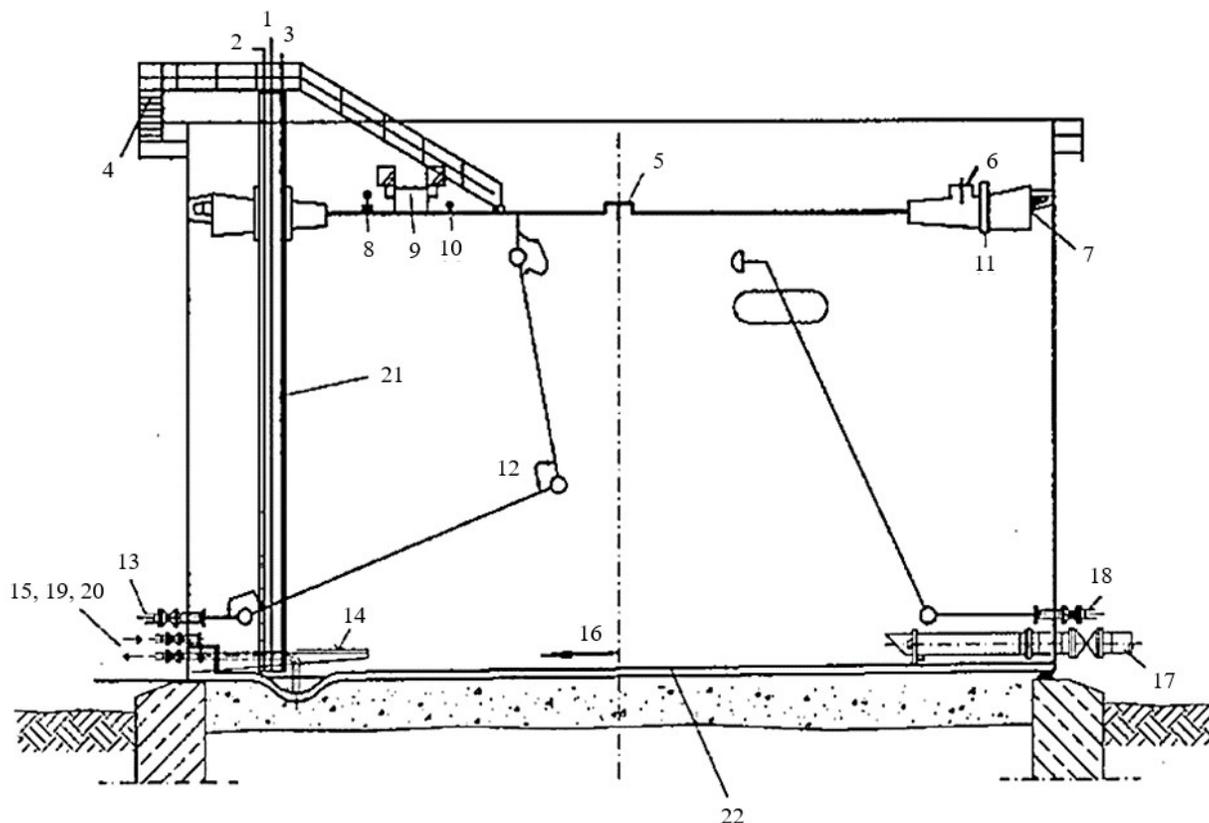
уплотнить всех отверстия плавающей крыши (например, измерительные уровномеры, опорные стойки) предохраняющей обмоткой изоляции, муфтами или компенсаторами волновых колебаний;

установить вторичные или третичные уплотнения между стенками резервуара и крышей.

спроектировать дренажи на резервуарах с плавающей крышей, что позволит предохранить дождевую воду от загрязнения углеводородами.

Достигнутые экологические выгоды

При хранении одного и того же вещества, например бензина, в резервуаре предпочтительно использовать плавающую крышу, чем стационарную, т. к. в этом случае объем выбросов (ЛОС) в атмосферу меньше. Резервуары с плавающей крышей сокращают выбросы в атмосферу на 95 %, в сравнении со стационарной крышей. Сохранение нефтепродукта в полном объеме приводит к эксплуатационным выгодам. Пример резервуара с плавающей крышей представлена на рисунке 5.42.



- | | |
|---|--|
| 1 Прибор для измерения уровня | 12 Система направляющих шлангов |
| 2 Ручной калибровочный порт | 13 Трап на крыше |
| 3 Прибор для измерения температуры | 14 Калибровочный поплавок |
| 4 Платформа | 15 Слив из бака |
| 5 Люк доступа на палубе | 16 Наклон |
| 6 Люк для доступа к понтону | 17 Форсунка для наполнения и опорожнения |
| 7 Гибкое ободное уплотнение | 18 Поворотная трубка (плавающая система отвода пара) |
| 8 Опора плавучей крыши | 19 Нижний слив |
| 9 Вентиляционный клапан (автоматический) | 20 Слив остатков |
| 10 Взмерительный порт | 21 Направляющий столб |
| 11 Подключение периферийных измерительных устройств | 22 Двойное дно бака |

Рисунок 5.42. Пример резервуара с плавающей крышей

Кросс-медиа эффекты

Применение плавающих крыш теоретически приводит к большему загрязнению водного пространства, чем стационарные крыши резервуара, поскольку дождевая вода просачивается в резервуар через уплотняющие затворы. Перед отправкой нефтепродукта на реализацию необходимо слить любые посторонние жидкости, т. к. они ухудшают качество этого продукта (таблицы 5.24 и 5.25).

Таблица 5.24. Проектные данные сооружения резервуаров

№ п/п	Продукт	Диаметр, м	Высота, м	Рассчитанные выбросы в год, кг/год*
1	2	3	4	5

1	Прямогонный бензин (нафта), тяжелая	23	14,5	3 942
2	Прямогонный бензин (нафта), легкая	30	17	2 492
3	Сырая нефть	57	16,5	5 519

* В зависимости от площади уплотнительной поверхности, погружных/успокоительных колодцев, отверстий в фитингах крыши без учета потерь на смачивание.

Таблица 5.25. Выбор уплотнений и прогнозируемая эффективность

№ п/п	Сценарий	Конструкция уплотнений	Эффективность, %		
			Нафта тяжелая	Нафта легкая	Сырая нефть
1	Сценарий 1	Двойной уплотняющий затвор (установлены вторичные уплотнения) погружные/успокоительные колодцы не герметизированы места соединений опорных стоек с крышей не герметизированы	51,8	50	95,7
2	Сценарий 2	Двойной уплотняющий затвор (установлены вторичные уплотнения) погружные/успокоительные колодцы герметизированы места соединений опорных стоек с крышей герметизированы	92,5	92	98,3
		Двойной уплотняющий затвор (

3	Сценарий 3	установлены вторичные уплотнения) погружные/ успокоительные колодцы герметизированы , включая направляющие опорных стоек	93,3	93	98,8
4	Сценарий 4	Двойной уплотняющий затвор (с доступом к поплавку) погружные/ успокоительные колодцы герметизированы ножки крыши герметичные	95,6	96,1	98,9
5	Сценарий 5	Третичный уплотняющий затвор погружные/ успокоительные колодцы герметизированы опорные стойки герметизированы	97,1	97,5	99,1
6	Сценарий 6	Третичный уплотняющий затвор погружные/ успокоительные колодцы герметизированы + направляющие опорных стоек герметизированы	97,9	98,1	99,6

Применимость

В случае модернизации, если требуется продлить срок службы резервуара, приемлемой альтернативой плавающей крыши послужит оснащение резервуара со стационарной крышей понтоном.

Экономика

Инвестиционные затраты на переоборудование стационарной крыши резервуара на плавающую составляют 0,26 млн евро за резервуар диаметром 20 м. Необходим оператор, чтобы опорожнить резервуар. Это приводит к некоторым эксплуатационным расходам.

Эффект от внедрения

По директиве 94/63/ЕС (Приложение 1) резервуары с плавающей крышей определены как резервуары, которые предотвращают выпуск ЛОС на 95 % эффективнее, чем резервуары со стационарной крышей без регулирующих устройств выпуска паров. То есть резервуар со стационарной крышей оснащен только предохранительным клапаном.

Справочная литература

[24], [32], [34], [35], [36], [38]

5.10.1.3. Система уплотнений на плавающей крыше

Техническое описание

Два или три слоя уплотнения на затворе плавающей крыши обеспечивают многократную защиту от выпуска ЛОС из резервуаров хранения нефтепродуктов. Установка вторичных и третичных уплотняющих затворов крыши является эффективным методом сокращения выбросов. В резервуарах, хранящих нефтепродукты без парафина в составе, второй или третий слой уплотнения на затворе плавающей крыши оснащается дренажным элементом на внутренней стенке резервуара (дополнительное уплотнение, предохраняющее от атмосферных осадков). Предпочтение отдается уплотнениям, установленным на затворе (в отличие от уплотнений, установленных на металлическом башмаке). Поскольку обеспечивают контроль выбросов в случае протечки первичного уплотнения (рисунок 5.43).

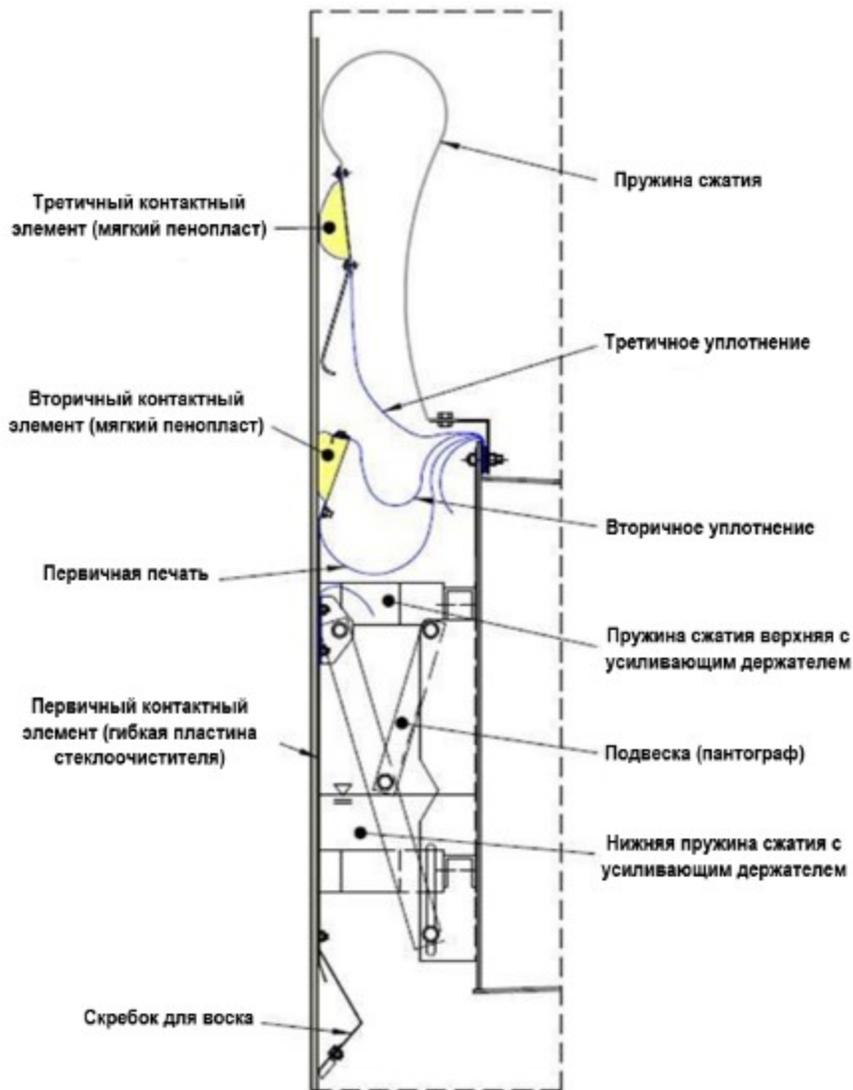


Рисунок 5.43. Пример нескольких уплотнений на резервуаре с плавающей крышей, сооруженном на предприятии по нефтегазодобывающей отрасли в Германии

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы ЛОС значительно снижаются после установки вторичных и третичных уплотнений на резервуарах для хранения. Совместное исследование Amoco/EPA США показало, что потери ЛОС из резервуаров для хранения сокращаются на 75–95 % по сравнению с выбросами, выпускаемыми резервуаром со стационарной крышей той же емкости без плавающей внутренней крыши. Третичные уплотнения обеспечивают сокращение выбросов до 99 %. Вместе с вторичными уплотнениями третий слой уплотнений также снижает вероятность попадания дождевой воды в резервуар. Использование вторичных уплотнений на резервуарах хранения бензина снижают выбросы ЛОС до 95 %.

Кросс-медиа эффекты

Оснащение уплотнительными затворами обычно приводит к потере полезного объема резервуаров примерно на 5 %.

Применимость

Несколько уплотняющих затворов легко устанавливаются на новых установках (именуемые двойными или третичными уплотнениями). Кроме того, уплотнения модернизируются (вторичные уплотнения). Сообщается, что возникают сложности с модернизацией третичных уплотнений.

Экономика

Оснащение резервуара среднего размера системой вторичного уплотнения оценивалось примерно в 20000 долл. США (1991 год). Инвестиционные затраты: 0,05–0,10 млн евро за резервуары диаметром 20–50 м. Эксплуатационные расходы: замена, вероятно, каждые 10 лет.

Эффект от внедрения

На резервуарных паках Европейская директива 94/63/ЕС (Этап 1) предписывает устанавливать вторичные уплотнения на резервуары с плавающей крышей и на новые резервуары хранения.

Пример завода(-ов)

Вторичные уплотнения повсеместно используются во всем мире. В Швеции многие резервуары хранения светлых нефтепродуктов (с давлением паров по Рейду выше 27 кПа) оснащены крышами с двойным уплотнением.

Справочная литература

[39], [40], [41], [42], [24]

5.10.1.4 Система организации хранения

Описание

Зачастую вопрос с потребностью в определенных резервуарах устраняется за счет улучшения производственного планирования и бесперебойной эксплуатации установок

Достигнутые экологические выгоды

Поскольку резервуары для хранения являются одним из крупнейших источников выбросов ЛОС, сокращение количества используемых резервуаров способствует сокращению выбросов ЛОС. Вследствие этого сокращается количество осевших на дно резервуара взвешенных частиц и объем отстоянных сточных вод.

Применимость

Сокращение количества резервуаров, как правило, требует полного изменения в системе переработки готовых и промежуточных продуктов. Поэтому этот метод легче применять на новых установках.

Эффект от внедрения

Сокращение количества эксплуатируемых резервуаров для хранения позволяет оптимально использовать пространство на объекте для других целей.

Справочная литература

[30]

5.10.1.5. Предотвращение утечки через днища резервуаров

Основными причинами появления течей в днище резервуара являются мелкие проржавления (свищи) и трещины в сварных швах. Большинство резервуаров изготавливается из малоуглеродистых сталей с низкой коррозионной стойкостью.

Предписания этого раздела вытекают из методов, которые следует учитывать при определении НДТ, направленных на предотвращение утечки через днища резервуаров. Эта тема хорошо раскрыта в публикации ЕЕМUA 183 "Руководство по предотвращению утечек через днища вертикальных, цилиндрических, стальных резервуаров для хранения".

5.10.1.6. Резервуар с двойным днищем

Описание

Двойное днище может либо устанавливаться на действующих резервуарах, либо изначально присутствовать в конструкции новых резервуаров. После переоснащения днище действующего резервуара обычно используется в качестве второго днища, а песок, гравий или бетон засыпается между новым основным и вторым днищами. В этом случае обычно пространство между днищами сводят к минимуму. Поэтому основное днище конструируют так, чтобы оно повторяло геометрию конструкции второго днища. Уклоны к основанию резервуаров могут быть либо прямыми, конусообразными (наклонными от центра вниз к периметру резервуара), либо конусообразными (наклонными вниз от периметра резервуара). Практически все днища резервуаров изготовлены из углеродистой стали. При установке двойного днища (либо на действующих резервуарах, либо на новых), выбирается материал для нового днища. В качестве материала используется углеродистую сталь или выбирается более устойчивую к коррозии нержавеющую сталь. Либо поверх стальной поверхности наносят эпоксидную смолу, армированную стекловолокном.

Использование резервуаров с двойным днищем позволяет установить вакуумную установку. В этом случае сохраняется воздушное пространство между нижним и верхним днищами, которые разделяются стальными распорками. Такие распорки обычно изготавливают из стальной арматурной сетки. В более поздних системах поддерживают постоянное наблюдение за состоянием вакуумного пространства. Любая утечка в основном или втором днище изменит давление вакуума, что приведет в действие сигнал тревоги. Последующий анализ отработанного воздуха покажет неисправность верхнего днища, если произошла утечка нефтепродукта или паров. Если следов нефтепродуктов и паров нет, то значит неисправно нижнее днище (кроме случаев, когда загрязнения под днищем остались после предыдущей аварии).

Достигнутые экологические выгоды

Второе непроницаемое днище в резервуаре предотвращает некатастрофические выбросы вредных веществ вследствие коррозии, поврежденных сварных соединений, трещин в материале днища или деталях конструкции. Помимо защитной функции

конструкция второго днища оснащена системой обнаружения утечки, которую невооруженным глазом определить невозможно.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В результате оснащения резервуаров двойным днищем сокращается время осмотра внутреннего состояния и частота ежегодной очистки резервуара.

Кросс-медиа эффекты

В случае установки двойного днища время простоя резервуаров увеличивается. Двойное днище уменьшает полезный объем резервуара.

Применимость

Применим как к модернизированным, так и к недавно сооруженным резервуарам.

Экономика

Типовые затраты на переоснащение резервуаров двойными днищами указаны заводами-поставщиками из Германии и Швейцарии. Затраты включают в себя установку вакуумной системы течеискателя:

углеродистая сталь: 110 евро/м²,

нержавеющая сталь: 190 евро/м²,

эпоксидная смола, армированная стекловолокном: 175 евро/м².

Предприятие Великобритании сообщает, что фактическая стоимость установки резервуара с двойным днищем объемом 10340 м³ составила 600000 евро.

Эффект от внедрения

Предотвращение утечек из резервуаров для хранения.

Справочная литература

[43], [44]

5.10.1.7. Непроницаемые геомембраны

Описание

Непроницаемый геосинтетический материал представляет собой однородный изолирующий полимерный лист под всей поверхностью днища резервуаров. Он служит альтернативой двойному днищу или выступает в качестве дополнительной защиты от протекания резервуара. Как и двойное днище резервуара, геомембрана первую очередь предназначена для предотвращения небольших, но постоянных утечек, а не для устранения катастрофического разрушения всего резервуара. Причина эффективности геомембраны заключается в том, что швы материала плотно прилегают либо к стальному корпусу резервуара, либо к бетонной стене, которая поддерживает и окружает резервуар. Минимальная толщина гибкой мембраны составляет 1 мм, хотя обычно используются листы толщиной 1,5- 2 мм. Мембрана не должна быть чувствительна к воздействию химических соединений, хранимых в резервуаре.

Достигнутые экологические выгоды

Предотвращение утечек из резервуаров для хранения.

Кросс-медиа эффекты

Длительный простой резервуара, если требуется укладка его днища листами геомембраны.

Применимость

Непроницаемая геопленка укладывается как на новых резервуарах, так во время модернизации действующих. Укладка происходит во время капитального ремонта и, как правило, они оборудованы системой обнаружения утечек.

Экономика

Данные о затратах (2011 год) от предприятия Великобритании (источник: UKPIA) приведены в таблице 5.26.

Таблица 5.26. Сметные затраты на модернизацию непроницаемой геомембраной на различных резервуарах

№ п/п	Небольшие резервуары		Средние резервуары		Большой резервуар	
1	3 небольших резервуара диаметром 22 м, высотой 20 м с общим обвалованием		3 средних резервуара диаметром 48,5 м, высотой 20 м с общим обвалованием		1 большой резервуар диаметром 81 м, высотой 20 м с отдельным обвалованием	
2	Объем резервуара, м3 (один резервуар)	7603	Объем резервуара м3 (один резервуар)	36949	Объем резервуара м3	103060
3	Габариты резервуара м2 (один резервуар)	380	Габариты резервуара м2 (один резервуар)	1847	Габариты резервуара м2	5153
4	Требуемая протяженность обвалования (все резервуары, высота ограждений 2 м)*	4942	Требуемая протяженность обвалования (все резервуары, высота ограждений 2 м)*	24017	Требуемая протяженность обвалования (высота ограждений 2 м)*	56683
5	Стоимость укладки геомембраны под днищем резервуара					
6		Евро*		Евро*		Евро*
7	Покрытие основания обвалования	317755	Покрытие основания обвалования	1672754	Покрытие основания обвалования	4787890
8	Покрытие стен обвалования	282575	Покрытие стен обвалования	621892	Покрытие стен обвалования	1038379
9	Укладка геопленки под резервуары	110079	Укладка геопленки под резервуары	535644	Укладка геопленки под резервуары	498195
					Демонтаж и	

10	Применение домкрата	680904	Применение домкрата	1021356	замена днища резервуара	907872
11	Итого на обвалование	1391314	Общая стоимость за обвалование типового возведения	3851647	Итого на обвалование	7232335
12	Итого на резервуар	464150	Общая стоимость одного резервуара типового возведения	1284639	Общая стоимость одного резервуара типового возведения	7232335
13	Стоимость замены днища резервуара, установки нового фундамента под резервуар					
14	Покрытие основания обвалования	317755	Покрытие основания обвалования	1672754	Покрытие основания обвалования	4787890
15	Покрытие стен обвалования	282575	Покрытие стен обвалования	621892	Покрытие стен обвалования	1038379
16	Возведение нового фундамента и замена днища резервуара	1429898	Возведение нового основания и замена днища резервуара	2859797	Возведение нового основания и замена днища резервуара	1815744
17	Итого на обвалование	2030229	Общая стоимость за обвалование типового возведения	5154443	Итого на обвалование	7642013
18	Общая стоимость одного резервуара типового возведения					
19	Небольшой резервуар	676743	Средний резервуар	1718148	Большой резервуар	7642013

* Расходы в евро берутся в пересчете из фунта стерлингов в размере 1,13484 по состоянию на 25.07.2011.

Примечание:

Требуемая протяженность бунда берется из расчета 110 % номинального объема резервуара от объема наибольшего резервуара в группе обвалования.

Расходы, связанные с организацией работ, проектированием, опорожнением и очисткой резервуара, не учитываются. В теории составят 10-15 % от общей стоимости одного резервуара.

Домкрат для больших резервуаров диаметром более 48,5 м не используется. Поэтому оцениваются расходы только по демонтажу и замене днища резервуара.

Также исключаются расходы, связанные с необходимостью аренды места под резервуар во время его длительного простоя до завершения работ (предположительно 9 месяцев на один резервуар).

Покрытие стен обвалования включает в себя установку волноотражающего козырька в верхней части стены ограждения и ее крепление к существующему основанию обвалования (при необходимости).

После демонтажа днища резервуара установка нового днища считается эффективным решением в случаях, когда грунт слишком пористый, или когда есть опасения, что геопленка повредится в результате монтажных работ.

После оснащения резервуаров усовершенствованными вторичными и третичными уплотнениями увеличение темпов роста налоговой нагрузки не было взято в расчет.

Протяженность обвалования, вероятно, увеличится из-за его конфигурации. Кроме того, высота ограждений в 2 м не учитывает наклон ограждений обвалования, что приведет к увеличению его площади.

Источник: CONCAWE/UKPIA 2011

Эффект от внедрения

Предотвратить загрязнение почвы.

Пример завода(-ов)

В ряде неевропейских стран непроницаемая геомембрана используется вместо сооружения двойного днища.

Справочная литература

[45]

5.10.1.8. Обнаружение утечек

Описание

Как и в случае со сточными водами, одним из способов предотвращения загрязнения почвы и грунтовых вод является преждевременное обнаружение утечек. Утечки через днища резервуара выявляются системой обнаружения утечек. Такой метод предусматривает наличие смотрового люка, наблюдательных скважин и системы управления производственными ресурсами. Более продвинутые системы имеют зонды электронных датчиков или кабели проведения импульсов к датчику. Во время утечки кабель датчика вступает в контакт с продуктом, в результате меняются значения сопротивления и срабатывает сигнал тревоги. Кроме того, регулярно осматривают резервуары и проверяют их целостность. Рассматриваемые методы:

оснащение резервуаров для хранения сигнализации о переливе и, при необходимости, устройством автоматического отключения насоса;

установка двойного днища со встроенной системой обнаружения утечек на резервуарах, где это практически реализуемо.

Необходим систематический анализ рисков на основе произошедших аварий, чтобы разработать рекомендации по предотвращению переполнения резервуаров.

Предохранительные клапаны на резервуарах хранения под давлением необходимо периодически проверять на наличие внутренних утечек. Проверка утечки выполняется портативными звукопоглощающими экранами или, если есть доступ к предполагаемой утечке, применяется анализатор общего содержания углеводородов в рамках программы LDAR.

Достигнутые экологические выгоды

Предотвратить загрязнение почвы и подземных вод.

Применимость

Зонды и кабели подключения датчиков погружает достаточно глубоко, если площадь предполагаемого разлива утечки небольшая. Следовательно, в некоторых случаях освидетельствование резервуаров дает более достоверные результаты, чем применение зонда.

Экономика

Один из предприятий нефтегазовой отрасли сообщает, что стоимость установки системы обнаружения утечек в группе из четырех резервуаров диаметром 12 м обошлась в общей сложности в 55000 евро при эксплуатационных расходах в 4000 евро в год. Плановая проверка резервуаров на другом предприятии оценивалась в 2000 евро в год за один резервуар.

Эффект от внедрения

Предотвратить загрязнение почвы и грунтовых вод.

Справочная литература

[46]

5.10.1.9. Катодная защита

Описание

Электрохимическая защита предотвращает образование коррозии на внешней стороне днища резервуара.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшается загрязнение почвы и подземных вод, а также сокращаются выбросы в атмосферу за счет принятия мер борьбы с коррозией резервуара.

Кросс-медиа эффекты

Катодная защита наложенным током применяется при наличии источника постоянного тока.

Эффект от внедрения

Предотвратить образование коррозии на резервуарах и трубах, а также снизить затраты на техническое обслуживание.

Справочная литература

[30]

5.10.1.10. Сокращение донных остатков в резервуаре

Описание

Количество донных остатков в резервуаре сокращают путем тщательного разделения нефти и воды, оставшихся на днище резервуара. Фильтры и центрифуги также используются для извлечения и отправки нефти на переработку. Другие применяемые методы - это установка на резервуарах трубопровода с боковым ответвлением, струйных смесителей или использование химических веществ. Далее основной осадок и вода передаются на приемочную систему.

Достигнутые экологические выгоды

Донные остатки в резервуарах сырой нефти содержат большой процент твердых отходов на НПЗ и нефтегазодобывающем промысле, которые сложно поддаются утилизации из-за присутствия в них тяжелых металлов. Они состоят из тяжелых углеводородов, взвешенных частиц, воды, продуктов коррозии и отложений.

Кросс-медиа эффекты

Переход отложений и воды из резервуаров с сырой нефтью на промысле означает, что они, скорее всего, выявятся в установке обессоливания.

Справочная литература

[4]

5.10.1.11. Операции по очистке резервуара

Описание

Для проведения регулярных внутренних проверок и ремонта в резервуарах хранения сырой нефти и других нефтепродуктов необходимо опорожнить, очистить и стравить газы. Очистка резервуара от донных остатков предполагает растворение большей части содержимого (>90 %) при температуре около 50 °С. В результате растворяется большая часть донных остатков. Далее после фильтрации они отправляется в резервуар с сырой нефтью. Обычно очистка резервуара хранения нефти выполняется рабочими. Они спускаются в резервуар и счищают осадок механически. Как следствие, они подвергаются воздействию потенциально взрывоопасной и токсичной атмосферы. Существуют также и полностью автоматизированные методы очистки резервуаров. Она выполняется следующим образом:

устанавливается технологическое оборудование: сопла низкого/высокого давления устанавливаются либо на крыше резервуара, либо через встроенные в стенку резервуара люки и собирают загрязнения с поверхности жидкости.

создают слой инертного газа в резервуаре: впрыскивается инертный газ, поддерживается уровень кислорода до 8 %, не допуская условий самовоспламенения.

удаляют шлам и очищают резервуар: шлам выкачивается и рециркулируется через очистительные форсунки, используя нефть в резервуаре в качестве чистящего средства. При необходимости добавляют сырую нефть и/или нагревают рециркулируемую среду для снижения вязкости.

разделяют и извлекают нефть: часть шлама механически отделяется (деантируется) без добавления химических реагентов.

промывают водой: производится окончательная промывка горячей водой и, наконец, стравливается инертный газ.

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы после очистки резервуаров возникают при естественной или механической вентиляции. Благодаря специальным мерам, например, мобильным факельным установкам, ожидается дальнейшее сокращение выбросов ЛОС до 90 %. В настоящее время такие установки проектируются с целью очистки резервуаров хранения сырой нефтью и нефтепродуктов. Автоматизированные методы очистки резервуаров, работающие в системах с замкнутым контуром, уменьшают выброс ЛОС в окружающий воздух. В таких системах атмосфера из резервуара с нефтью дегазируется.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Выбросы, возникающие во время очистки резервуара с сырой нефтью, и их сокращение детально описаны в [47]. Использование горячего дизельного топлива для очистки донных осадков требует нагрева. Соответствующий расход сильно зависит от типа и размера резервуара, а также типа обрабатываемых остатков. Согласно информации от завода-поставщика автоматизированной очистки резервуаров [48], в таблице 5.27 приводятся типовые данные по очистке резервуаров сырой нефти.

Таблица 5.27. Типовые данные по очистке резервуаров сырой нефти

№ п/п	Данные	Автоматическая очистка	Механизированная очистка
1	2	3	4
1	Выбросы углеводородов	1–2 т	30–50 т
2	Расход топлива	30000–70000 л в зависимости от потребности в нагреве	20000–25000 л
3	Отходы на сжигание	20–50 м3	2000–5000 м3 в зависимости от объема, предназначенного для очистки
4	Сточные воды	20–50 м3	около 500 м3

Примечание: Резервуар сырой нефти: диаметр 50-80 м - плавающая крыша - 2000 м3 нефтешлам.

Кросс-медиа эффекты

Во время очистки резервуара выбросы ЛОС значительно увеличиваются, если использовать естественную или принудительную вентиляцию. При нормальной эксплуатации резервуара концентрация ЛОС остается без изменений. Благодаря рециркуляции воды в системе автоматизированной очистки обеспечивается экономия пресной воды, а нефть повторно используется в качестве чистящего средства. Потребление электроэнергии в автоматизированной очистке и создания слоя инертного газа выше, чем при механизированной очистке. Твердые и жидкие отходы

уменьшаются в результате автоматической очистки. Система замкнутого контура в инертных условиях проходит в более безопасных условиях, так как снижается риск взрыва и воздействие опасных веществ на человека.

Если на нефтегазодобывающем промысле работает собственная установка по сжиганию шлама, отложения после очистки поставляются на нее.

Применимость

Операции по очистке резервуара широко применяются. Тем не менее, применимость такого метода ограничена типом и размером резервуаров, и типом обработки остатков.

Экономика

Эксплуатационные расходы, приведенные в таблице 5.28, характерны для очистки резервуаров сырой нефтью [4].

Таблица 5.28. Типовые сметные затраты на очистку резервуаров сырой нефти

№ п/п	Данные	Автоматическая очистка	Механизированная очистка
1	2	3	4
1	Переменные затраты на очистку	300000	200000
2	Транспортировка отходов	5000	100000
3	Утилизация или переработка отходов	10000	200000
4	Общие расходы (евро)	315000	500000

Примечание: Резервуар сырой нефти: диаметр 50-80 м - плавающая крыша - 2000 м³ нефтешлам.

Эффект от внедрения

Снизить выбросы ЛОС и уменьшить содержание донных остатков в резервуаре.

Пример завода(-ов)

Такой метод широко применяется на многих нефтебазах ЕС.

Справочная литература

[4], [47], [48]

5.10.1.12. Цвет резервуаров

Описание

Рекомендуется окрашивать резервуары, содержащие летучие материалы, в светлый цвет для того, чтобы:

предотвратить излишнее испарение вследствие повышения температуры продукта;

предотвратить увеличения частоты испарения хранимой жидкости из резервуаров со стационарной крышей. Рекомендуется, чтобы общий коэффициент отражения тепла составлял не менее 70 %. Такой коэффициент достигается при использовании теплоотражающего покрытия, например, белого (1,0) или алюминия серебристого цвета (1,1). И наоборот, любой другой обычно используемый цвет, включая

светло-серый, показывает более высокие значения ($>1,3$), что не позволяет достичь вышеупомянутого коэффициента отражения тепла.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов ЛОС.

Кросс-медиа эффекты

В зависимости от особенностей природного ландшафта окрашивание в светлые цвета делает резервуары более "заметными". Возможно, это придаст резервуарам отрицательный визуальный эффект. Во время покраски выбросы вредных веществ попадают в атмосферу.

Применимость

Покраска крыши и верхней части корпуса резервуара, расположенного в центре резервуарного парка, имеет тот же теплоотражающий эффект, как и покраска всего резервуара.

Эффект от внедрения

Применение этого метода также является требованием Директивы 94/63/ЕС к резервуарам хранения. За исключением визуально чувствительных областей резервуара, где требования ЕС частично ослабляются.

Справочная литература

[4], [49]

5.10.1.13. Другие эффективные методы хранения

Описание

Надлежащее обращение и хранение материалов сводят к минимуму возможность разливов, утечек и других потерь, которые приводят к образованию отходов, выбросам в атмосферу и в водное пространство. Некоторые эффективные методы хранения перечислены ниже:

использование больших контейнеров вместо металлических емкостей. Использование больших контейнеров повторно, если они оснащены патрубками приемо-раздаточных трубопроводов в верхней и нижней части. Металлические же емкости необходимо переработать или утилизировать как отходы. Хранение в бункерах сводит к минимуму вероятность утечек и разливов по сравнению с металлическими емкостями. С точки зрения применимости безопасная утилизация одноразовых больших контейнеров создает ряд сложностей;

сокращение количества пустых металлических бочек для хранения нефти. Оптовая закупка (через автоцистерны) часто используемой нефти и заполнение контейнеров для перевозки в качестве промежуточного хранилища. После персонал переливает нефть из контейнеров в многоразовые металлические емкости, поддоны или другие контейнеры. Это позволяет сократить количество пустых металлических емкостей и связанные с ними расходы на обработку;

хранение емкостей над поверхностью земли предотвращают образование коррозии в результате разливов или "потения" бетона;

хранение контейнеров закрытыми, за исключением случаев опорожнения контейнера;

регулярный осмотр, применение профилактических мер, устранение коррозии трубопроводов, проложенных под землей, днищах резервуаров (см. НДТ 89);

храняемая в резервуарах балластная вода является причиной большого количества выбросов ЛОС. Поэтому они оснащают плавающей крышей. Такие резервуары также применяются в качестве уравнильных резервуаров в системе очистки сточных вод;

проведение вентиляционных отверстий из резервуаров хранения серы в устройства с кислым газом или другие установки улавливания газов.

вытяжная вентиляция из резервуарных парков к центральным системам борьбы с выбросами;

установка самоуплотняющихся соединительный муфт для подсоединения шланга или слив нефтепродуктов через трубопровод;

укладка изолирующих материалов и/или установка блокировочных устройств, предотвращающих повреждение оборудования в результате случайного перемещения или сдвига транспортных средств (автомобильных или вагон- цистерн) во время погрузочных работ;

обеспечение условий, при которых наливной рукав не приводится в действие до его полного размещения над контейнером. Это предотвратит разбрызгивание в случае, если используется рукав с верхней загрузкой;

применение устройств или процедур, предотвращающих переполнение резервуаров ;

сигнализация аварийного уровня работает автономно от типовой системы учета резервуарных запасов.

Достигнутые экологические выгоды

Информация по достигаемым экологическим показателям представлены в Таблице 5.29.

Таблица 5.29. Достигнутые экологические выгоды и экологические показатели

№ п/п	Методы	Коэффициент выбросов неметановых ЛОС (пропускная способность г/т)	Эффективность борьбы с выбросами, %	Размер (диаметр в м)	Стоимость, евро
1	2	3	4	5	6
1	Резервуар хранения со стационарной крышей (РСК)	7-80			

2	Резервуар с плавающей крышей (РПК)	7-80			
3	Резервуар с понтоном (РП)	2-90			
4	Внешняя отделка краской более светлого оттенка		1-3 РСК	12	39001
5				40	25400
6	Установка понтона в действующий резервуар со стационарной крышей		97-99 РСК	12	32500
7				40	195000
8	Замена первичного уплотнения, устанавливаемого над паровым пространством, на уплотнение плавающей крыши, устанавливаемое на поверхность жидкости. первичное уплотнение		30-70 РПК 43-45 РП	12	4600
9				40	15100
10	Оснащение действующих резервуаров вторичными уплотнениями		90-94 РПК 38-41 РП	12	3400
11				40	113001
12	Усовершенствование первичного уплотнения, установка вторичного уплотнения и регулирование установки крыши (понтон и двойного днища)		98 РПК 48-51 РП	12	200
13				40	200
14	Установка стационарной крыши на действующий резервуар с понтоном		96 РПК	12	18000
				40	200000

Примечание: Колонки в таблице по эффективности, размеру и стоимости процедуры борьбы с выбросами относятся к методам. Расходы - это усредненные затраты по резервуарам диаметром в два метра. Значения эффективности методов борьбы с выбросами применяются к различным типам резервуаров.

Справочная литература

[40] [32]

5.10.1.14. Стабилизация давления пара в процессе налива нефтепродуктов

Описание

Существует несколько вариантов предотвращения выбросов в атмосферу во время работ слива/налива. Там, где, налив происходит из резервуаров со стационарной крышей, используется уравнительный трубопровод. Вытесненная смесь затем возвращается в расходный резервуар и, таким образом, заменяет откачанный объем жидкости. Пары, испаряемые во время наливных операций, возвращаются в загрузочный резервуар. Если резервуар со стационарной крышей, там они хранятся до улавливания или утилизации паров. Эта система также используется на судах и баржах.

Достигнутые экологические выгоды

Стабилизация давления пара значительно уменьшает объемы паров, выбрасываемых в атмосферу. Выбросы ЛОС снижаются до 80 %.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Следует применять меры предосторожности при работе со взрывоопасными смесями, т.е. предотвратить риск воспламенения и его распространение. Для предотвращения выбросов резервуары необходимо держать закрытыми, эксплуатироваться при низком давлении, а улавливание и отбор проб проводить закрытым способом. Гасители детонации рекомендуется регулярно очищать, т. к. пары содержат взвешенные частицы (например, сажу из плохо работающих систем создания инертной среды в грузовых резервуарах).

Кросс-медиа эффекты

Во время транспортировки жидкость в приемном сосуде испаряется (выделение пара путем разбрызгивания). Как правило, образуется избыточный объем паров в сравнении с объемом вытесненной жидкости. Балансировочный трубопровод передачи наиболее летучих жидкостей не считается эффективным средством борьбы с ЛОС.

Применимость

Не все пары улавливаются. Влияет на скорость залива в резервуар и гибкость технологических процессов. Резервуары, содержащие несовместимые пары, нельзя размещать вместе. Может использоваться только в том случае, если продукт откачивается из резервуара со стационарной крышей, оснащенного клапанами сброса давления/вакуумного предохранительного клапана.

Экономика

Необходимые инвестиции составляют 0,08 млн евро за резервуар, эксплуатационные расходы небольшие.

Эффект от внедрения

Сократить выбросы ЛОС.

Пример завода(-ов)

Загрузка сжиженного газа. Последующий налив в транспортные контейнеры осуществляется системой с замкнутым контуром или выпуском в систему подготовки топливного газа на промысле.

Справочная литература

[32], [50]

5.10.1.15. Нижний налив нефтепродуктов

Описание

Фланцевый трубопровод слива-налива соединен с соплом, расположенным в самой нижней точке резервуара. Вентиляционная труба на резервуаре подключается к трубопроводу стабилизации давления газа, установке улавливания газов или к вентиляционному отверстию. В последнем случае ЛОС выбрасывается в атмосферу. Фланцевое соединение на трубопроводе налива имеет специальную конструкцию ("блокировочное соединение"), которая позволяет отсоединять трубопровод с минимальными утечками/выбросами.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов ЛОС.

Эффект от внедрения

Директива 94/63/ЕС о регулировании выбросов ЛОС.

Справочная литература

[51]

5.10.1.16. Герметичный настил на нефтеперерабатывающем объекте

Описание

Обращение с материалами, используемыми на промысле, зачастую приводит к случайным разливам, которые загрязняют почву, поверхностные или подземные воды. Мощение и бордюрное покрытие участка, где обрабатываются нефтепродукты необходимы для устранения возможного разлива материала.

Достигнутые экологические выгоды

Предотвращение загрязнения почвы и направление любого разлива продукта в место скопления некондиционной нефти. Такой подход сводит к минимуму объем образующихся отходов и позволяет собирать и утилизировать материал.

Эффект от внедрения

Предотвратить загрязнение почвы и дождевой воды.

Пример завода(-ов)

Многие предприятия Европы применяют такой подход.

Справочная литература

[32]

5.10.1.17. Стальной горизонтальный цилиндрический резервуар

Описание

Одним из основных источников выбросов легких углеводородов в атмосферу на предприятиях добычи нефти являются технологические, товарные и буферные резервуары на товарных парках установки подготовки нефти и газа. Одним из решений может являться установка стального горизонтального и вертикального цилиндрического резервуара.

Стальной горизонтальный цилиндрический резервуар: Металлический сосуд в форме цилиндра, горизонтально установленного, со сферическими, плоскими, коническими, усеченно-коническими или торосферическими днищами, применяемый для хранения и измерения объема жидкости.

Резервуар вертикальный цилиндрический стальной: Наземное строительное сооружение, предназначенное для приема, хранения, измерения объема и выдачи жидкости.

Достигнутые экологические выгоды

Технологическое решение позволяет уменьшить выбросы легких углеводородов из-за более технологических показателей конструкции.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Внедрение технологий может повлечь дополнительные затраты на установку дополнительного оборудования.

Кросс-медиа эффекты

Требуется установка дополнительного оборудования или реконструкция существующего.

Применимость

Каких-либо ограничений в отношении применения не установлено.

Экономика

Решение о применении конкретного технологического решения рассматривается индивидуально в каждом конкретном случае на основании выполненных технико-экономических расчетов. Капитальные затраты определяются проектом для каждого конкретного объекта строительства.

Пример завода (-ов)

Технологии применяются на нефтедобывающих предприятиях нефтяных компаний РФ и стран ЕС.

Справочная литература

[37]

5.10.1.18. Использование азота вместо топливного газа как подушка для резервуаров со стационарной крышей либо использование термоокислителя для паров нефти/топливного газа

Описание

Использование азота вместо топливного газа как подушка для резервуаров со стационарной крышей либо использование термоокислителя для паров нефти/топливного газа необходимо для снижения выбросов в атмосферу углеводородов и используется во многих нефтегазодобывающих предприятиях. Сырье должно храниться в резервуарах под "подушкой" инертного газа или непосредственно "с ходу" подаваться на установку.

Загрузка и разгрузка резервуара обычно производится следующим образом: если резервуар заполнен, то азот не поступает в резервуар, и давление снижается, позволяя части газа испариться; если резервуар разгружается с низкой скоростью, то небольшое количество азота поступает в резервуар; если скорость разгрузки выше, то необходимо использовать большее количество азота.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение выбросов в атмосферу углеводородов.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Общеприменимо для процессов производства, хранения, транспортировки сырья.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Справочная информация

[41]

5.10.1.19. Методы борьбы с выбросами ЛОС. Установки улавливания паров (VRU)

Описание

Установки улавливания паров (VRU) - это установки, предназначенные для снижения выбросов летучих органических соединений (ЛОС) во время погрузочно-разгрузочных операций. Для нефтегазодобывающего предприятия это актуально для бензина и других летучих продуктов, таких как нефть, и более легких продуктов. Улавливание паров также может использоваться для снижения выбросов из резервуаров со стационарной крышей, в которых хранятся летучие продукты, которые не имеют внутренних плавающих крыш. Поскольку сокращение выбросов ЛОС с помощью VRU является лишь одним аспектом общего контроля ЛОС на нефтегазодобывающем предприятии, этот раздел следует рассматривать в сочетании с хранением, обработкой и интегрированным управлением нефтегазодобывающим предприятием. В дополнение к VRU требуется система сбора пара, а также другое

оборудование: паропроводы, устройства защиты от детонации, контрольно-измерительные приборы и, возможно, дожимные нагнетатели, а также резервуары для удерживания пара (рисунки 5.44–5.46).

Системы улавливания паров включают два процесса:

сепарация углеводородов от воздуха;

сжижение выделенных паров углеводородов.

Для отделения паров углеводородов от воздуха можно использовать следующие процессы разделения:

адсорбция при переменном давлении на активированном угле;

абсорбция при стирке в абсорбирующей жидкости с низкой летучестью;

селективное мембранное разделение;

конденсация путем охлаждения или сжатия (разделение и ожижение совмещены в одном процессе).

Для разделенных паров углеводородов применимы следующие процессы сжижения:

поглощение, как правило, собственным продуктом;

конденсация;

сжатие.

Для нефтепродуктов используются следующие системы VRU:

абсорбция в потоке холодной регенерированной нефти;

адсорбция в двухслойном режиме с переменным давлением;

косвенная конденсация жидкости в теплообменнике хладагента;

мембранное разделение при прохождении через поверхность отбора углеводородов;

абсорбция: молекулы пара растворяются в подходящем абсорбенте с низкой летучестью ("бедном") (гликоли или фракции нефти, такие как керосин или продукт риформинга). Может потребоваться охлаждение абсорбента для снижения его летучести (обычно при температуре от минус 25 °С до минус 30 °С для керосина или продукта риформинга). Затем необходимо отделить пар от абсорбента путем нагревания смеси абсорбент / регенерированный продукт в теплообменнике и затем реабсорбции паров обогащенного продукта в соответствующем потоке, например, продукта, восстанавливаемого или проходящего в конденсатор, установку дальнейшей обработки или установку для сжигания отходов. Абсорбция обычно не используется для улавливания паров бензина в ЕС, поскольку этот метод считается менее эффективным, чем, например, адсорбция;

адсорбция: молекулы пара удерживаются активированными центрами на поверхности твердых материалов адсорбента, таких как активированный уголь (АС) или цеолит. Адсорбент требует периодической регенерации. Непрерывные процессы имеют две адсорбционные колонны, содержащие активированный уголь, которые обычно циклически меняют каждые 15 минут режима адсорбции и регенерации. Эта регенерация активности углеродного адсорбента может быть осуществлена с

использованием пара или, чаще, вакуумных насосов. Полученный десорбат затем абсорбируется (например, в циркулирующем потоке компонентов бензина) в промывной колонне, расположенной ниже по потоку (стадия промывки). Остаточный газ из промывной колонны (или сепаратора) направляется на вход установки для повторной адсорбции. Этот метод наиболее часто используется для бензиновых VRU.

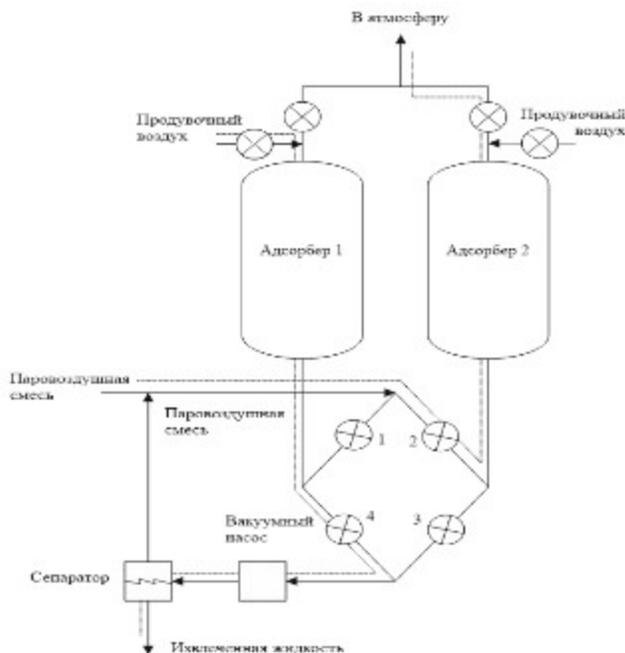


Рисунок 5.44. Процесс адсорбции активированным углем VRU

Мембранное разделение газов: молекулы пара обрабатываются через селективные мембраны для разделения смеси пар / воздух на обогащенную углеводородами фазу (пермеат), которая впоследствии конденсируется или абсорбируется, и фазу, обедненную углеводородами (ретентат). Эффективность процесса разделения зависит от перепада давления на мембране. Для дальнейшей очистки мембранный процесс можно комбинировать с другими процессами.

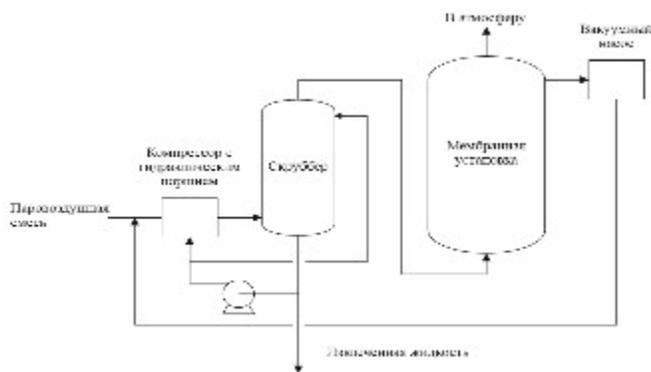


Рисунок 5.45 – Процесс мембранного разделения VRU

Охлаждение / конденсация: при охлаждении парогазовой смеси молекулы пара конденсируются на поверхности холодного теплообменника и разделяются в виде жидкости. Вторая ступень (например, криогенный конденсатор, использующий жидкий азот) может потребоваться для соблюдения предела выбросов. Поскольку влажность приводит к обледенению теплообменника, требуется двухступенчатый процесс конденсации, обеспечивающий альтернативную работу. Этот метод может достичь низких концентраций на выходе, если применяемая температура охлаждения достаточно низкая. Пары утилизируются в виде чистых жидкостей (без отходов), которые могут быть возвращены непосредственно в резервуар для хранения.

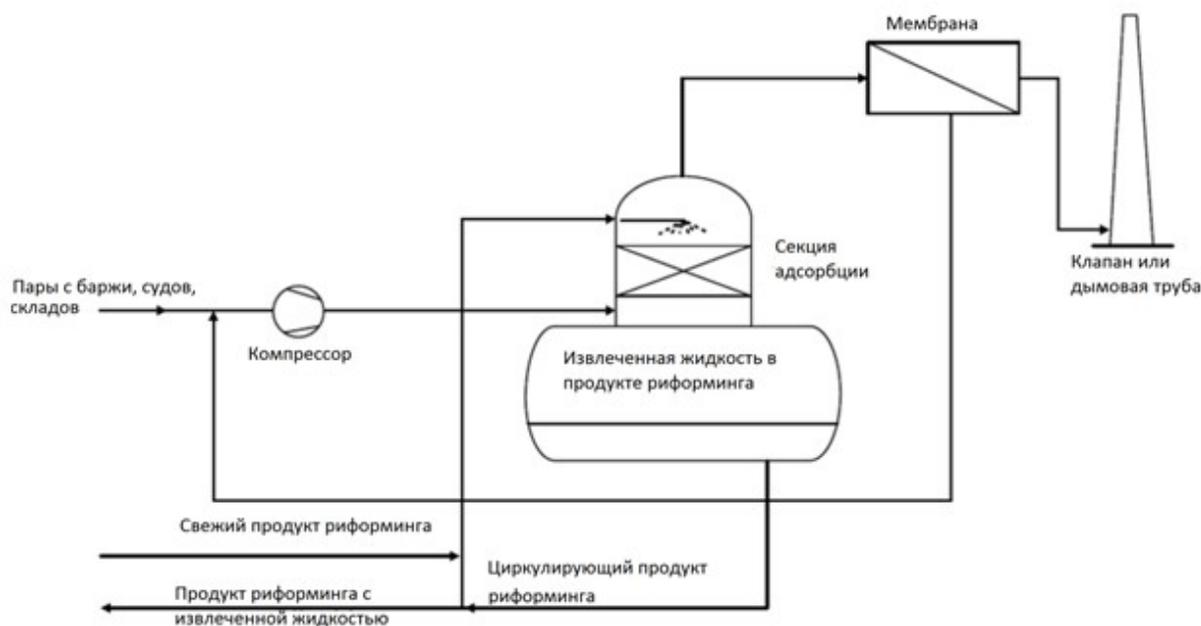


Рисунок 5.46. Упрощенная технологическая схема установки улавливания паров

Гибридные системы: коммерчески доступны комбинации методов для VRU, отвечающие очень низким стандартам выбросов. Примером может служить двухступенчатая установка с мембранным разделением с последующей адсорбцией.

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы от различных систем напрямую связаны с эффективностью борьбы с загрязнением и могут составлять всего 10 мг/Нм³ (без метана). При эффективности борьбы с выбросами 99,9 % для автомобильного бензина могут быть достигнуты концентрации 150 мг/Нм³ (без метана), как показано в таблице 5.96.

Достижимое сокращение выбросов будет зависеть от используемых методов, а также от состава и концентрации ЛОС в подаваемом потоке пара. Например, поток паров бензина может иметь концентрацию неметановых летучих органических соединений (НМЛОС) 1500 г/Нм³. Для достижения концентрации в вентиляционном канале 150 мг/Нм³ требуется эффективность снижения выбросов 99,99 %.

Система улавливания паров для загрузки резервуаров с сырой нефтью может собирать около 85 % всех ЛОС, которые конденсируются и повторно вводятся в сырье.

В таблице 5.30 приведены некоторые данные об эффективности и экологических характеристиках установок для улавливания паров. Измерения НМЛОС и бензола можно проводить с помощью FID или GC.

Таблица 5.30. Значения выбросов для установок улавливания паров

№ п/п	Тип завода	Уровень извлечения ¹⁾ , %	Средние значения, достижимые при непрерывной эксплуатации ^{2),3)}	
			НМЛОС ⁴⁾ , г/Нм ³	Бензол, мг/Нм ³
1	2	3	4	5
1	Одноступенчатая конденсационная установка	80-95	50	1
2	Одноступенчатая абсорбционная установка	90-97	35	50
3	Одноступенчатые адсорбционные и мембранные сепарационные установки	90-99,5	<10 (5)	1
4	Одноступенчатые адсорбционные установки с дополнительным нагнетателем	99,98	0,15	1
5	Сжатие, абсорбция и мембранное разделение (6)	90-95	Нет данных	Нет данных
6	Двухступенчатые установки	99,98	0,15	1

1) Как показатель уровня производительности.

2) Выражается как среднее часовое значение при непрерывной работе для соответствия 94/63 / ЕС (Приложение II).

3) Эти значения приведены для концентрации углеводородов в неочищенном газе припл. 1000 г/Нм³.

4) НМЛОС: неметановые летучие органические соединения. Содержание метана в парах загружаемых веществ может значительно варьироваться. Процессы абсорбции и адсорбции не могут существенно снизить выбросы метана.

5) Если одноступенчатые установки используются в качестве предварительной ступени для газовых двигателей, концентрация припл. для работы газового двигателя необходимо 60 г/м³.

б) Компрессия, за которой следует двухступенчатая секция извлечения: реабсорбция ЛОС во фракцию загружаемого конденсата с последующей стадией мембранного разделения.

Кросс-медиа эффекты

Эффекты связаны с потреблением энергии, особенно для двухступенчатых агрегатов (для охлаждения, откачки, нагрева, вакуума); образованием отходов (замена адсорбента / мембраны); и образованием сточных вод (т.е. конденсаты от паровой регенерации адсорбента, оттаявшая вода от конденсационных установок). Там, где могут образоваться взрывоопасные смеси, важно принять меры предосторожности, чтобы ограничить риск воспламенения и распространения воспламенения таблица 5.31.

Таблица 5.31. Сопутствующие эффекты, связанные с методами VRU

№ п/п	Техника VRU	Сопутствующие эффекты
1	2	3
1	Адсорбция	Адсорбент требует замены - срок службы угля обычно превышает 10 лет.
2	Абсорбция	Сточные воды могут образовываться и требуют соответствующей очистки. Регенерация абсорбента более чем вдвое увеличивает инвестиционные затраты и затраты на электроэнергию. Единственные отходы - это отработанная жидкость, которую необходимо заменять один раз в много лет.
3	Мембранная сепарация	Требуется двойной комплект паровоздушного оборудования - компрессор и вакуумный насос. Возможность более высокого потребления энергии, чем для адсорбции.
4	Конденсация	Создает поток загрязненной воды от размораживания. Системы охлаждения могут привести к потерям хладагента и высокому потреблению энергии. Для криогенных установок производство жидкого азота энергоемко.
5	Гибридные (двухступенчатые) системы	Крупные потребители энергии

В гавани Гетеборга для очистки воды установлены три VRU адсорбционного типа (производительностью 1500 м³/ч, 2000 м³/ч и 2400 м³/ч соответственно), обслуживающих четыре причала, используются для очистки паров, образующихся при загрузке около 1,4 миллиона тонн бензина в год. Расчетные выбросы были сокращены с 300 до 25 т/год, а концентрация общих ЛОС на выходе в выпущенном потоке ниже 10 г/Нм³. Стоимость инвестиций в 2001 году составила около 6,4 млн евро (65 млн шведских крон).

Один из крупнейших VRU в мире (36 000 Нм³ / ч) находится в эксплуатации с 2008 года на нефтеперерабатывающем заводе Mongstad для очистки паров, образующихся при разгрузке судов с сырой нефтью (два причала). Установленная мощность достигает 5,7 МВт, а эффективность рекуперации фильтрующей системы с активированным углем оценивается примерно в 85 % от общего количества ЛОС. Стоимость инвестиций в 2008 году составила около 60 млн евро (630 млн шведских крон).

Сообщается, что в Германии степень извлечения позволяет сократить выбросы ЛОС минимум на 99 %.

Во Франции с конца 1990 г. компаниям предоставлялись субсидии для поддержки инвестиций (15 примеров) для достижения более амбициозных целей, чем нормативная база для улавливания паров на погрузочных сооружениях. В одном процессе используется адсорбция на активированном угле с вакуумной десорбцией. Этот процесс позволяет снизить уровень выбросов ЛОС до 2 г/Нм³, что ниже нормативного целевого показателя 35 г/Нм³.

На рисунке 5.47 показан пример изменчивости выбросов ЛОС за исключением метана, в атмосферу от VRU (одноступенчатая установка адсорбции углерода) во время загрузки баржи. Измерения представляют собой средние получасовые значения при непрерывном мониторинге во время загрузки (каждая операция выполняется в разные дни). Среднее значение за весь период составляет 4,4 г/Нм³. Среднее значение для каждой операции загрузки составляет менее 10 г/Нм³. В 2 % случаев наблюдаются пики более 10 г/Нм³.

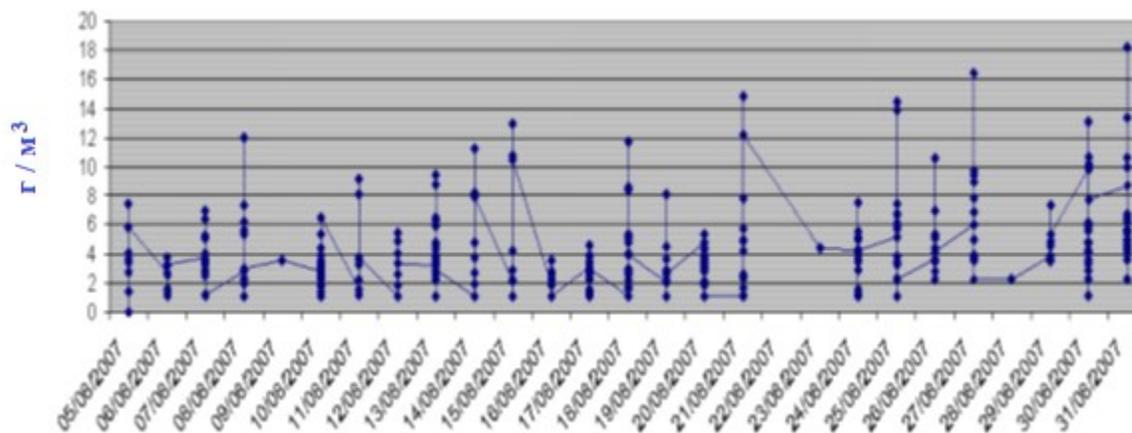
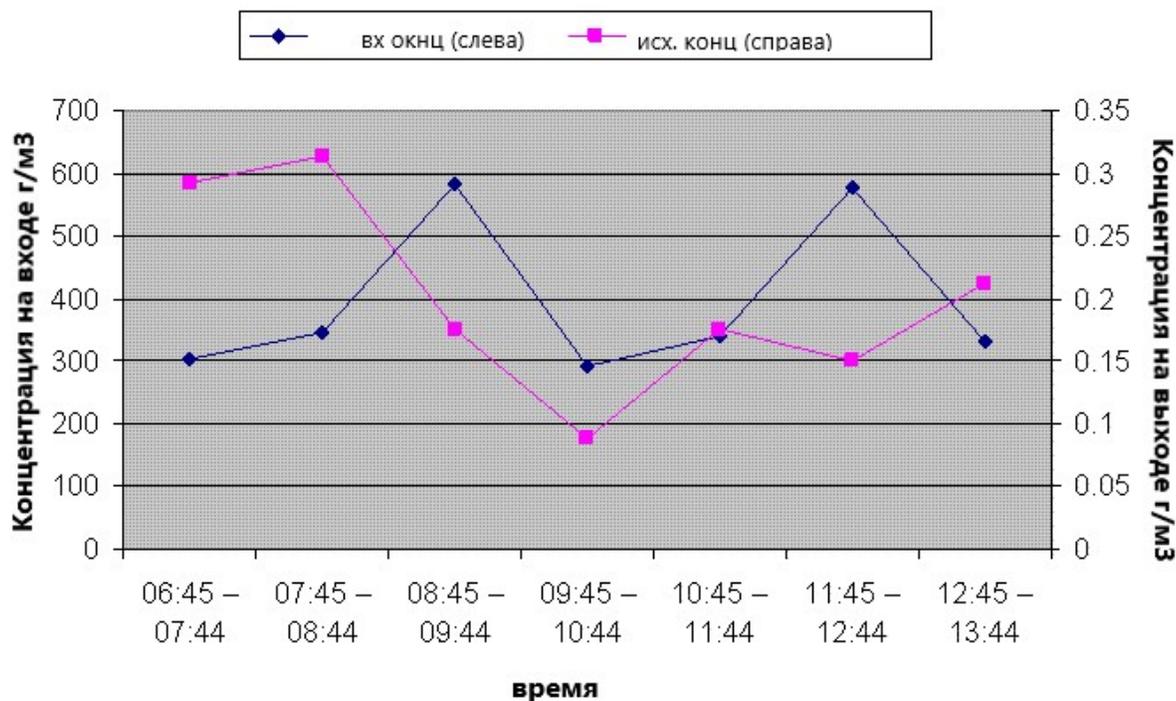


Рисунок 5.47. Изменчивость выбросов в атмосферу от VRU (набор данных 12) в течение месяцев

Некоторые из этих пиков могут быть связаны с запуском VRU, как, по-видимому, имеет место для двух наборов данных: номер 8 (среднее значение за семичасовой период: 0,2 г/Нм³) и номер 9 (среднее значение: 6 г/Нм³), где дневные изменения концентраций на входе и выходе при непрерывном мониторинге показаны на рисунке 5.48. Самые высокие почасовые значения появляются во время запуска операции загрузки.



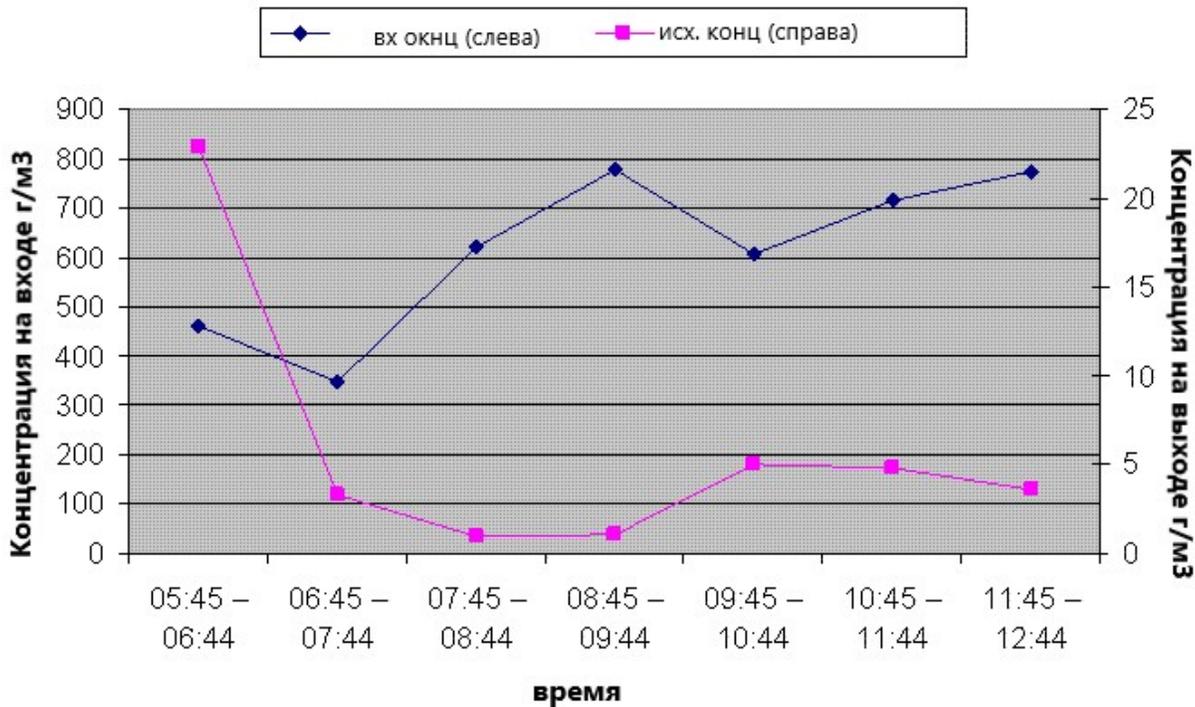


Рисунок 5.48. Изменчивость выбросов в атмосферу от двух VRU (наборы данных 8 и 9) в течение дня

Кросс-медиа эффекты

Улавливание паров может применяться к загрузке сырой нефти (за исключением адсорбции, если не использовалась предварительная обработка, такая как отпарная колонна серы, из-за загрязнения адсорбентом), на станциях отправки продукта и на станциях загрузки судов. Однако для загрузки сырой нефти она менее эффективна, чем системы для загрузки продукта, поскольку более высокие уровни метана и этана в парах сырой нефти извлекаются с низкой эффективностью.

Эти системы не применимы к процессам разгрузки, когда приемный резервуар оборудован внешней плавающей крышей. Установки улавливания паров обычно не считаются применимыми, если количество рекуперированного продукта невелико, например, для продуктов с низкой летучестью.

VRU занимают ограниченное пространство. Обычно их предварительно собирают и поставляют на салазках. Промышленные мощности VRU варьируются от 500 до 2000 Нм³/ч. Адсорбционные системы широко используются из-за простоты, хорошей работоспособности и высокой производительности.

Основные технические ограничения, включая соображения безопасности, описаны в таблице 5.32. Кроме того, следует отметить, что одним из основных ограничений для VRU является потенциальная несовместимость системы с парами, существующими на судне из-за предыдущего груза, когда очистка не была проведена должным образом.

Таблица 5.32. Обзор применимости некоторых методов VRU

№ п/п	Техника ВРУ	Ограничение применимости методики
1	2	3
1	Адсорбция	<p>Обработка несовместимыми соединениями, присутствующими в потоке пара, может отравить или разрушить активированный уголь, например, H₂S в сырой нефти.</p> <p>Из-за высокой температуры адсорбции и использования дополнительных нагнетателей требуются системы безопасности для предотвращения самовоспламенения. Также необходим соответствующий мониторинг для предотвращения этого.</p>
2	Мембранная сепарация	<p>Хорошо подходит для систем с большим объемом пара (компрессор на входе в мембранный блок). Для очень малых или переменных объемов пара, например при загрузке автоцистерн обычной практикой является установка паросодержащего резервуара переменного объема на впускном паропроводе к VRU.</p>
3	Конденсация	<p>Может потребоваться установка двойного теплообменника для размораживания агрегата во время непрерывной работы.</p> <p>Легкие углеводороды образуют твердые гидраты при низких температурах, которые могут вызвать засорение.</p> <p>Чтобы обеспечить эффективную конденсацию, необходимо избегать изменения расхода.</p> <p>Оборудование, работающее при очень низких температурах, требует общих мер безопасности.</p>
4	Гибридные системы	<p>Из-за сложности эксплуатации сложно поддерживать высокий уровень производительности.</p>

Экономика

Основываясь на отчете АЕАТ [110] о сокращении выбросов при погрузке судов, в таблице 5.35 показаны капитальные затраты на установку VRU для различных

технологий в диапазоне потоков пара до 2 000 м³/ч. Эти затраты не включают гражданское строительство, обеспечение инженерной инфраструктуры и систем сбора пара. Сообщается, что соответствующие дополнительные затраты могут меняться в зависимости от расстояния от VRU до погрузочного сооружения (до пятикратной стоимости VRU). Эксплуатационные расходы на технологии состоят из компонента, не зависящего от производительности, который находится в диапазоне от 5000 до 40000 евро в год, плюс переменный компонент, который приблизительно равен 0,05 евро за тонну загруженной продукции.

Капитальные затраты на некоторые методы VRU и термическое окисление (2001 год) представлены на рисунке 5.49.

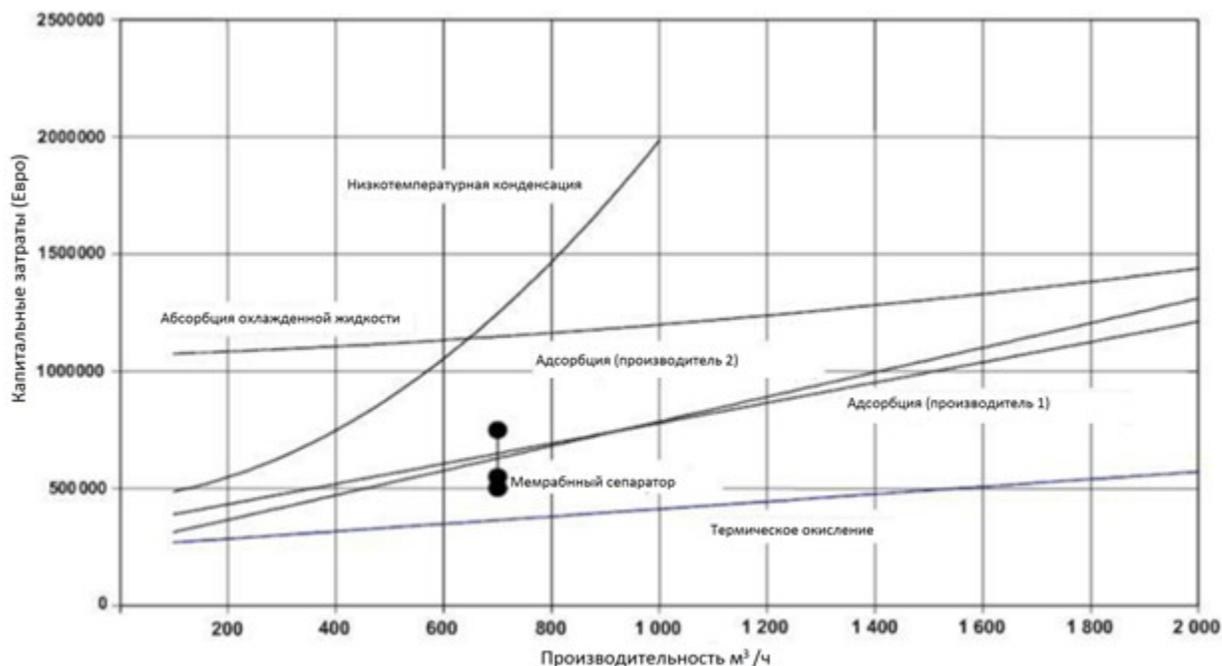


Рисунок 5.49. Капитальные затраты на некоторые методы VRU и термическое окисление (2001 год)

В одном отчете о выполнении Директивы 94/63/ЕС [111] приводятся примерные данные о стоимости гипотетической одноступенчатой установки адсорбционного типа, работающей с коэффициентом извлечения 99,7 % и концентрацией на входе 1160 г/Нм³, следовательно, при концентрации на выходе 3,5 г/Нм³. (таблица 5.33).

Таблица 5.33. Пример данных о затратах (2008 г.) для одноступенчатой адсорбции VRU, работающей при 3,5 г/Нм³

№ п/п	Показатели	VRU №1	VRU №2
1	2	3	4
1	Максимальная скорость загрузки (м ³ /ч)	273	1090

2	Капитальные затраты без учета установки (млн евро)	0,345	0,690
3	Стоимость годового потребления электроэнергии (евро)	20000	82000

Во Франции данные по инвестиционным затратам (полученные из программы субсидирования), приведенные в таблице 5.34, доступны для процесса, работающего при 2 г/Нм³.

Таблица 5.34. Примеры данных о затратах для некоторых французских сайтов VRU

№ п/п	Грузоподъемность, т/год)	Мгновенный поток очистки, м ³ /ч	Год	Инвестиционная стоимость, млн евро	т ЛОС/год
1	2	3	4	5	6
1	1 200 000	3000	2005	0.580	100
2	192 500	800	1999	0.200	106
3	1000 000	Нет данных	1998	0.980	130

Установки VRU производительностью 1000 Нм³/ч могут потребовать капитальных затрат в размере 2 млн евро с коэффициентом установки от 1,5 до 5, при этом морские погрузочные приложения находятся в верхней части диапазона.

Общие капитальные вложения сильно зависят от конкретных факторов площадки, таких как количество погрузочных судов, подключенных к системе, расстояние между причалом и установкой по контролю выбросов (стоимость трубопроводов), потребность в воздуходушках и системах безопасности (взрыв и пламегасители). Капитальные затраты могут варьироваться от 4 до 20 миллионов евро для VRU производительностью 2000 Нм³/ч. Инвестиционные затраты могут варьироваться от 2 до 25 млн евро при КПД 99,2 %, что подразумевает эксплуатационные расходы в размере 0,02–1 млн евро, затраченные на погрузочные операции (автомобильные, железнодорожные и внутренние перевозки).

Инвестиционные затраты на нефтеперерабатывающие заводы в Гетеборге и Mongstad были следующими:

в Гетеборге три установки адсорбционного типа (производительностью 1500 м³/ч, 2000 м³/ч и 2400 м³/ч соответственно), обслуживающие четыре причала, обошлись в 2001 году примерно в 6,4 млн евро (65 млн шведских крон);

в Монгстаде стоимость VRU сырой нефти 36 000 Нм³/ч в 2008 году составила около 60 млн евро (630 млн шведских крон).

По данным CONCAWE (2012), расценки и характеристики мощности для судовых VRU, загружающих бензин, использующих различные технологии VRU, следующие (таблица 5.35).

Таблица 5.35. Примеры заявленных капитальных затрат и спецификаций мощности для VRU

№ п/п	Техника	Производительность, м3/ч	Предел выбросов, г/Нм3	Расходы, млн евро	Характеристики мощности (установленная мощность), кВт
1	2	3	4	5	6
1	Одноступенчатая адсорбция VRU/углем	2500	10	1,05	425
2	Одноступенчатый VRU / мембранное разделение	2500	10	1,37	655
3	Одноступенчатое мембранное разделение	3500	10	2,7	785
4	Двухступенчатая мембрана плюс адсорбция углем	3500	0.15	3,5	980
5	Одноступенчатая адсорбция углем	5000	10	Стоимость единицы 3,5 Общая стоимость системы 23	Нет данных

Применимость

Директива 94/63/ЕС по контролю выбросов ЛОС в результате хранения бензина и его распределения предписывает установку линий улавливания паров и блоков улавливания паров (VRU) или систем улавливания паров (VRS) во время загрузки / разгрузка бензина авто- и железнодорожных танкеров и барж на нефтеперерабатывающих заводах и терминалах для достижения предельного уровня выбросов 35 г/Нм3.

Гетеборгский протокол устанавливает предел выбросов в 10 г/Нм3 для общего количества ЛОС (за 24-часовой период) для бензиновых VRU, за исключением загрузки морских судов. Это требует применения улавливания паров только для загрузки автомобильного бензина в автоцистерны, железнодорожные цистерны и баржи и при пропускной способности более 5000 м3/год.

Пример завода(-ов)

Многие VRU на установках (разгрузке) бензина для снижения выбросов ЛОС были построены в Европе в соответствии с законодательством стадия 1 или для разгрузки сырой нефти, например, в порту Гетеборга, Mongstad, в Германии и Франции (см. предыдущие параграфы по экологическим характеристикам и эксплуатационным данным).

Справочная литература

[41], [34], [53], [54]

5.10.1.20. Методы борьбы с выбросами ЛОС. Деструкция паром (VD)

Описание

Помимо традиционных методов сбора и уничтожения ЛОС путем подачи в факельную систему, в этом отношении важны две специфические системы.

1) Окисление: молекулы пара превращаются в CO_2 и H_2O либо путем термического окисления при высоких температурах, либо путем каталитического окисления при более низких температурах.

1) Термическое окисление происходит обычно в однокамерных, футерованных окислителях, оборудованных газовой горелкой и стек. Если присутствует бензин, эффективность теплообменника ограничивается, а температура предварительного нагрева поддерживается ниже $180\text{ }^\circ\text{C}$ для снижения риска воспламенения. Диапазон рабочих температур составляет от $760\text{ }^\circ\text{C}$ до $870\text{ }^\circ\text{C}$, а время пребывания обычно составляет одну секунду или меньше.

2) Для каталитического окисления требуется катализатор для ускорения окисления за счет адсорбции кислорода и ЛОС на поверхности. Катализатор позволяет реакции окисления протекать при более низких температурах, чем требуется для термического окисления: обычно в диапазоне от $320\text{ }^\circ\text{C}$ до $540\text{ }^\circ\text{C}$. Первая стадия предварительного нагрева (электрическая или газовая) имеет место для достижения температуры, необходимой для начала каталитического окисления ЛОС. Стадия окисления происходит, когда воздух пропускается через слой твердых катализаторов.

Директива 94/63 / EC (стадия 1) допускает окисление только в особых ситуациях, например, когда улавливание паров небезопасно или технически невозможно из-за большого объема возвращаемого пара.

2) Биофильтрация: разложение до CO_2 и H_2O достигается при температурах немного выше температуры окружающей среды микроорганизмами, находящимися в твердой увлажненной поддерживающей среде.

Достигнутые экологические выгоды

Соответствующие коэффициенты удаления ЛОС, достижимые с помощью таких методов, следующие: термическое окисление: 99–99,9 %, каталитическое окисление: 95–99 % и биофильтры: 95–99 %. Однако эффективность биофильтров спорна: поскольку высокая эффективность удаления достигается только при высоких нагрузках на входе, концентрации выбросов значительно ниже 50 мг/Нм^3 НМЛОС достигаются редко.

Установки биологической очистки требуют минимального обслуживания и не производят шума. Никакого топлива или химикатов не требуется. Биофильтры удаляют или уничтожают алифатические и ароматические углеводороды, другие ЛОС, H_2S и

запахи в отходящих газах технологических потоков, вентиляционных отверстий резервуаров, предохранительных клапанов, экстракции паров почвы и очистки сточных вод и т. д.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Средний срок эксплуатации превышает два года. Для биофильтров температура входящего воздуха должна составлять 5–55 °С при соответствующем уровне влажности

Кросс-медиа эффекты

Термическое окисление может привести к появлению нежелательных продуктов сгорания, таких как NOX, что требует дополнительной обработки. Каталитическое окисление требует меньше энергии для достижения температур сгорания и может конкурировать с термическим окислением при низких концентрациях на входе. Термическое окисление требует хороших первичных и / или вторичных мер безопасности для предотвращения взрывов, в то время как эффективность каталитического окисления может быть снижена из-за отравления катализатора и старения. При сжигании ЛОС также образуется CO₂. Дополнительное топливо расходуется на сжигание потоков с низкой концентрацией и на предварительный нагрев катализаторов.

Отходы образуются только тогда, когда биофильтры исчерпаны. Не образуются вторичные загрязнители или отходы.

Применимость

В литературе встречаются установки для очистки потоков от 17 м³/ч до 135000 м³/ч

Для биологического окисления этот метод хорошо подходит для обработки непрерывных воздушных потоков постоянного состава с низкими концентрациями органических загрязнителей. Этот метод не подходит для прямой обработки паровоздушных смесей, часто встречающихся при перегрузках, поскольку такие смеси имеют в основном более высокие концентрации паров (> 1% об./об.) и появляются как внезапные пиковые потоки во время довольно нечастых операций по разгрузке. Установки биологической очистки, безусловно, чувствительны к отравлению неожиданными соединениями во входящем потоке пара. Следовательно, большинство этих систем нуждаются в постоянном мониторинге, чтобы предотвратить попадание нежелательных соединений.

Биофильтрация подходит только для непрерывных потоков пара с постоянным составом и низкой концентрацией.

Экономика

Экономичность системы термического окисления с рекуперацией тепла будет зависеть от многих факторов, включая теплотворную способность потока отходов. В 1998 году уже ожидалась значительная окупаемость за счет рекуперации тепла из

термического окислителя, снабженного газо-газовым теплообменником с КПД 60% и расходом газа 4 720 л/с. Если предположить, что в качестве дополнительного топлива использовался природный газ, затраты составили около 20 долларов США на миллион ккал и 0,08 доллара США на киловатт-час электроэнергии. Для системы, работающей 24 часа в сутки, 350 дней в год, срок окупаемости дополнительных капиталовложений в размере 0,2 млн долл. США для теплообменника заводского типа составит менее пяти месяцев.

Затраты на биофильтрацию значительно ниже, чем на другие методы борьбы с загрязнением воздуха. Капитальные затраты зависят от скорости потока и эффективности разрушения/удаления. Капитальные затраты начинаются примерно с 15 долл. США/м³/ч. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание чрезвычайно низки, поскольку не требуется топлива или химикатов (таблица 5.36).

Таблица 5.36. Метод контроля термического окисления ЛОС, применяемый в промышленности

№ п/п	Источник выбросов	Технологические установки и оборудование (установленные и дооснащенные)
1	2	3
1	Технология управления	Общее количество атмосферных летучих органических соединений и предохранительные клапаны в систему сжигания / факельного сжигания
2	Эффективность	Эффективность уничтожения до 99,5 % при сжигании
3	Инвестиционные затраты	1,3 млн евро за предприятием мощностью 5 млн т/год
4	Операционные затраты	3,0 млн евро
5	Прочие воздействия	Увеличение выбросов CO ₂ из-за горения

Пример завода(-ов)

Термическое окисление: во всем мире работает более 107 установок.

Справочная литература

[27], [52]

5.10.2. Система слива / налива

5.10.2.1. Системы управления и контроля за эксплуатацией резервуаров, обнаружения утечек и переливов

Описание

Правильная обработка и хранение материалов сводят к минимуму возможность разливов, утечек и других потерь, которые приводят к образованию отходов, выбросам в атмосферу и попаданию в воду. Ниже перечислены некоторые эффективные методы хранения:

используйте большие контейнеры вместо бочек. Большие контейнеры можно использовать повторно, если они оборудованы для выгрузки сверху и снизу, в то время как бочки должны быть переработаны или утилизированы как отходы. Хранение навалом позволяет свести к минимуму вероятность протечек и разливов по сравнению с хранением в бочках. С точки зрения применимости: безопасная утилизация больших контейнеров многократного использования может быть проблемой;

сокращение образования пустых масляных бочек. Массовая закупка (с помощью автоцистерн) часто используемых масел и заполнение бункеров в качестве промежуточного хранилища;

храните бочки не на полу, чтобы предотвратить коррозию из-за разливов;

держите контейнеры закрытыми, за исключением случаев извлечения продукции;

практикуйте мониторинг, предотвращение и контроль коррозии в подземных трубопроводах и днищах резервуаров;

резервуары для хранения балластной воды могут привести к большим выбросам ЛОС. Поэтому они могут быть оборудованы плавающей крышей. Эти резервуары также подходят в качестве уравнивающих резервуаров для системы очистки сточных вод;

пропускание вентиляционных отверстий из резервуаров для хранения серы в кислый газ или другие системы улавливания;

сбор и отвод вентиляционных отверстий от резервуарных парков к центральным системам борьбы с загрязнением;

установка самоуплотняющихся шланговых соединений или выполнение процедур осушения трубопровода;

установка барьеров и/или систем блокировки для предотвращения повреждения оборудования в результате случайного перемещения или съезда транспортных средств (автомобильных или железнодорожных цистерн) во время погрузочных операций;

применяемые приборы или процедуры для предотвращения переполнения резервуаров;

сигнализация уровня установки не зависит от обычной системы измерения уровня в резервуаре.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима нефтегазодобывающей отрасли.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение влияния на окружающую среду.

Пример завода(-ов)

Ряд предприятий нефтегазодобывающей отрасли РФ и РК.

Справочная информация

[2]

5.10.2.2. Автоматизированная установка тактового налива

Описание

Автоматизированная установка тактового налива (АУТН) предназначена для прямого взвешивания и налива различных типов нефтепродуктов в цистерны через наливные телескопические трубы, а также для удаления и рекуперации паров из зоны загрузки. Эстакада точечного налива нефтепродуктов отвечает современным требованиям, особенно с точки зрения: техники безопасности и взрывопожаробезопасности производства; охраны окружающей воздушной среды; автоматизации режима налива и точности регистрации количества, окружающих нефтепродуктов; предотвращения смешивания продуктов при наливе и смене продуктов: автоматизации изготовления транспортных документов; защиты от переполнения: высокой степени надежности работы наливного оборудования; степени механизации маневровых работ и точности установки цистерн на позиции налива.

Достигнутые экологические выгоды

Высокий уровень автоматизации процесса, наличие блокировок и специальных систем противоаварийной защиты обеспечивает его безопасность, точный учет отгружаемой продукции. Установка обеспечивает полностью герметичный налив и оснащена современной системой фильтров, которая улавливает пары углеводородов и возвращает их обратно в систему. Это позволяет практически полностью исключать попадание в атмосферу вредных выбросов во время налива нефтепродуктов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На резервуарных парках и сливно-наливных для снижения выбросов в атмосферу углеводородов резервуары на нефтегазодобывающем промысле оборудованы понтонами и азотными подушками, а сырьевого парка – плавающей крышей. Все резервуары возможно оборудовать отражательными дисками. Эффективность улавливания выбросов углеводородов составляет от 95 до 99 %.

Кросс-медиа эффекты

Эстакада тактового налива светлых нефтепродуктов требует специальной площадки и оборудования.

Применимость

Незначительная потребность в обслуживающем персонале; наличии блокировок, исключающих аварийные ситуации или ошибочные действия персонала; способность приема всех типов и моделей отечественных цистерн, курсирующих по железнодорожным путям, включая перспективные модели.

Экономика

Эстакада тактового налива светлых нефтепродуктов требует специальной площадки и оборудования.

Эффект от внедрения

Исключение перегруза или перелива, сокращение потерь нефтепродуктов при отгрузке.

Экологический фактор

Пример завода(-ов)

Используется на нескольких нефтегазодобывающих промыслах РФ.

5.11. Канализация и очистные сооружения (очистка сточных вод)

5.11.1. Очистка сточных вод

Описание

Сокращение сбросов, подразумевают использование интегрированной стратегии управления сточными водами и их очистки, включающей надлежащую комбинацию технических решений в порядке приоритетности, как представлено ниже.

Улавливание загрязнителей у источника	Технологии улавливания загрязнителей до их сброса в системы сбора сточных вод
Предварительная очистка сточных вод	Технология снижения уровня загрязнения до конечной очистки сточных вод. Предварительная очистка может производиться у источника или в объединенных потоках.
Окончательная очистка сточных вод	Окончательная очистка сточных вод путем, например, подготовительной и первичной очистки, биологической очистки и технические решения по окончательному удалению твердых веществ перед сбросом

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима в Республике Казахстан.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Сокращение ЗВ в сточные воды.

5.11.2. Установка отпарки кислых стоков

Описание

Описание технологии предоставляется в разделе 5.6.7.

Кросс-медиа эффекты

Направление отходящих газов из отпарной колонны в установку извлечения серы, особенно при одноступенчатой отпарке, негативно влияет на эффективность и условия работы установки извлечения серы (из-за содержания нитрата аммония (NH₃) в газе. В

случае двухступенчатой отпарке расход пара значительно увеличивается с увеличением мощности и давления отпарки.

Применимость

Двухступенчатая отпарка: в случае, когда кубовый остаток отпарной колонны не используются повторно, а направляются на биоочистку, он все равно содержит слишком много азота аммонийного NH_4^+ . Для того, чтобы решить эту проблему в отпарной колонне, ее оснащают большим количеством секций, либо устанавливают двухступенчатую установку. В случае модернизации в пользу двухступенчатой установки, имеющиеся секции преобразуются в концентраторы для уменьшения размера установки. Более или менее чистый поток аммония из верхней части второго установочного отпарной колонны направляется в горячий дымовой газ печи или в котел дожига угарного газа установки для снижения содержания оксидов азота NO_x .

Экономика

Экономические показатели зависят от комплектации установки отпарки кислых стоков.

Капитальные расходы в среднем от 2,7 до 10,9 млн евро (по данным 1996 года).

Эффект от внедрения

Почти все процессы нефтепереработки сопровождаются вводом пара для усиления процессов перегонки или сепарации. Это ведет к образованию кислой воды (содержащей аммиак и сероводород) и/или парового конденсата, который загрязняется углеводородами. Необходимо провести отпарку кислой воды перед ее очисткой или повторным использованием в качестве промывочной воды. Типовой состав кислой воды - 900 мг/л сероводорода, 2000 мг/л аммония, 200 мг/л фенолов и 15 мг/л цианистого водорода.

Справочная литература

[55], [10], [56]

5.11.3. Сокращение содержания и извлечение углеводородов из источника сбросов сточных вод

Описание

Сточные воды с бензолом, фенолом и углеводородами легко и эффективно очищаются в месте их образования, а не на станции очистки сточных вод после их смешивания со стоками из других установок. Следовательно, поиск источников образования углеводородов является первой мерой, которую следует предпринять.

Извлечение бензола из сточных вод азотом или сжатым воздухом. Продувка азотом применяется для извлечения бензола и других низкоароматических соединений из сточных вод. Выделяемая смесь обрабатывается слоями активированного угля, которые улавливают органические вещества, позволяя очищенному азоту повторно использоваться на установке очистки сточных вод. Периодически слой углерода регенерируется на месте горячим паром: выделенные органические испарения

переносятся паром в конденсатор и затем декантируются в органические и водные слои. Органические вещества возвращаются в систему обращения углеводов.

Жидкостная экстракция фенола из сточных вод с использованием противоточной экстракционной колонны. После перегонки растворитель (например, бутилацетат) возвращается обратно в экстракционную колонну.

Окисление влажным воздухом под высоким давлением (>20 бар изб.) Вода интенсивно смешивается с воздухом, а органические соединения окисляются в присутствии катализатора при высокой температуре и высоком давлении (250 °C, 7 МПа). Серосодержащие вещества окисляются до сульфатов; амины и нитрилы превращаются в молекулярный азот; аммоний потребует этапа биологической или механической очистки.

Окисление под низким давлением (<20 бар изб.). Стойкие органические соединения очищаются кислородом и минерализуются до CO₂ и H₂O в установке биологической очистки сточных вод (БОС-газы).

Достигнутые экологические выгоды

Установка использует эту систему для утилизации 1895 л/сут. сточных вод, содержащих 50 ppm бензола, 100 ppm толуола/ксилолов и 100 ppm других углеводородных жидкостей. Установка переработки сточных вод последовательно снижала содержание бензола до уровня ниже 500 ppb. Этот метод также применяется для извлечения МТБЭ.

На 99 % и выше очищаются сточные воды или концентрация рафината снижается до 1 ppm. Сточные воды, содержащие >1% фенолов, обрабатывали до получения очищенной воды с содержанием фенола менее 1 ppm (эффективность: выше 99 %; Koch Process Technology, Inc.). Фенолсодержащие сточные воды также очищаются микробиологическим способом.

Эффективность борьбы с выбросами составляет 99 %.

Эффективность очистки составляет 60-90 %.

Продувка азотом имеет ряд преимуществ по сравнению с извлечением сжатым воздухом: кислород не уменьшает биологическое загрязнение очистной колонны. Азот снижает риск сбоев на установке, образующие взрывоопасные смеси в установке очистки.

Техника 2: Стандартные показатели энергоресурсов на м³ воды:

потребление электроэнергии: 159 кВт·ч;

пар (20,7 бар (изб.)): 15,6 кг;

пар (2,07 бар (изб.)): 103 кг;

температура воды 45 °C (DT = 19 °C): 5,6 м³;

охлаждение воды при t – 29 °C (DT = 11 °C): 2,5 м³.

Применимость

Техника 1: Используется для очистки обессоленной воды и сточных вод с заводов, работающих с бензолом, толуолом, этилбензолом.

Техника 2: Разработана для очистки сточных вод с содержанием фенола от нескольких сотен ppm до насыщения (примерно 7%) и выше.

Экономика

Техника 1: Затраты на проектирование и поставку оборудования составляют около 1250000 долларов США. Ежегодные расходы на энергоресурсы составляют около 85000 долларов США.

Техника 2: Экономически эффективен для сточных вод с концентрацией фенолов выше 1 %. Базовый пример: сточные воды объемом 27,2 м³/ч, содержащие 6 % фенола, очищены растворяющими веществами объемом 4,3 м³/ч в четырехступенчатой колонне очистки. Общее содержание извлеченного фенола составило 99,3 %.

Инвестиции, только на экстракционную колонну: 1,32 доллара США/м³.

Вся система: 3,43 доллара США/м³.

Окупаемость: 3,96 доллара США/м³.

Эффект от внедрения

Сокращение содержания и извлечение углеводов.

Справочная литература

[32], [24]

5.11.4. Первичная очистка сточных вод - извлечение нерастворимых веществ

Описание

Сбор сточных вод с различных установок по какой-либо конкретной технологии считается частью общей очистки сточных вод. На самом деле, очистные сооружения, особенно с биологической очисткой, наиболее эффективно работает при условиях с постоянным рН, гидравлической нагрузкой или скоростью потока и постоянным содержанием/концентрацией загрязняющих веществ.

Для того, чтобы уменьшить краткосрочные (ежедневные) и долгосрочные (еженедельные) сбои в работе очистных сооружений применяются процессы усреднения сточных вод либо распределение их на различных производственных установках в пределах или вблизи очистных сооружений. Буферизация и удерживаемый объем также позволяют провести анализ совместимости поступающих сточных вод для последующей очистки.

Выравнивание расходов потока и содержание/концентрации также называется усреднением (буферизацией или гомогенизацией).

Технологическая вода, поступающая из отпарной колонны, является одним из основных источников отработанной воды на установке. Кроме того, некоторые несовместимые по составу технологические стоки и стоки с объектов (факелы и

резервуары) увеличивают общий поток отработанной воды. Вытекающий поток сначала должен пройти сепаратор нефть-вода (CPI, PPI или API), чтобы удалить свободную нефть и механические примеси.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология применима в РК.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

5.11.5. Этап 1 - Удаление нефти

Описание

Целью этого этапа является сепарация и извлечение нерастворимых углеводородов. Эти методы основаны на принципе разницы в силе тяжести между фазами (жидкость-жидкость или механические примеси-жидкость): фаза с более высокой плотностью оседает на дно емкости, а фаза с более низкой плотностью всплывает на поверхность.

Очистные устройства этапа 1:

сепараторы нефть-вода;

пластинчатые отсекатели CPI;

сепараторы с параллельными пластинами PPI;

сепараторы с наклонными пластинами TPI;

буферные резервуары и/или усреднители.

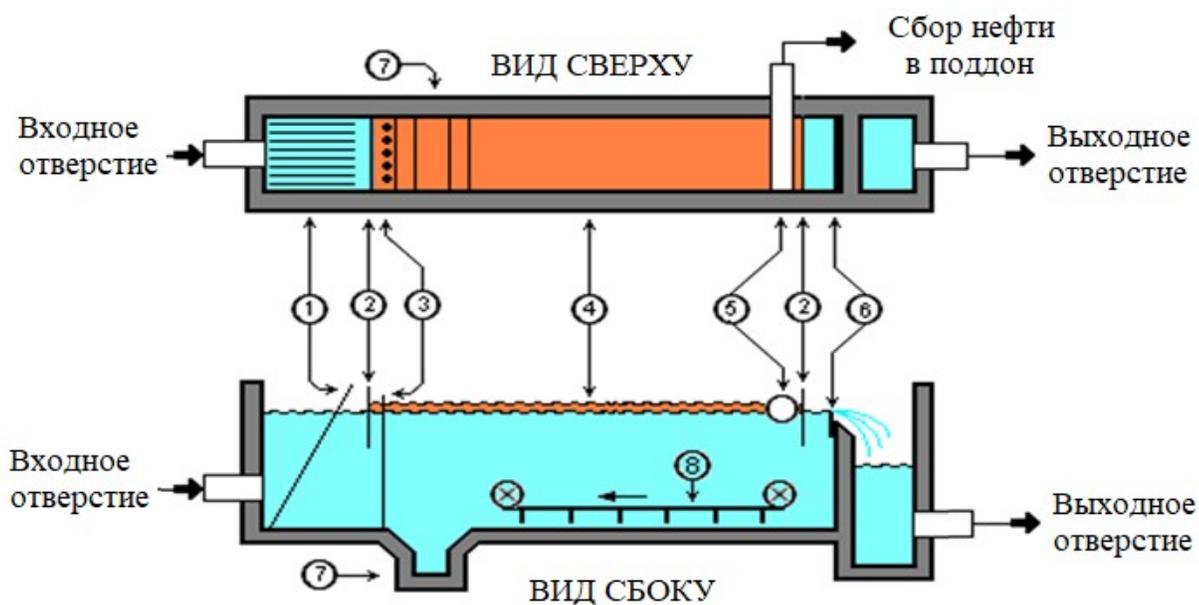


Рисунок 5.50. Общее описание сепаратора нефть-вода API

1-Мусороуловитель (наклонные стержни); 2- Перегородки для удержания нефти;
3- Распределители потока (вертикальные стержни); 4- Труба с прорезями для сбора нефтяного слоя; 5- Регулируемый переливной водосливной; 6- Отстойник для стоков; 7 - Скребок

По сравнению с API сепараторами нефть-вода внутренние пластины, используемые в пластинчатых отсекающих СРІ, сепараторах с параллельными пластинами РРІ и сепараторах с наклонными пластинами ТРІ, сокращают время отделения утилизируемых нерастворимых углеводородов.

Данные техники направлены на сепарацию и извлечение свободных капель нефти, обычно превышающих или равных по размеру 150 мкм.

Водная фаза, выходящая из системы разделения, как правило, содержит нерастворимые дисперсные капли нефти, эмульгированные капли нефти, взвешенные механические примеси, растворимую нефть не в форме капель, растворимые неорганические вещества, растворимые органические вещества и незначительное количество нерастворимых свободных углеводородов и осаждаемых механических примесей.

Стационарная труба отвода нефтесборщика не удаляет гравитационным потоком скопления вязких и/или полутвердых углеводородных материалов. Для эффективного сбора нефти с поверхности воды применяется нефтесборщик с гибким рукавом. Для извлечения вязких и/или полутвердых углеводородных материалов, скопившихся на поверхности воды механическим способом, может потребоваться тщательное наблюдение оператора и его вмешательство при необходимости.

На рисунках 5.50–5.51 представлены общее описание очистных устройств Этапа 1.



Рисунок 5.51. Общее описание сепаратора с параллельными пластинами РРІ
Экологические показатели и эксплуатационные данные

Предполагается, что после очистки водной поверхности сепараторами CPI и API объем собранной нефти составляет 50-100 част./млн.

Кросс-медиа эффекты

Сепараторы, имеющие внутренние пластины в своей комплектации, подвержены загрязнению механическими примесями.

Они не обладают функцией самоочищения от механических примесей или нефтяных отложений. Если не спустить воду самотеком и/или не откачать ее насосом, в таких сепараторах скопятся механические примеси, пластинчатый профиль загрязнится сверху до низу.

В сепараторах, не оснащенные внутренними механическими системами извлечения нефти, углеводороды скапливаются на поверхности водной фазы.

Сепараторы без крыши, приводят к выбросам ЛОС.

Применимость

Такие сепараторы могут использоваться повсеместно. Переоборудование действующих сепараторов может вызвать сложность из-за типоразмера конструкции, типа используемых рабочих валов и скребков, а также положения пневматического привода.

Из-за присутствия ЛОС и воздуха внутри сепаратора API нижние пределы взрывоопасности повышаются. В этом случае устройство требует внесения значительных модификаций.

Экономика

По состоянию на 2011 год, при Мощности очистного устройства типа API равной 750 м³/ч: - капитальные расходы составляют 8 825 000 евро.

Источник:

[8]

5.11.6. Этап 2 - Дальнейшая сепарация нефти/воды/ механических примесей

Описание

На данной стадии очистки сточных вод требуется применение химических веществ для улучшения отделения твердых/жидких или жидких/жидких оставшихся (после первого этапа очистки) углеводородов и взвешенных механических примесей. Ввод коагулянта или флокулянта необходим для улавливания капель нефти и взвешенных механических примесей, прошедших первую стадию очистки. Уровень pH сточных вод корректируется для улучшения флокуляции.

Техники данной стадии очистки:

флотация растворенным газом (DGF);

флотация с газовым барботажем (IGF);

фильтрация песком

DGF и IGF – методы идентичные флотация растворенным воздухом (DAF) и флотация приточным воздухом (IAF). Они используются в других производственных

секторах, где пузырьки воздуха позволяют выпавшим в осадок механическим примесям плавать в воде. Чтобы снизить риски взрыва, система нагнетания использует газы вместо воздуха из-за концентрации в одном месте взрывоопасных паров.

Методы DGF и IGF направлены на разделения и извлечение свободных капель нефти, как правило, размером менее 150 мкм, эмульгированной нефти и взвешенных механических примесей. Образующийся шлам выводится на поверхность воды флотацией, в результате чего крошечные пузырьки газа также захватываются хлопьями шлама. Шлам снимается с поверхности воды, а вода направляется на следующий этап очистки.

Фильтрация песком (или двухслойная фильтрация) является альтернативным процессом флотации. Отстойники также используются в качестве альтернативы.

Во всех этих методах размер хлопьев, поступающих на стадию отделения, имеет решающее значение.

Если процесс флокуляции прошел неудачно, то нефть и частицы отделятся в процессе фильтрации. Водная фаза, выходящая из этой стадии, как правило, содержит растворимую нефть не в форме капель, растворимые неорганические вещества, растворимые органические вещества и незначительное количество капель свободной нефти, рассеянных капель нефти, осаждаемых и взвешенных твердых веществ.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Флотационные установки выдают 10-20 част./млн очищенной нефти и обеспечивают высокую степень очистки сточных вод на этапе биологической очистки.

Кросс-медиа эффекты

Применение этих технологий приводят к выбросам ЛОС и углеводородов.

Использование химических веществ включает кислоту и/или щелочь для корректировки уровня pH. В блоках флокуляции в качестве коагулянта также применяется сульфат железа $FeSO_4$ или хлорид железа $FeCl_3$. На практике необходимо ежедневно наблюдать за точной корректировкой уровня pH и дозирования полимера в блоке флокуляции. Расходы энергоресурсов на водоотведение небольшие. Больше всего энергии потребляет аэрационный компрессор.

Применимость.

Общеприменимо

Экономика

По состоянию на 2010 год, при Мощности очистного устройства типа DAF равной 250 м³/ч: - капитальные расходы составляют 1 500 000 евро, эксплуатационные расходы составляют 180 000 евро / год (в среднем от объема капитальных вложений в размере 12% в год)

Эффект от внедрения

Снизить содержание углеводородов и механических примесей в сточных водах.

Справочная литература

[45]

5.11.7. Дополнительная очистка

В странах, где вода является дефицитным ресурсом, иногда экономически выгодно улучшить качество сточных вод, чтобы повторно использовать воду в качестве охлаждающей воды или в качестве подпиточной воды для котла (BFW), при условии, что уровень давления пара достаточен для подпитки. В этом случае в результате фильтрации песком (SF) и/или ультрафильтрации (UF) с последующей фильтрацией активированным углем (AC) и/или обратным осмосом (RO) с удалением солей образуется достаточно чистая вода для поступления в блок деминерализации установки подготовки BFW. Другие используемые технологии – озонирование/окисление, ионный обмен и сжигание.

Описание

Методы снижения содержания солей в сточных водах включают: ионный обмен, мембранные процессы или осмос. Металлы отделяются методами осаждения, флотации, извлечения, ионного обмена или вакуумной дистилляции.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Когда активированный уголь применяется в качестве адсорбента, его необходимо регенерировать или заменять с заданным интервалом в зависимости от эксплуатации установки.

Кросс-медиа эффекты

Потребление энергии, отходы и концентраты из отработанного активированного угля, мембран и шламов с содержанием тяжелых металлов.

Экономика

Если очистные сооружения оснащены установками SF и AC, то эксплуатационные расходы очистных сооружений в результате увеличиваются вдвое (для сравнения с очистными сооружениями, которые изначально не оснащены другими установками). В случае эксплуатации установок UF и RO как инвестиционные затраты, так и эксплуатационные расходы примерно утроятся по сравнению с вариантом, не предполагающих наличие этих установок.

Эффект от внедрения

Применяется на установках очистки и/или нефтегазовой отрасли, где есть вероятность отсутствия водоснабжения.

Пример завода(-ов)

Песчаные фильтры, ультрафильтрация, активированный уголь и обратный осмос являются проверенными техниками во многих отраслях промышленности.

5.11.8. Система водоснабжения и водоотведения

Описание

В системах водоснабжения и водоотведения необходима гибкость, чтобы справляться с изменяющимися обстоятельствами, такими как непредусмотренные

технологией осадки, пожаротушение, нарушения технологических процессов, изменения технологических процессов, дополнительные установки, расширение мощностей и новые нормативные требования. Также необходима основа для комплексного управления водными ресурсами, включая предотвращение разливов и потенциальное повторное использование водных потоков без или после очистки. Принцип основан на тщательном качественном и количественном анализе различных потоков воды и сточных вод, оценке потенциала повторного использования с максимальной надежностью и защитой окружающей среды. Гибкая конструкция водопровода и дренажа обеспечивает интеграцию воды и позволяет осуществлять краткосрочные и долгосрочные изменения при оптимальных затратах. Следует также рассмотреть вопрос о закрытой канализационной системе для перекачки загрязненной воды из резервуаров и технологических установок в сепарационные установки.

Достигнутые экологические выгоды

Предотвращение загрязнения из-за сброса без соответствующей очистки воды, поступающей из всей дренажной системы площадок.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Система водоснабжения и водоотведения промышленного объекта является результатом концептуального проектирования многих операций установки, выстроенных таким образом, чтобы можно было оптимизировать управление водными ресурсами. В основе концепции лежит разделение различных потоков воды на потоки воды, не загрязненные нефтью, потоки, периодически загрязняемые нефтепродуктами, и потоки, постоянно загрязненные нефтепродуктами. Последние могут быть разделены на потоки с низкой и высокой скоростью БПК с возможностью биологической очистки, очистки сточных вод и повторного использования.

Применение концепции сегрегации учитывает определенный уровень ведения хозяйственной деятельности и оперативной дисциплины. Решение о выборе другого маршрута для определенного типа сточных вод будет основываться на мониторинге качества воды, как внутренних потоков, так и общего сброса. Экологические показатели и управление сточными водами требуют постоянного наблюдения, реагирования, достаточной подготовки и мотивирующих указаний, а также обширной схемы мониторинга (отбор проб и анализ). Основное внимание уделяется наиболее загрязненным первым порциям ливневых вод, которые собираются, отделяются и очищаются, т.к. содержат первую порцию дождевой воды, омывшую потенциально загрязненные поверхности промышленных площадок. После отделения первой порции, оставшаяся дождевая вода собирается, анализируется и сбрасывается без очистки, если это допустимо.

Кросс-медиа эффекты

Потребности в энергии в основном связаны с откачкой сточных вод и зависят от системы и места установки.

Применимость

Ряд элементов нынешнего подхода к проектированию новой системы водоснабжения и водоотведения может быть рассмотрен для внедрения на существующих предприятиях.

Экономика

Нет данных.

Эффект от внедрения

Сокращение источников и предотвращение разливов путем надлежащего ведения хоз. деятельности также являются важными элементами для сокращения выбросов ЛОС и запахов на установках CFI, API, DAF и установках биологической очистки.

Пример завода(-ов)

Не на многих предприятиях разделяются технические воды и стоки дождевой воды. Но если они это делают, то эти потоки направляются в отдельные и выделенные системы очистки. Степень сегрегации варьируется от компании к компании (в зависимости от конструкции или модернизации). Большинство используют очищенную кислую воду и/или некоторые потоки конденсата в качестве опреснительной промывочной воды. Повторное использование очищенных сточных вод (биоочистка, фильтрация с последующим обратным осмосом) в качестве источника питательной воды котла технически осуществимо. Повторное использование очищенных сточных вод в качестве подпитки охлаждающей водой производится в нескольких местах.

Справочная литература

[55]

5.11.9. Интегрированные построенные водно-болотные угодья

Описание

Взаимосвязанные бассейны или лагуны, засаженные широким разнообразием видов водных растений, позволяют проводить последующую очистку сточных вод.

Техническое описание

Интегрированные построенные водно-болотные угодья отличаются от других методов создания водно-болотных угодий тем, что они предназначены для обеспечения максимально широкого спектра экологических условий, как это наблюдается в естественных водно-болотных угодьях, включая экологию почвы, воды, растений и животных. Кроме того, концепция интегрированных построенных водно-болотных угодий стремится обеспечить соответствие ландшафта и восстановление/создание среды обитания в своих проектах. Особое внимание уделяется мониторингу качества воды на водно-болотных угодьях и прилегающих землях и водотоках. Стратегически расположенные контрольные скважины также регулярно контролируются.

Конструкция интегрированных построенных водно-болотных угодий одновременно применяет первичный, вторичный и последующие уровни очистки в свободном потоке поверхностных вод. Это достигается за счет строительства ряда неглубоких

взаимосвязанных бассейнов или лагун, засаженных самыми разнообразными видами водных растений. Сточные воды поступают в самую высокую точку этих лагун и подаются через них под действием силы тяжести. Эти последовательно расположенные лагуны представляют собой автономные индивидуальные экосистемы. С каждым шагом достигается более чистый уровень сточных вод. Соотношение объема сточных вод к площади водно-болотных угодий в общем проекте интегрированных построенных водно-болотных угодий определяет качество сточной воды.

Макрофитная растительность, используемая в конструкции интегрированных построенных водно-болотных угодий, выполняет множество функций. Его основная функция-поддержка биопленок (слоев слизи), которые выполняют основные очистительные функции водно-болотных угодий. Он также облегчает сорбцию питательных веществ и действует как фильтрующая среда, а также, благодаря использованию соответствующей появляющейся растительности, может контролировать запахи и патогенные микроорганизмы.

В то время как растительность обладает способностью фильтровать взвешенные частицы, она также увеличивает гидравлическое сопротивление, тем самым увеличивая время пребывания.

Достигнутые экологические выгоды

Уровни выбросов азота и фосфора, общее содержание взвешенных веществ, общее содержание органического углерода, биохимическое потребление кислорода (БПК), химическое потребление кислорода (ХПК) снижаются. По сравнению с обычной обработкой происходит более экономичное энергопотребление. Сокращаются выбросы парниковых газов. Никакие химические вещества не используются. Удаление осадка не требуется.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В водно-болотных угодьях, построенных с использованием подземных потоков, были спроектированы как горизонтальные, так и вертикальные системы стока. Кроме того, в последнее время в литературе сообщалось об использовании различных гибридных заболоченных земель для очистки промышленных стоков. Обследование также показало, что промышленные сточные воды обрабатываются на искусственно построенных водно-болотных угодьях на всех континентах.

Для очистки воды используется лишь небольшое количество электроэнергии, и никаких химических веществ не требуется.

Кросс-медийные эффекты

Подземные воды, которые протекают под водно-болотными угодьями, имеют более низкий уровень питательных веществ, чем окружающие наземные участки. Фосфор сохраняется в почве.

Применимость

Техника интегрированных построенных водно-болотных угодий может применяться в широком диапазоне обстоятельств, например, при высоких или низких концентрациях загрязняющих веществ и скоростях гидравлической нагрузки, которые могут изменяться с течением времени. Интегрированное построенное водно-болотное угодье может быть построено как совершенно новый объект или может быть частью существующего водно-болотного угодья, объекта водного ландшафта или канализационно-очистных сооружений. Требования к земле, связанные с интегрированными построенными водно-болотными угодьями, могут ограничивать их применение, например требования к земле могут варьировать от 10 м² до многих гектаров в зависимости от объема производимых сточных вод и характеристик их загрязнения.

Экономика

По сравнению с обычным комплексно очистным сооружением (КОС) подход интегрированных построенных водно-болотных угодий позволяет сэкономить на эксплуатационных, амортизационных и капитальных затратах в размере 0,03 евро, 0,49 евро и 0,46 евро за кг соответственно. Сокращение в основном связано с сокращением затрат на электроэнергию, отсутствием использования химических веществ, отсутствием производства и хранения осадка.

Эффект от внедрения

Экономически выгодно.

Интегрированные построенные водно-болотные угодья обеспечивают среду обитания для широкого спектра растений и животных. Они могут быть использованы в образовательных целях, а также в качестве местной инфраструктуры.

Извлеченная биомасса может иметь широкий спектр применений (например, субстрат для производства биогаза или биоэтанола).

Справочная литература

[57], [8]

5.11.10. Повышение степени повторного использования сточных вод

Описание

В зависимости от конкретных условий техника включает в себя следующие подходы:

а) определение и оценка минимально приемлемого качества вод при использовании для каждого из технологических процессов;

б) выявление возможности повторного использования очищенных и подготовленных сточных вод с определением соответствующей их качеству технологии очистки;

в) рециркуляция воды в замкнутых водяных контурах, в том числе в циклах охлаждения технологического оборудования;

г) использование противоточных схем повторного использования сточных вод, при которых подаваемая чистая вода используется последовательно, по мере ее загрязнения, на новых стадиях процесса;

ж) повторное использование очищенной воды в засушливых регионах для полива при наличии технической возможности использования и (или) при экономической целесообразности.

Достижимые экологические преимущества

Снижение нефтеперерабатывающим заводом гидравлической нагрузки на установки очистки сточных вод. Снижение потребления воды.

5.11.11. Аппаратный учет количества сбрасываемых сточных вод и загрязняющих веществ

Описание

Техника заключается в использовании автоматических средств измерения и учета объема или массы сбросов сточных вод и концентрации загрязняющих веществ, технических средств фиксации и передачи полученной информации, а также в инвентаризации приборов учета водозабора и водоотведения на источниках водозабора и приемниках сточных вод, на предмет наличия приборов, их исправности, своевременной поверки и опломбировки.

Достижимые экологические преимущества

Снижение потребления воды. Постоянное улучшение экологических показателей.

5.11.12. Двойной защитный экран на прудах испарения/прудах накопления сточных вод (изолирующее покрытие из полиэтилена высокой плотности)

Описание

С целью предотвращения инфильтрации сточных вод в грунтовые и подземные воды обязательное наличие противофильтрационного экрана, то есть гидроизолирующего слоя (в виде изолирующего покрытия из полиэтилена высокой плотности, обеспечивающего герметичность и способность сопротивляться повреждающим факторам.

При проектировании и создании противофильтрационного экрана необходимо учитывать:

наличие размывающих основание агрессивных грунтовых вод;

давление, создаваемое в результате подвижки и пучения почв;

низкие температуры в зимний период;

воздействие ультрафиолета;

прорастающие корни деревьев и другие механические повреждения;

присутствие химических веществ в сточных водах, имеющие коррозионные свойства.

Достижимые экологические преимущества

Предотвращение миграции загрязняющих веществ со сточными водами в грунтовые и подземные воды.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Наличие подтвержденного проектной документацией противодиффузионного экрана у пруда испарителя и результатов мониторинговых исследований за последние 3 года в гидронаблюдательных скважинах, подтверждающих отсутствие миграции загрязняющих веществ из сточных вод пруда испарителя/пруда накопителя в грунтовые воды позволяет устанавливать максимальные концентрации загрязняющих веществ в сточных водах, направляемых в пруд-испаритель/пруд-накопитель на уровне концентраций, установленных в проекте нормативов допустимых сбросов.

5.11.13. Разделение охлаждающих и технологических вод

Описание

Поскольку технологические воды, как правило, более загрязнены, чем охлаждающие воды, важно поддерживать их разделение. Только в тех случаях, когда охлаждающие воды нуждаются в обработке (системы рециркуляции), их следует смешивать, и то только в нужном месте (после первичной обработки технологических вод).

Достигнутые экологические выгоды

Сегрегация потоков уменьшает загрязнение охлаждающей воды нефтью, поступающей из других вод. Это увеличивает извлечение нефти установкой очистки сточных вод.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Нет полученной информации.

Кросс-медиа эффекты

Воздействия на различные компоненты окружающей среды не были обнаружены.

Применимость

Установки очистки сточных вод, которые первоначально были рассчитаны на совместную обработку потока технологической воды и потока охлаждающей воды, возможно, придется модифицировать после разделения потоков, чтобы эффективно обрабатывать образующиеся более чистые и более концентрированные сточные воды.

Экономика

Сегрегация может быть очень дорогостоящей, отчасти в существующих установках.

Эффект от внедрения

Предотвратить загрязнение охлаждающей воды технологическими водами, которые обычно более загрязнены, и избежать разбавления технологических вод перед их обработкой. Некоторые темы, связанные с загрязнением воды из систем охлаждения, уже были изучены в процессах ОСПАР и ХЕЛКОМ (регион Северного и Балтийского морей).

Справочная литература

[32], [58]

5.11.14. Блок ультрафильтрации для удаления твердых частиц вплоть до 0.02 микрон, а также коллоидных твердых веществ и бактериальных загрязнений

Описание

Метод мембранной очистки жидкости, в ходе которого раствор под давлением пропускают через фильтр, способный пропускать только определенные компоненты. Ввиду разности молекулярных масс растворенного вещества и растворителя, а также разного давления по обе стороны мембраны происходит очистка воды от посторонних включений. Молекулярные соединения, подлежащие удалению из раствора, остаются по ту сторону мембраны и не проходят через фильтр. В основе ультрафильтрационной очистки жидкостей лежит принцип, сходный с обратным осмосом.

Назначение установок ультрафильтрации – улучшение качественных показателей жидкости перед обессоливанием. Для повышения эффективности тонкой очистки рекомендован предварительный прогрев воды до +20–250С.

5.11.15. Замкнутая система сбора, очистки и возврата конденсата в систему в качестве питательной воды для котлов

Описание

При передаче тепла производственному процессу при помощи теплообменника пар отдает скрытую теплоту (теплоту конденсации) и конденсируется, образуя при этом горячую воду. Эта вода теряется или может собираться и возвращаться в котел.

Повторное использование конденсата преследует четыре цели:

использование тепловой энергии, содержащейся в горячем конденсате;

снижение затрат на получение сырой подпиточной воды;

снижение затрат на подготовку сырой воды;

снижение затрат, связанных со сбросом сточных вод (там, где это применимо).

Конденсат собирается при атмосферном или отрицательном давлении. При этом источником конденсата может быть пар с гораздо более высоким давлением.

Достигнутые экологические выгоды

При снижении давления до атмосферного часть конденсата может вновь самопроизвольно испаряться, образуя выпар. Последний также может быть собран и использован повторно.

Возврат конденсата приводит также к сокращению расхода химических веществ на водоподготовку. Сокращаются и объемы потребляемых и сбрасываемых вод также.

Применимость

Данный метод неприменим в случаях, когда собранный конденсат загрязнен, или когда сбор конденсата невозможен в силу того, что сам пар используется в технологическом процессе.

При проектировании новых установок рекомендуемым подходом является разделение конденсата на потенциально загрязняемый и незагрязненный (чистый)

потоки. Чистый конденсат поступает из источников, где загрязнение в принципе невозможно (например, из ребойлеров, рабочее давление которых выше давления технологического процесса, так что в случае утечки пар попадает наружу, а не компоненты процесса - внутрь). Потенциально загрязняемый конденсат может быть загрязнен в случае нештатной ситуации (например, разрыва трубы ребойлера в условиях, когда его рабочее давление ниже, чем давление технологического процесса). Сбор и возврат чистого конденсата не требует дополнительных мер предосторожности. Возврат потенциально загрязняемого конденсата возможен при отсутствии загрязнения (вызванного, например, утечкой в ребойлере), которое отслеживается в реальном времени при помощи датчиков, например датчика общего органического углерода.

5.11.16. Очистные сооружения с замкнутым циклом

Описание

Очистные сооружения замкнутого цикла работают по одному принципу – сначала отстаивание воды, затем процесс фильтрации. Сначала вода попадает в специальный лоток, в котором остается крупная грязь – камни, остатки почвы, глины. В процессе отстаивания частицы пыли, сажи, золы опускаются на дно, в то же время как остатки топлива могут всплывать на поверхность, после чего их удаляют. Очищенная таким образом от примесей вода проходит через "песколовы". Потом либо проводится доочистка, чтобы использовать воду вторично, либо стоковую воду отправляют в канализационную систему.

Эффект от внедрения

Рациональное и экономное использование воды в процессе деятельности.

5.11.17. Сбор и очистка бытовых канализационных стоков

Описание

Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются при эксплуатации на территории предприятия санузлов, душевых, прачечных и столовых.

Назначением систем очистки сточных вод является качественное удаление примесей, взвешенных веществ, патогенных вирусов и бактерий. Следует различать очищение и обеззараживание. При очистке сточных вод удаляются механические и химические примеси. Целью обеззараживания является удаление живых микроорганизмов, которые могут нанести вред человеку. На разных этапах очистки применяется разное оборудование. Так, на этапе механической очистки работает комплекс песколовок, отстойников, решеток и нефтеловушек. Для биологического этапа характерно использование аэротенков (резервуаров прямоугольной формы, по которым циркулируют стоки вместе с активным илом), мембранных биореакторов (мембрана задерживает активный ил после переработки органики) и биофильтров (емкость с загрузкиочным материалом, на поверхности которого образуется пленка из микроорганизмов). Очищенные хозяйственно-бытовые сточные воды могут закачиваться в пласт с целью поддержания пластового давления.

5.12. Факельные системы

5.12.1. Методы борьбы с выбросами. Факелы

Описание

Факельная система предназначена для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров в случаях (см. раздел 3.12):

срабатывания устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, гидрозатворов, ручного стравливания, освобождения технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях автоматически или с применением дистанционно управляемой запорной арматуры и другие;

предусмотренных технологическим регламентом;

периодических сбросов газов и паров при пуске, наладке и остановке технологических объектов.

Факельные системы и конструкции

Факельные системы обычно можно разделить на две основные части: факельную систему сбора с сепаратором и собственно факельную колонну. При работе с крупными нефтегазодобывающими комплексами отдельные сепараторы могут быть установлены в различных технологических зонах с "блокирующими" средствами, чтобы обеспечить техническое обслуживание во время останова этих участков.

На рисунке 5.52 показана упрощенная технологическая схема факельной системы.

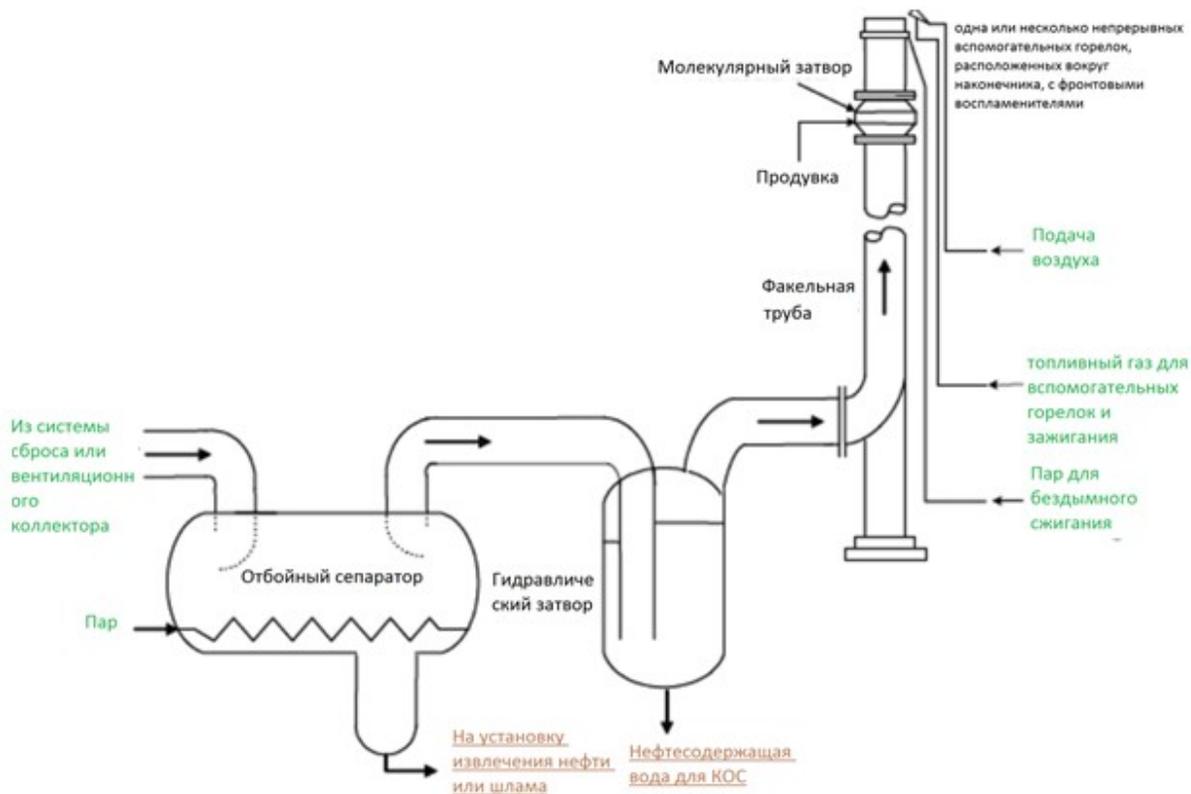


Рисунок 5.52. Упрощенная технологическая схема факельной системы

Сегодня доступно множество факельных систем для различных целей. Выбор факельной системы зависит в основном от:

расхода, давления, температуры и состава сжигаемого газа;
требования, предъявляемые к полноте сгорания, излучения, сажи и шума;
наличие и доступ к пару, воздуху и газу.

Факелы можно разделить на несколько категорий, и можно выделить следующие различия:

тип факелов: надземные или наземные (поднятые - наиболее распространенные и имеют наибольшую мощность);

факельная система: факелы без вспомогательного оборудования (низкого или высокого давления) или факелы со вспомогательным оборудованием (с подачей пара, воздуха, газа или воды);

зона, в которой происходит реакция окисления, которая включает следующие категории: факелы (факелы с открытым пламенем) или факелы в камере (муфельные и экранные / экранированные факелы).

По сравнению с надземными факелами наземные факелы приводят к худшему рассеиванию из-за того, что дымовая труба находится ближе к земле и, следовательно, может вызывать проблемы для окружающей среды или здоровья (в зависимости от типа конечной продукции).

В факелах сгорание происходит внутри цилиндра, что позволяет им работать без образования дыма, шума или излучения. Тип наземного факела работает как система поверхностного сжигания с предварительным смешиванием (закрытая горелка), где предварительно смешанные газ и воздух горит на проницаемой среде.

Таблица 5.37 показывает обзор различных основных групп факельных систем. В ней также дается краткое описание каждой факельной системы, области применения, а также преимущества и недостатки, касающиеся как экологических, так и эксплуатационных последствий.

Существуют также системы тушения факелов, в которых не требуется постоянного горения запального пламени, но зажигается специальный механизм, когда скорость газа превышает определенный предел.

Факельная система без вспомогательного оборудования

Факел, который сжигает только природный газ без подачи воздуха или пара, называется факелом без вспомогательного оборудования. Он используется, когда сгорание может быть достигнуто без посторонней помощи. В зависимости от давления в технологическом оборудовании это может привести к факелу низкого или высокого давления. Сжатый газ обеспечивает хорошее смешивание воздуха и отходящих газов и, таким образом, снижает воздействие и образование дыма. С другой стороны, это увеличивает уровень шума.

Вспомогательная факельная система

Когда давление сжигаемого отходящего газа низкое, внешняя среда, такая как пар, воздух или газ, может использоваться в качестве движущей силы. В зависимости от их доступности можно использовать следующее:

пар высокого давления для парового факела;

газ высокого давления для газового факела;

подача воздуха для факелов с пневмоприводом;

закачка воды в факел, когда требуется низкий уровень шума и радиации.

Таблица 5.37. Различные применения факельной системы

№ п/п	Факельные системы		Описание	Применение	Особенности
1	2		3	4	5
1		Факел низкого давления	Факелы низкого давления - самый простой вид факелов. Наконечники факелов низкого давления рассчитаны на длительный срок службы. Они способны сжигать широкий спектр потоков отходов.	Факелы низкого давления могут использоваться, когда сжигание запрещено без посторонней помощи. Факелы низкого давления используются для технического обслуживания и снижения расхода газа.	Экономически эффективно. Низкие затраты на обслуживание. Стабильное, надежное горение.
2	Факел без вспомогательных средств	Факел высокого давления	Факелы высокого давления используют энергию сжатого газа для создания турбулентного перемешивания и создания избыточного количества воздуха для более полного сгорания.	Факелы высокого давления используются на суше и в море, чтобы добиться бездымного сжигания при больших скоростях сжигания. Может обрабатывать большие количества факельного газа под высоким давлением и обладает большой производительностью.	Экономически эффективно. Чистое, эффективное и бездымное горение. Более низкая радиация.
			Паровые факелы предназначены		

3		Паровая факельная установка	<p>для удаления более тяжелых отходящих газов, которые имеют большую склонность к дыму. Пар вводится в поток отходов как внешняя импульсная сила для эффективного перемешивания воздуха и отходящего газа, и турбулентности. Это способствует бездымному сжиганию тяжелых углеводородов.</p>	<p>Паровые факелы используются в системах с низким давлением для бездымного сжигания, когда на объекте имеется пар высокого давления.</p>	<p>Бездымное горение. Низкое шумообразование. Максимальная энергоэффективность.</p>
4	Вспомогательная факельная система	Факел с воздушным поддувом	<p>Подача воздуха используется как внешняя импульсная сила для эффективного перемешивания воздуха и отработанного газа и турбулентности. Это способствует бездымному сжиганию отработанного тяжелого углеводородного газа.</p>	<p>Пневматические факелы могут использоваться для операций, которые требуют бездымных факелов низкого давления в областях, где пар недоступен в качестве средства подавления дыма.</p>	<p>Малое количество дыма. Более низкий показатель радиация. Низкое шумообразование.</p>
		Факел с подачей газа	<p>Впрыск газа используется как внешняя импульсная сила для эффективного перемешивания воздуха и отходящего газа, и</p>	<p>Газовые факелы могут использоваться для операций, которые требуют бездымных</p>	<p>Максимальное сгорание.</p>

5			турбулентности. Это способствует бездымному сжиганию отработанного тяжелого углеводородного газа.	факелов низкого давления в областях, где доступен газ высокого давления.	Бездымная производительность
6		Факел для закачки воды под высоким давлением	Вода впрыскивается в факел, чтобы уменьшить излучение и шум от факела.	Для применений с высоким давлением, где требуется низкий уровень шума и излучения, а также там, где есть вода.	Значительно снижает излучение и шум. Снижение эксплуатационных расходов и стоимости оборудования

Методы факельных операций

Ниже приведены методы, применяемые к факелам, которые могут снизить выбросы

Использование контрольных горелок, которые обеспечивают более надежное зажигание отходящих газов, поскольку на них не влияет ветер.

Закачка пара в факельные дымовые трубы, что может снизить выбросы взвешенных частиц при надлежащей конструкции.

Излишки газа должны сжигаться, а не сбрасываться. Должны быть предусмотрены сепараторы для удаления жидкостей с соответствующими уплотнениями и системами удаления жидкости, чтобы предотвратить попадание жидкостей в зону горения. Водные потоки из уплотнительных бочек следует направлять в систему кислой воды.

Разработаны системы сбора факельного газа, в которых факельный газ улавливается и сжимается для других целей. Обычно рекуперированный факельный газ очищается и направляется в систему газа нефтегазодобывающего комплекса. В зависимости от состава факельного газа у восстановленного газа могут быть другие применения. Сообщается о сокращении сжигания в факелах до 0,08–0,12 % производства на одном заводе по добыче природного газа в Норвегии.

Для минимизации образования сажи в пламени в новых установках применяется измерение расхода с автоматическим регулированием пара; а также измерения яркости с автоматическим контролем пара и дистанционное визуальное наблюдение с использованием цветных телевизионных мониторов в диспетчерских пунктах, что позволяет управлять паром вручную и обнаруживать постоянное наличие запального пламени. Впрыск пара служит нескольким целям. Во-первых, он улучшает смешивание топлива и воздуха за счет создания турбулентности и, таким образом, повышает эффективность сгорания. Во-вторых, он защищает конец факела, удерживая пламя

подальше от металла. В-третьих, пар снижает выбросы сажи, поскольку он вступает в реакцию с взвешенными частицами углерода с образованием СО, который затем окисляется до СО₂. И, наконец, закачка пара, вероятно, также снижает термическое образование NO_X. Когда сжигают водород или очень "легкие" углеводороды, впрыск пара обычно не применяется, так как воздушно-топливное смешение часто бывает хорошим и образование сажи маловероятно.

Мониторинг факелов

Мониторинг факелов необходим для того, чтобы вести учет каждого события в рамках системы мониторинга нефтегазодобывающего комплекса и сообщать местным властям.

Факельные системы необходимо оборудовать соответствующими автоматизированными системами мониторинга и контроля, необходимыми для работы без дыма и оценки выбросов в соответствии с требованиями НПА по ведению автоматизированного мониторинга.

Поток факельного газа

Среди различных доступных измерительных систем, совместимых с безопасным факельным сжиганием, ультразвуковое измерение расхода было предпочтительным выбором в большинстве новых решений. Ультразвуковые расходомеры могут использоваться как для сухих, так и для влажных и грязных потоков газа, если содержание жидкости не превышает ~ 0,5 % об./об. Если ожидается большее количество жидкости, следует установить систему отсечки жидкости непосредственно перед расходомером. Они применимы к широкому диапазону объемов, обеспечивают высокую точность, не требуют частой калибровки и не имеют значительного ограничения расхода. Однако им необходима прямая труба достаточной длины для обеспечения условий измерения ламинарного потока, что может создать серьезные ограничения в случае модернизации. Они также работают в диапазонах температуры и давления, которые не всегда соответствуют реальным условиям процесса. Ориентировочная стоимость таких ультразвуковых расходомеров оценивается в 0,5 млн евро за одно измерительное устройство.

Затраты (2004 г.) на ультразвуковой расходомер находятся в диапазоне от 20000 до 30000 долл. США. Дополнительные расходы из-за современной подготовки места, установки, калибровки и подключения могут привести к стоимости 100000 долл. США за одно измерительное устройство [258, Комиссия штата Техас по качеству окружающей среды, 2010].

Расходомеры газа требуют соответствующих характеристик (предел обнаружения, диапазон измерения) для обеспечения точных измерений.

Состав факельного газа

Состав факельного газа можно анализировать путем периодического отбора проб и последующего лабораторного анализа или с помощью устройств непрерывного

измерения. Однако оперативная газовая хроматография для непрерывных измерений очень чувствительна к загрязнению и требует строгой (и дорогостоящей) предварительной обработки и кондиционирования образцов для удаления воды, и частиц перед измерениями.

В качестве примера в таблице 5.38 представлен состав газа двух факелов норвежского нефтеперерабатывающего завода, определенный с помощью газовой хроматографии в режиме онлайн.

Таблица 5.38. Примеры состава факельного газа

№ п/п	Компоненты	Основной факел, моль%	Факел для высокосернистого газа, моль%
1	2	3	4
1	1 -Бутен	0,1	0,1
2	C6+	0,7	1,5
3	C-Бутен	0,1	0,1
4	CO	0,4	1
5	CO2	0,5	0,4
6	Этан	12,3	10
7	Этен (этилен)	2,8	5
8	H2	38,9	35
9	H2S	0,2	0,2-1
10	1 –бутан	2,9	2
11	I-бутен	0,1	0,1
12	I-пентан	0,9	0,4
13	Метан	18,4	23
14	N2	5,6	16
15	n-бутан	2,7	1
16	n-пентан	0,6	1
17	O2	0,3	0,2
18	Пропан	10,9	3
19	Пропен	1,4	1
20	t-бутен	0,1	0,1

Примечание: Приведенные цифры основаны на нормальных условиях. Концентрация H2S будет изменяться в зависимости от количества высокосернистого газа, направляемого на факел.

Достигнутые экологические выгоды

Эффективность горения, радиация, сажа и шум зависят от факельной системы. На правильно эксплуатируемых факелах обычно достигается 98 % конверсии в CO2, 1,5% составляют продукты частичного сгорания (почти весь CO) и 0,5 % не превращаются.

Закрытые наземные факелы имеют меньший шум и дымность по сравнению с надземными факелами. Однако первоначальная стоимость часто делает их нерентабельными для больших выбросов по сравнению с надземными системами.

Экологические характеристики и эксплуатационные данные

Чтобы добиться максимально полного сгорания, рекомендуется, чтобы факел работал при минимальной температуре пламени 800-850 °С. Эффективность факела обычно максимизируется за счет оценки теплотворной способности сжигаемых потоков и за счет минимизации гашения пламени, например, путем чрезмерного пропаривания. Поскольку воздух, присутствующий в дымовой трубе, может создать потенциально взрывоопасную смесь с поступающим факельным газом при низких нагрузках факельного газа, требуется непрерывный поток продувочного газа. При использовании азота требуется меньшая скорость продувки. Очень часто используется молекулярный гидрозатвор, который позволяет использовать более низкую скорость продувки (таблица 5.39).

Таблица 5.39. Пример расчетных условий двух факелов на нефтеперерабатывающем заводе в Великобритании (2007 г.)

№ п/п	Источник выбросов	Единицы измерения	1-ый факел	2-ой факел
1	2	3	4	5
1	Высота	м	91	137
2	Тип системы		Высокое давление	Низкое давление
3	Максимальная мощность	т/ч	397	680
4	Бездымная мощность	т/ч	34	68
5	Расход запального газа	кг/ч	1.9	1.9
6	Расход продувочного газа	кг/ч	22,7	12,5
7	Расход пара*	т/ч	11,8	21,8
8	Выбросы SO ₂ **	кг/ч	0,074	0,043

1) Расход пара при максимальной бездымной мощности.

2) От запального газа и продувочного газа.

Сопутствующие эффекты

Выбросы факелов будут включать, помимо NO_x, CO от сжигания и часть несгоревших газовых соединений (например, ЛОС, H₂S, SO₂), что может вызвать потенциальные проблемы со здоровьем и неприятный запах (в основном, для наземных факелов).

Вода из затворов факела обычно требует обработки перед выпуском. Впрыск пара для улучшения горения и продувки сажи расходует тепловую энергию. Использование наземных факелов может привести к потенциальному накоплению облака пара в случае

неисправности факела. Поэтому в наземную факельную систему обычно включаются специальные системы безопасного диспергирования. Как следствие, приборы для мониторинга и контроля наземных факелов обычно более строгие, чем для надземных систем. Кроме того, факелы, особенно с использованием пара, создают помехи из-за шума и света.

Применимость

Особого внимания требует сжигание токсичных газов (никогда в наземных факелах). Чтобы обеспечить безопасную работу в периоды, когда факел может не иметь пламени, следует проводить расчеты концентрации на уровне земли для опасных компонентов, предполагая, что факел используется только в качестве вентиляции. Для снижения опасностей воздействия на уровне земли могут потребоваться другие меры безопасности. Надежный непрерывный мониторинг считается критически важным при утечке токсичных газов.

Из-за различных характеристик горения газов обычно предусматривается отдельный факел для высокосернистого газа; этот факел может быть оборудован другими горелками, чем факел для сжигания углеводородов, чтобы обеспечить более эффективное сжигание высокосернистых газов (H_2S).

Экономика

Детальных данных не получено.

Эффект от внедрения

На примере, Района управления качеством воздуха Южного побережья в Калифорнии (США) Местные нормативные документы требуют планов минимизации факелов, а также требуются мониторы непрерывного потока газа, устройства непрерывного мониторинга теплотворной способности газа и полунепрерывные мониторы общей концентрации серы.

Другой основной движущей силой внедрения является здоровье и безопасность.

Пример завода(-ов)

Факелы являются обычным явлением на нефтеперерабатывающих заводах. Последнее время широко применяются факельные системы закрытого типа – Лукойл Ухта.

Справочная литература

[32], [54], [27]

5.12.2. Высокоэффективная горелка бездымного горения, обеспечивающая сгорание отработанных потоков флюидов, обеспечивает бездымное сгорание отработанных потоков флюидов

Описание

Высокоэффективная горелка бездымного горения, обеспечивающая сгорание отработанных потоков флюидов, относится к подготовке скважинных флюидов к их утилизации, а именно к устройству и способу экологически чистого горения с

нагнетанием воздуха газотурбинным двигателем для сжигания скважинных флюидов с целью их утилизации.

Используется для следующих целей:

при испытаниях наземных и морских буровых скважин;

при очистке призабойной зоны скважин;

при утилизации отходов;

утилизации бурового раствора на основе нефти;

утилизация пены во время работ по интенсификации добычи;

для обеспечения безопасности на буровой установке при выбросе.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение выбросов загрязняющих веществ.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Применение горелок было вызвано необходимостью совершенствования технологий испытаний морских скважин. Перед широким внедрением горелок в практику большинство испытаний морских скважин было связано с необходимостью строительства дорогостоящих хранилищ нефти. Таким образом, по техническим соображениям и в целях безопасности при испытаниях можно было извлекать только небольшие количества нефтепродуктов, что ограничивало исследуемую площадь коллектора и получаемую информацию по скважине. Горелки позволяют утилизировать нефть с соблюдением мер безопасности и с учетом требований по охране среды, что позволяет использовать их и при испытании наземных скважин.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов загрязняющих веществ.

5.12.3. Факельные оголовки

5.12.3.1. Факельные оголовки

Описание

Данная технология факельного оголовка высокой производительности имеет обработку паром, что сокращает потребление пара при уменьшении шума, дыма и других эффектов при сжигании, которые влияют на работу и обслуживание факела.

Технология факельного оголовка дает значительные эксплуатационные преимущества включая:

уменьшение объема бездымного пара и количество потребления охлаждающего воздуха более чем на 30% против существующей технологии парового факела;

улучшенная бездымная производительность (более 40%) против технологии типового парового факела такого же размера;

упрощенное регулирование пара при использовании одной паровой линии против трех линий, необходимых для существующего факела. Это обеспечивает легкую эксплуатацию паровой системы, что особенно хорошо для автоматизированной системы регулирования;

значительное снижение потребления "резервного пара", результатом чего является экономия системы паропроводов;

отсутствие возможности "закупорки пара" из-за несоответствующего верхнего потока пара (более долгий срок службы оголовка).

Достигнутые экологические выгоды

Снижение выбросов загрязняющих веществ.

Кросс-медиа эффект

Нет дополнительных воздействий на окружающую среду.

Применимость

Технология полностью применима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Справочная информация

29 Clear stone, Guidelines on Flare and Vent Measurement, GGFR & World Bank, 2008 (Руководство по измерению факельных и вентиляционных отверстий)

5.12.3.2. Техники звукового факельного оголовка

Описание

Звуковой факельный оголовок - это уникальный тип оголовка для факела высокого давления. Звуковой факел использует давление факельного газа для устранения дыма, снижения излучения пламени и сокращения длины пламени. Звуковые факелы могут снизить капитальные затраты за счет меньшей высоты дымовых труб и меньшего размера факельного коллектора

Факельный оголовок высокого давления обычно имеет рабочее давление в пределах 2,0–15,0 бар изб. в зависимости от индивидуальных эксплуатационных потребностей и исполнения в виде одноточечного или многоточечного потока.

Одноточечные звуковые факельные системы, как правило, имеют факельные оголовки без дополнительной подачи пара, которые имеют специальные стабилизаторы, встроенные в точку выхода факельного оголовка. Эти специальные стабилизаторы гарантируют, что пламя факела не "взлетит". Создание стабильного пламени в точке выхода из факельного оголовка также обеспечивает очень высокую эффективность

рассеивания. Его инновационный дизайн позволяет утилизировать газовые потоки, начиная с самых низких уровней продувки, до пропускной способности более 56 миллионов нормальных кубических метров в сутки.

Одноточечные звуковые факельные системы представлены на рисунке 5.54.

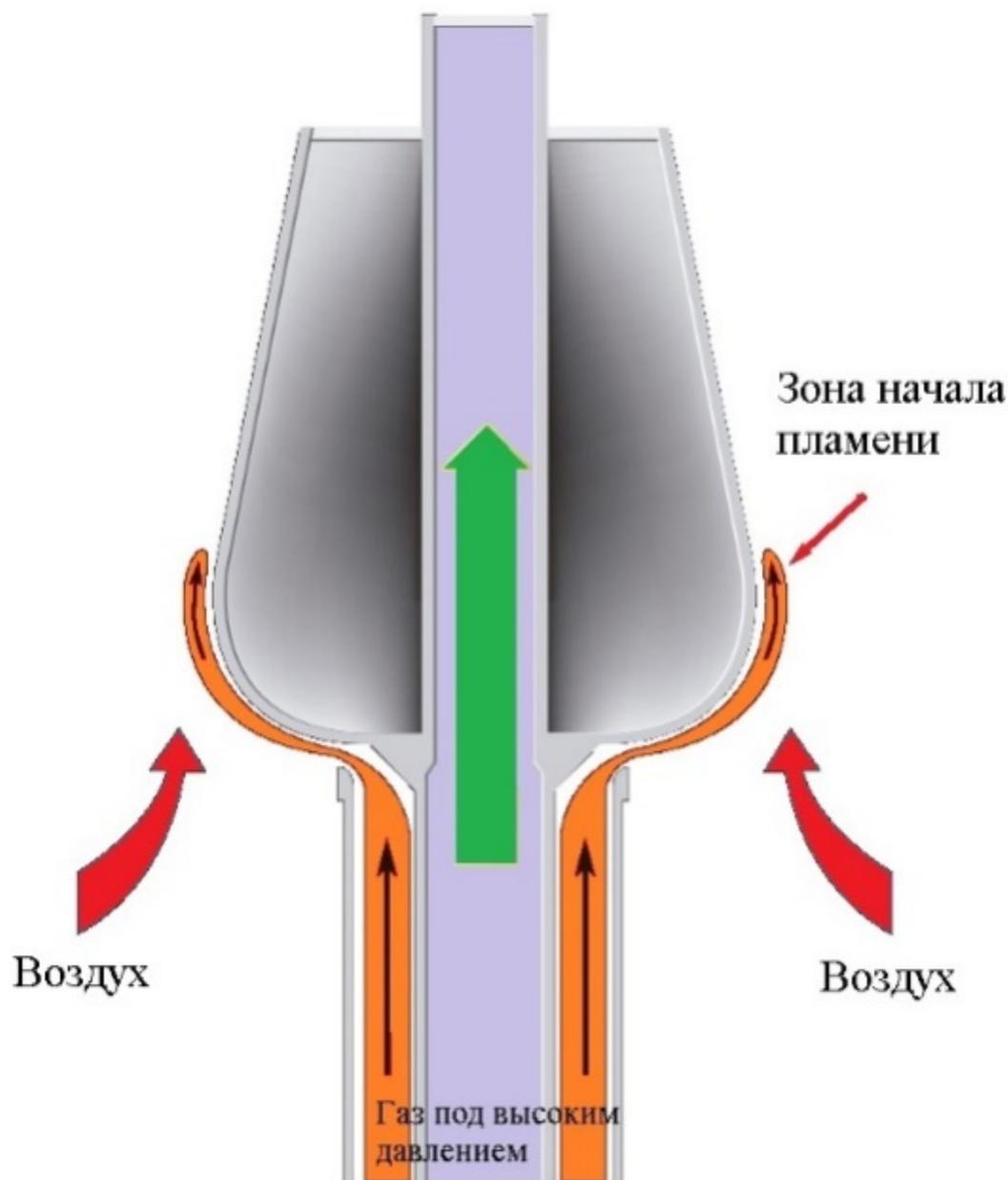


Рисунок 5.54. Одноточечные звуковые факельные системы

Многоточечные звуковые факельные системы высокого давления разбивают поток газа на более мелкие потоки из нескольких рукавов, что способствует лучшему смешиванию факельного газа с воздухом за счет турбулентности потока в зоне горения. На каждом плече установлены звуковые сопла, которые обеспечивают стабилизацию пламени. Этот тип факельной системы имеет превосходные эксплуатационные

характеристики по сравнению с одноточечными, обеспечивает бездымное сжигание газов легких и средних углеводородов при относительно высоком давлении и скорости потока газозадушной смеси.

Многоточечные звуковые факельные системы представлены на рисунке 5.55.

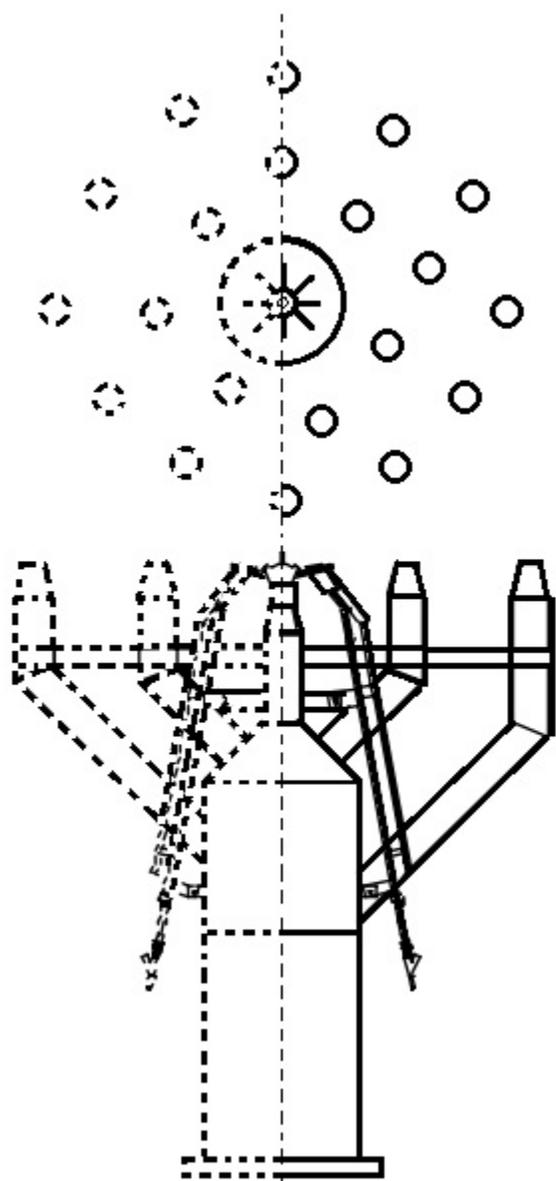


Рисунок 5.55. Многоточечные звуковые факельные системы

Звуковые насадки с фиксированным отверстием рассчитаны на максимально доступное давление при максимальном расходе и являются идеальным методом предотвращения образования дыма при сжигании неочищенного природного газа и сжиженного нефтяного газа. Эти факелы на 100 % не содержат дыма при максимальных мощностях, но имеют струйку дыма при снижении мощности.

Звуковые насадки с переменным отверстием. Этот сложный раструб, также известный как раструб Коанда, регулирует размер отверстия раструба. При низком

расходе переменная диафрагма почти полностью закрыта. По мере увеличения потока и противодействия отверстие открывается. Звуковой наконечник с переменным отверстием предотвращает образование дыма даже в условиях пониженного давления и имеет более высокую пропускную способность, чем звуковой наконечник с фиксированным отверстием.

Достигнутые экологические выгоды

Обеспечение эффективного рассеивания углеводородов до 98,5% и выше.

Обеспечение бездымного сжигания без дополнительной подачи вспомогательных материалов (пар, воздух, биогаз).

Низкий уровень теплового излучения.

Сброс углеводородов при продувках и с пилотных горелок без ущерба для безопасности, благодаря таким мерам, как монтаж установок для сокращения объема продувочного газа.

Подача дополнительного электропитания для предотвращения аварийных отключений на факеле.

Меньшая длина пламени.

Применимость

Техника применима для факельных систем объектов морской и наземной добычи газа, заводов по подготовке и переработке газа, предприятий нефтегазохимии, в целях соответствия экологическим требованиям, предъявляемых к объектам, где намечается использование этой техники.

Экономика

Экономическая эффективность применения техники обеспечивается увеличенным сроком службы факельных оголовков и сокращением капитальных затрат на установку и последующее обслуживание систем. Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Справочная информация

<https://www.energy-xprt.com/products/sonic-flares-431938>

“Production flares” №34611 2004 by John Zink company, LLC www.johnzink.com

5.12.4. Разбавление сбрасываемого сырого газа добавками негорючих газов

Описание

При процессе добычи нефти и газа образуются излишки сырого газа, которые сжигаются на факельных установках. Данная техника представляет собой разбавление на факельной установке сбрасываемого сырого газа добавками негорючих газов. Дополнительным эффектом техники является влияние добавок на длину пламени факела, поскольку выбросы горючих газов нередко оказываются забалластированными негорючими присадками.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение концентрации загрязняющих веществ при проведении технологически неизбежного сжигания сырого газа [99]. Уменьшение относительной длины пламени факела.

Применимость

Техника применима для факельных систем при отсутствии снижения показателей надежности при эксплуатации этих систем и соответствия требованиям пожарной и промышленной безопасности, а также экологическим требованиям, предъявляемым к объектам, где намечается использование этой техники.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

Справочная информация

[99]

5.13. Энергетическая система

5.13.1. Методы проектирования

Описание

Меры, которые могут быть приняты для улучшения интеграции и рекуперации тепла и повышения эффективности, рассматриваются в качестве общего вопроса в справочном документе по энергоэффективности (ENE). Более конкретно, методы, применимые к нефтеперерабатывающим заводам, включают (неполный перечень):

Общие меры по снижению энергопотребления, такие как оптимизированная интеграция тепла и повышение эффективности печи в сочетании с компьютерным управлением сжиганием. Это приведет к снижению расхода топлива на тонну переработанной сырой нефти.

Установка котлов-утилизаторов в нагревателях.

Установка расширителей/рекуперации мощности.

Расширенные зоны теплообменников, в которых холодные потоки предварительно нагреваются потоками теплого продукта непосредственно из технологических процессов.

Прямая подача промежуточных продуктов в технологические процессы без охлаждения и хранения. С точки зрения энергосбережения всегда полезно утилизировать отработанное тепло горячих продуктов установки дистилляции сырой нефти, например, путем последующей подачи их непосредственно в нижестоящие установки, а не охлаждать их для хранения и последующей подачи в нижестоящие установки из резервуаров.

Балансировка паровых и нефтеперерабатывающих топливных газовых систем.

Оптимизация производства энергии.

Достигнутые экологические выгоды

Тепловая интеграция технологических систем гарантирует, что значительная доля тепла, необходимого в различных процессах, обеспечивается за счет обмена теплом между потоками, подлежащими нагреву, и потоками, подлежащими охлаждению. На нефтегазовом промысле важно максимально интегрировать тепло, чтобы свести к минимуму расходы на отопление и охлаждение. Таким образом, значительное количество продуктов может быть продано вместо сжигания. Методы интеграции/рекуперации тепла непосредственно приводят к снижению выбросов CO₂, NO_x, взвешенных частиц и SO₂.

Кросс-медиа эффекты

Обмен теплом между процессами подразумевает передачу технологического возмущения от одного процесса энергетического процесса к другому. Это может повлиять на безопасность, поэтому могут потребоваться системы контроля устойчивости.

Применимость

Отработанное тепло в изобилии используется на нефтегазовом промысле, а также пар низкого/среднего давления и низкой температуры. Любые усилия по рекуперации отработанного тепла в виде пара низкого давления/низкой температуры бессмысленны, если нет дополнительного использования полученного дополнительного пара. Варианты использования этого тепла должны быть тщательно определены и квалифицированы. Для теплообменников требуется место. Выявление и использование возможностей или синергии для совместного использования энергии за пределами промысла иногда затруднительно и требует поиска партнеров.

Экономика

Имеет экономический смысл максимизировать интеграцию тепла на промысле и, как следствие, минимизировать требования к отоплению и нагрузку на систему охлаждения. Интеграция/рекуперация тепла дает возможность снизить затраты на электроэнергию (50 % от общих эксплуатационных затрат нефтегазодобывающих предприятий), но при анализе интеграции тепла необходимо учитывать стоимость теплообменников и трубопроводов.

В таблице 5.40 приведены различные примеры инвестиций для увеличения площадей теплообменных поверхностей ("надстроек") существующих установок и, при наличии, соответствующих сроков окупаемости.

Таблица 5.40. Примеры инвестиций в увеличение теплообмена, о которых сообщалось на предприятиях Европейского Союза

№ п/п	Тип установки	Рекуперация энергии	Инвестиционные затраты, евро в год	Срок окупаемости, год
1	2	3	4	5
1	Атмосферная дистилляция	10 т/ч пара	1,2 миллиона	-

2	Перегонка сырой нефти	6600 ТЕР/год	3 млн (2006)	6
---	-----------------------	--------------	--------------	---

Эффект от внедрения

Экономия затрат за счет снижения расхода топлива.

Пример завода(-ов)

Методы широко применяются у предприятий добычи нефти и газа.

Справочная литература

[24], [53], [27], [32]

5.13.2. Управление паром и снижение потребления пара

Описание

Пар, используемый для зачистки, создания вакуума, распыления и обогрева, обычно теряется в сточных водах и в атмосфере. Пар, используемый для производства механической и/или электрической энергии и отопления, обычно рекуперирован в виде конденсата в системах НР-, МР- и LP-конденсата и собирается в резервуаре для хранения конденсата. Для оптимизации использования и снижения расхода пара может быть реализовано несколько методов.

Уменьшение количества пара для отпаривания, когда это не является строго необходимым, является не только частью рационального управления энергией, но и вариантом сокращения образования сточных вод. Отпаривающий пар обычно используется с учетом спецификации температуры вспышки и улучшения фракционирования в колоннах. Один из способов снижения как объема кислой воды на отпарной колонне, так и используемых химических реагентов на установках, расположенных выше по потоку, считается использование ректификационной колонны с боковой стриппинг секцией вместо отпарной колонны для отпаривания бокового отгона, в особенности легких фракций. Однако, большая часть пара используется для очистки дна колонны, которое не может быть прокипячено каким-либо другим способом, поэтому уменьшение количества конденсированного пара в любом случае будет ограничено, кроме того, очистка намного лучше в потоке пара, чем в условиях повторного кипячения, потому что удаляется более летучая фракция.

Там, где инертный газ, такой как N₂, доступен по экономичной цене, он может быть альтернативой водяному пару для операций по зачистке, особенно для более легких продуктов.

Оптимизация производства пара также может быть достигнута за счет рекуперации отработанного тепла в котлах-утилизаторах из горячих отходящих газов (например, дымовых труб) и потоков горячих продуктов.

Некоторые объекты сообщают об интересных инициативах, связанных с систематическими программами проверки очень большого числа клапанов для отвода конденсата пара, которые обычно устанавливаются на нефтеперерабатывающих заводах. Эти программы состоят из ранжирования всех клапанов с учетом вызванного

потребления пара и оценки всех критических клапанов с технологической и экономической точек зрения. Мероприятия по обнаружению и ремонту утечек связаны с программой ("паровые ловушки").

Достигнутые экологические выгоды

Снижение потребления пара снижает общее потребление энергии и сводит к минимуму конденсаты, что положительно влияет на образование сточных вод. Сокращение потребления энергии при производстве пара приведет к снижению потребности в энергии и, следовательно, к снижению выбросов в атмосферу.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На одном из французских объектов в 2008 году была проведена программа "паровая ловушка", включающая систематическое картографирование систем дренажных клапанов, которая охватывает 20000 единиц оборудования. С момента начала программы было сэкономлено около 30 т пара/час. Такой же подход был применен на британском объекте, где с 2008 года была задействована специальная команда, которой удалось сократить потери пара в атмосферу примерно на 50000 т/год.

Кросс-медиа эффекты

Уменьшение количества сточных вод из паровых конденсатов.

Экономика

Упомянутая программа соответствует общим ежегодным инвестициям, оцениваемым в 450000 евро.

Эффект от внедрения

Экологическая движущая сила, направленная на энергосбережение и связанное с этим снижение выбросов в атмосферу и сбросов воду.

Пример завода(-ов)

Применение можно найти на некоторых нефтегазовой отрасли.

Справочная литература

[30]

5.13.3. Увеличение потребления газа

Описание

Альтернативой сокращению выбросов SO₂, NO_X, CO₂ и металлов на нефтегазодобывающем промысле может быть замена или сокращение использования жидкого технологического топлива сжиженным газом (часто производимым на промысле), топливным газом (получаемым с помощью некоторых методов конверсии) или природным газом (из внешних источников). Данное увеличение использования газа, как правило, сопровождается балансом и контролем системы топливного газа между подходящими пределами давления, чтобы обеспечить вариативность системы, при этом подпитка топливного газа осуществляется из чистых видов топлива, таких как сжиженный газ или природный газ. В этих случаях необходимы современные средства управления, которые оптимизируют производительность топливного газа.

Достигнутые экологические выгоды

Котлы и печи сжигания вырабатывают значительные выбросы CO₂, SO₂, NO_x и взвешенных частиц, особенно при использовании тяжелого дизельного топлива. Газовые котлы практически не выделяют сажи и не выделяют SO₂ при очистке топливного газа в аминных скрубберах. Выбросы NO_x также значительно ниже, чем у котлов, работающих на мазуте.

Из-за низких концентраций SO₂ в дымовых газах газовых котлов температура выбросов в дымовой трубе может быть снижена до 150 °C (коррозия точки росы меньше или больше не является ограничением). Более низкая температура отходящих газов представляет собой разницу в энергоэффективности и снижении выбросов CO₂.

Полный переход на 100 % газовое топливо нефтегазодобывающего промысла значительно сократит выбросы SO₂, CO₂ и NO_x. Выбросы тяжелых металлов также будут сокращены. Кроме того, при использовании газа образуется очень мало сажи и очень низкие выбросы SO₂, так как часть газов очищается в аминных скрубберах. Выбросы серы значительно ниже, когда вместо дистиллята используется чистый топливный газ.

Газообразное топливо обычно выделяет меньше NO_x на единицу энергии по сравнению с жидким топливом. Для газообразного топлива обычно имеет значение только термический NO_x; однако выбросы NO_x будут зависеть от состава газообразного топлива. Сжигание нефти обычно приводит к более высоким уровням выбросов NO_x по нескольким причинам, особенно в связи с топливным NO_x, обусловленным содержанием азота, необходимости сбалансировать выбросы NO_x и взвешенных частиц, и частых требований к конструкции для сжигания в сочетании с газом.

Вкратце, преимущества перехода на 100 % газовый вид топлива приведены ниже.

Выбросы SO₂ из энергетической системы будут резко сокращены. Эти выбросы от газа будут очень низкими и практически нулевыми для природного газа. Основной составляющей загрязнений на нефтегазодобывающем промысле будет в основном обусловлен выбросами из других источников (УПС, факелы и т.д.).

Выбросы взвешенных частиц, включая тяжелые металлы, будут сокращены.

Уровни NO_x, обычно достигаемые при сжигании газа, будут снижены до уровней, обычно достигаемых при сжигании газа для технологий производства энергии, и, следовательно, другие источники, станут преобладающими источниками выбросов на промысле.

Сокращение выбросов CO₂ достигается главным образом за счет более низкого содержания углерода в газе, более высокой теплотворной способности и, кроме того, за счет более высокой достижимой эффективности (дымовые газы могут быть дополнительно охлаждены).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На рисунке 5.54 показана очень четкая корреляция между долей газообразного топлива, сжигаемого в энергобалансе площадки, и удельными выбросами NOX и SO₂, достигнутыми выборкой из 55 европейских предприятий в период 2007–2008 годов.

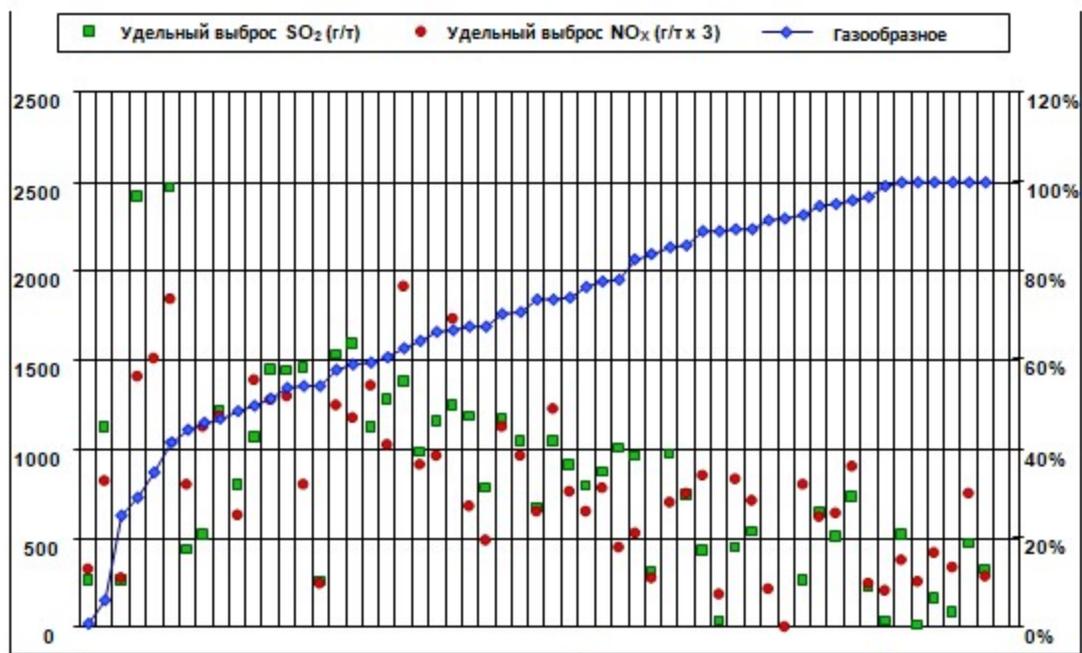


Рисунок 5.54. Соотношение между частицами топливной смеси и удельными выбросами NOX и SO₂ для выборки европейских предприятий

На рисунке 5.55 показаны текущие соответствующие виды использования газа и нефти в энергетической системе для выборки европейских предприятий. Исходя из этих данных, в 2008 году средний процент сжигания газа составлял около 75 %, а нефти-около 25 %. При сжигании нефти соответствующее среднее содержание серы составляло 1,06 %.

Эта информация согласуется с отчетом CONCAWE по выбросам диоксида серы, показывающим снижение потребления нефти с 28,5 % в 1998 году до 19,1 % в 2006 году и среднее содержание серы 1,33 % в 2006 году.

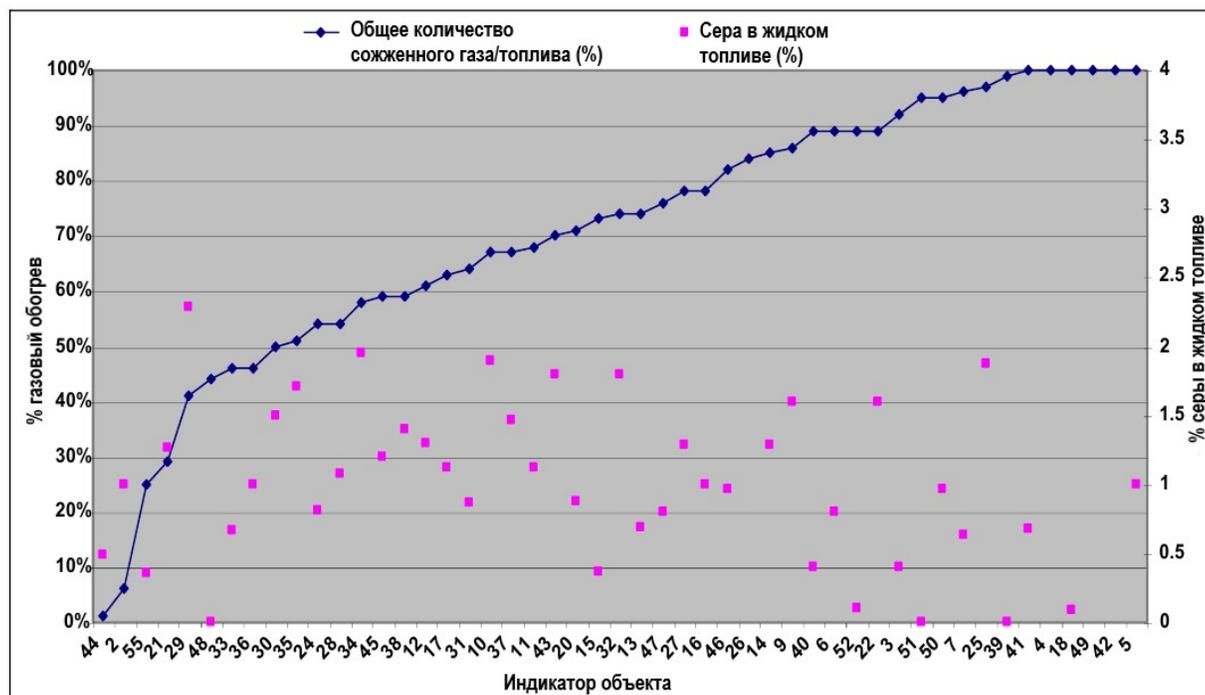


Рисунок 5.55. Процентное содержание серы в газе и нефти в выборке данных технической рабочей группы европейского Бюро НДТ за 2008 год

Кросс-медиа эффекты

Считается, что замена остаточного топлива газом приводит к дальнейшему избытку остатка, который должен учитываться в любом интегрированном решении для топливной системы предприятия. Эти остаточные виды топлива могут быть неправильно сожжены за пределами предприятия, поэтому выбросы, произведенные таким образом, можно рассматривать как просто перенос выбросов наружу, а не устранение. Также, конверсия тяжелых фракций в легкие продукты и целевые показатели для более низких характеристик серы топлива требуют значительных дополнительных затрат энергии. Это приведет к неизбежному увеличению выбросов CO₂, если только CO₂ не будет улавливаться.

В первом приближении выбросы NO_x могут быть увеличены за счет использования водорода, самых тяжелых газообразных углеводородов и остаточного топлива, содержащего связанный топливный азот. Топливо с высоким содержанием водорода приводит к повышению температуры пламени, что обычно приводит к повышению уровня NO_x. Хотя не весь топливный азот в итоге образует выбросы NO_x, доля NO_x в топливе может варьировать от несуществующего, как в случае оборудования, работающего на природном газе, до в несколько раз превышающего долю теплового NO_x оборудования для предприятий. Топливный газ может содержать амины (соединения азота) и другие соединения. В литературе имеются корректирующие коэффициенты для выбросов NO_x в зависимости от содержания связанного азота в тяжелых дизельных топливах. Общеизвестная ссылка на этот вопрос содержится в

руководящем документе "BesluitEmissie-EissenStookinstallatiesMilieubeheerA" (BEES), опубликованном компетентными органами Нидерландов в 1987 году. Коэффициент корреляции (применяемый только к существующим установкам), предложенный в BEES, показан на рисунке 5.56.

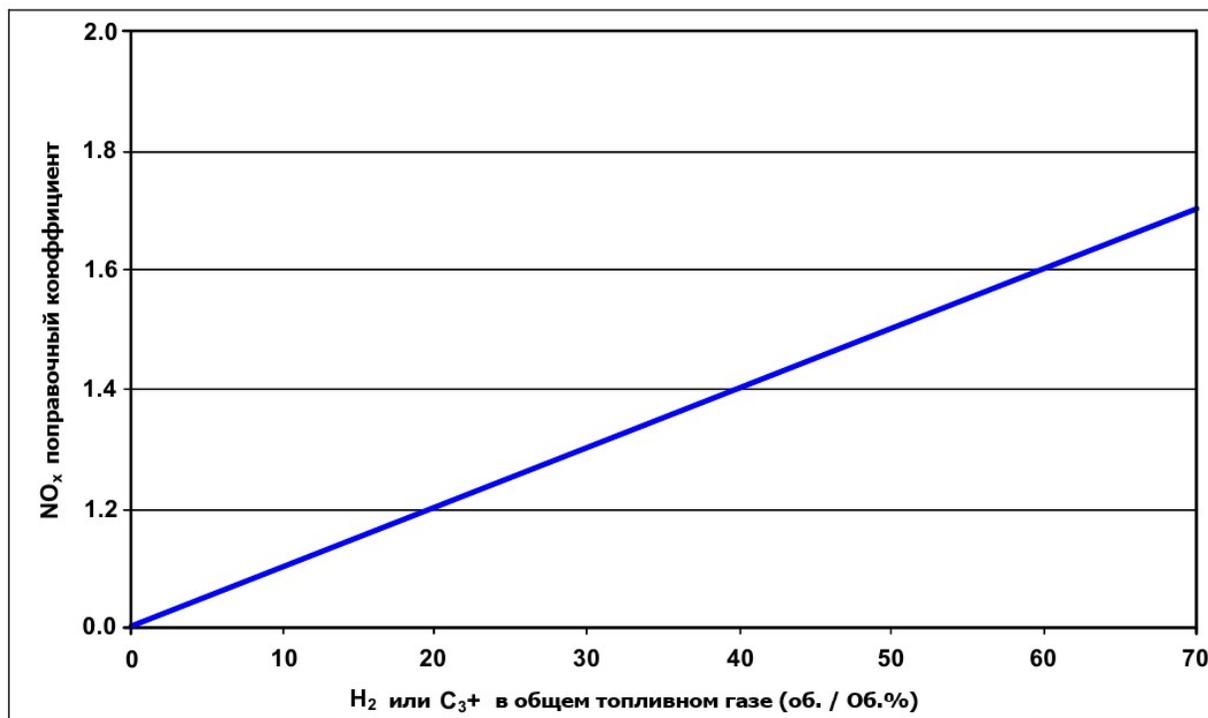


Рисунок 5.56. Влияние состава топливного газа нефтегазодобывающих предприятий на выбросы NO_x (применяется только к существующим установкам)

Поправочный коэффициент, предложенный в документе BEES, складывается из комбинации двух факторов, умноженных вместе. Первый объясняет содержание водорода, а второй относится к углеводородам, имеющим углеродное число больше трех.

Тем не менее, линейное соотношение образования NO_x с содержанием водорода в газообразном топливе не может быть непосредственно применена: изменчивость выбросов также связана с изменением качества и количества газа, а также с различными типами установок.

Применимость

Переход с жидкого топлива на газовое потребует модернизации технологических процессов и подключения к газовым сетям. Некоторые газы используются локально, т.е. в процессе происхождения или смежном процессе, но большинство предприятий по добыче нефти и газа используют общую магистраль топливного газа, в которую подается большая часть топливного газа. На современном нефтегазодобывающем промысле магистрали топливного газа тщательно "сбалансированы" по отношению к спросу и предложению; необходимая гибкость достигается за счет контроля

производства (например, пропускная способность установки риформинга, испарение сжиженного газа). Взаимосвязь с факельной системой нефтегазодобывающего промысла важна, топливного газа обычно включает газ, полученный от рекуперации факельного газа. Он также может выделять избыточный газ в факел, если превышен верхний предел давления. Применение концепций энергосбережения может помочь нефтегазодобывающим предприятиям удовлетворить все свои потребности в газе, производимом собственными силами.

ЕРА США недавно достигло ряда мировых соглашений (называемых гражданскими судебными соглашениями о партнерстве или Постановлениями о согласии) с крупными компаниями на уровне компании или участка, чтобы исключить или свести к минимуму использование твердого и жидкого топлива во всех котлах и нагревателях, эксплуатируемых на предприятиях. В соответствии с этими принятыми соглашениями использование твердого/жидкого топлива допускается только в периоды сокращения потребления природного газа.

В настоящее время ряд европейских предприятий также перешли на 100 % - ный газ с аналогичными условиями работы.

Экономика

Стоимость перехода на газ может достигать 30 млн евро в год для нефтегазодобывающего предприятия мощностью 10 т/год.

Для использования сжиженного нефтяного газа вместо иного топлива приблизительные капитальные затраты незначительные (некоторое повторное сжигание), а приблизительные эксплуатационные расходы в год составляют 120 евро за тонну топлива (разница в стоимости между сжиженным нефтяным газом и мазутом). Однако эксплуатационные расходы могут значительно варьироваться в зависимости от сезона года и от цены сжиженного газа на рынке.

Для использования природного газа вместо мазута приблизительная капитальная стоимость установки составляет около 4 млн фунтов стерлингов. Приблизительные эксплуатационные расходы в год могут варьироваться от менее 50 евро за тонну до более 100 евро за тонну (разница в стоимости природного газа и мазута). Также, эксплуатационные расходы могут значительно варьироваться в зависимости от сезона года и рынка.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов CO₂, NO_x, SO₂ и взвешенных частиц (включая металлы).

Пример завода(-ов)

В 2008 году на половине предприятий в нефтегазовой отрасли РФ и ЕС доля сжигания газа составляла более 75 %.

Очень немногие европейские предприятия полагаются на более чем 25 % тяжелого жидкого топлива для собственного энергоснабжения.

Справочная литература

[32], [8], [27], [60], [24]

5.13.4. Печи и котлы

Описание

Основные меры, рассмотренные в этом разделе для печей и котлов, приведены ниже:

установка подогреватель воздуха горения, что позволяет значительно повысить КПД печи (более чем на 5 %);

оптимизация работы печи и, следовательно, эффективности сгорания за счет расширенного контроля параметров работы (соотношение воздух/топливо для топливной смеси, избегание потерь физического тепла за счет оптимизации избытка воздуха);

высокая тепловая эффективность конструкции нагревателя/котла с хорошими системами управления (например, кислородная отделка);

минимизация потерь тепла через выхлопные газы (например, минимизация потерь тепла через несгоревшие газы (H_2 , CO) или несгоревшие остатки, т.е. потери при прокаливании);

непрерывный контроль температуры и концентрации O_2 отходящих газов для оптимизации горения;

настройка условий работы котла и/или нагревателя в соответствии с технологическими потребностями;

подогрев топлива, заправляемого в котлы;

предварительный подогрев питательной воды котла или входных потоков нагревателя с использованием тепла отработанного пара;

предотвращение конденсации выхлопных газов на поверхностях;

минимизация собственных потребностей с помощью высокоэффективных насосов, вентиляционных отверстий и другого оборудования;

оптимизация условий горения;

методы контроля выбросов CO , такие как:

исправная работа и контроль;

постоянная подача жидкого топлива во вторичное отопление;

хорошее смешивание выхлопных газов;

каталитическое дожигание.

Регулярная очистка горячей трубки нагревателя от накипи и горячая конвекционная очистка (сухая обработка).

Регулярная очистка поверхности нагрева (выдувание сажи) при сжигании жидкого или комбинированного топлива.

Керамические покрытия для защиты технологических труб от окисления и предотвращения образования накипи.

Огнеупоры с высокой излучательной способностью для улучшения теплопередачи, например, путем нанесения керамических покрытий.

Достигнутые экологические выгоды

В таблице 5.41–5.43 приведены достижимые уровни выбросов при осуществлении первичных мер в печах и котлах для каждого загрязнителя воздуха. Некоторые конкретные методы, такие как обессеривание отходящих газов с низким содержанием NOX и другие, рассматриваются далее в этой главе. Значения в таблицах указаны в мг/Нм³, достижимые при непрерывной работе (средние значения за полчаса) и основаны на 3%-ном объеме кислорода в отходящем газе, за исключением случаев, когда установлены другие. Более низкие значения в диапазонах, приведенных ниже для газа, относятся к сжиганию природного газа. Жидкое технологическое топливо относится к термическому крекинговому остатку, вакуумному остатку и т.д.

Таблица 5.41. Ожидаемые выбросы CO из печей и котлов с оптимальной горелкой и конструкцией

№ п/п	Источник	Газовое топливо	Жидкое технологическое топливо*
1	2	3	4
1	Технологические печи	5 – 80	20 – 100
2	Котлы	5 – 80	20 – 100
3	Двигатели	10 – 150	

* Для жидкого технологического топлива концентрация ниже 50 мг/Нм³ достижима при температурах выше 800 °С с достаточной подачей и временем удерживания.

Источник: [26]

Таблица 5.42. Ожидаемые выбросы NOX из печей и котлов с оптимальной горелкой и конструкцией

№ п/п	Источник	Газовое топливо	Жидкое технологическое топливо	
			0,3 % N	0,8 % N
1	2	3	4	5
1	Технологические печи	80–120 *	280 - 450	280 – 450
2		250		
		в некоторых случаях		
	Котлы	модернизации в	300 – 450	350 – 600
		старые		
		установки **		
3	Двигатели	250 – 400	Нет данных	Нет данных

* Сбор данных технической рабочей группой европейского Бюро НДТ 2010.

Ожидаемые выбросы обусловлены множеством факторов, включая оптимизацию сжигания и конструкцию горелок.

** Вопросник по сбору данных технической рабочей группой европейского Бюро НДТ 2010 № 14

Таблица 5.43. Ожидаемые выбросы взвешенных частиц из печей и котлов с оптимальной горелкой и конструкцией

Источник	Газовое топливо	Жидкое технологическое топливо
Котлы и печи	<1	20 – 250

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Газовые нагреватели и котлы прямого нагрева обычно достигают тепловой эффективности более 85 %. Если применяется предварительный нагрев воздуха и продукты сгорания (дымовые газы) охлаждаются близко к точке росы, тепловая эффективность может достигать 90–93 %.

Среднее снижение расхода топлива примерно на 3 % было достигнуто за счет модернизации керамических покрытий на существующих трубах технологических печей (например, на печах каталитического риформинга и вакуумной дистилляции). Снижение на 2 % также наблюдалось после модернизации керамических покрытий с высокой излучательной способностью на существующих огнеупорах стенок печей парового риформинга. В обоих случаях соответствующее сокращение выбросов NOX может быть оценено в 30 % для печей, оснащенных обычными горелками, и в 5 % для печей, оснащенных горелками с низким содержанием NOX.

Кросс-медиа эффекты

Предварительный нагрев воздуха, как правило, увеличивает образование NOX. В литературе имеются корректирующие коэффициенты для выбросов NOX в зависимости от температуры предварительно нагретого воздуха. Общепризнанная ссылка на этот вопрос содержится в руководящем документе "BesluitEmissie-EissenStookinstallatiesMilieubeheer A" (BEES), опубликованном органами Нидерландов в 1987 году. Коэффициент корреляции (применяемый только к существующим установкам), предложенный в BEES, показан на рисунке 5.57.

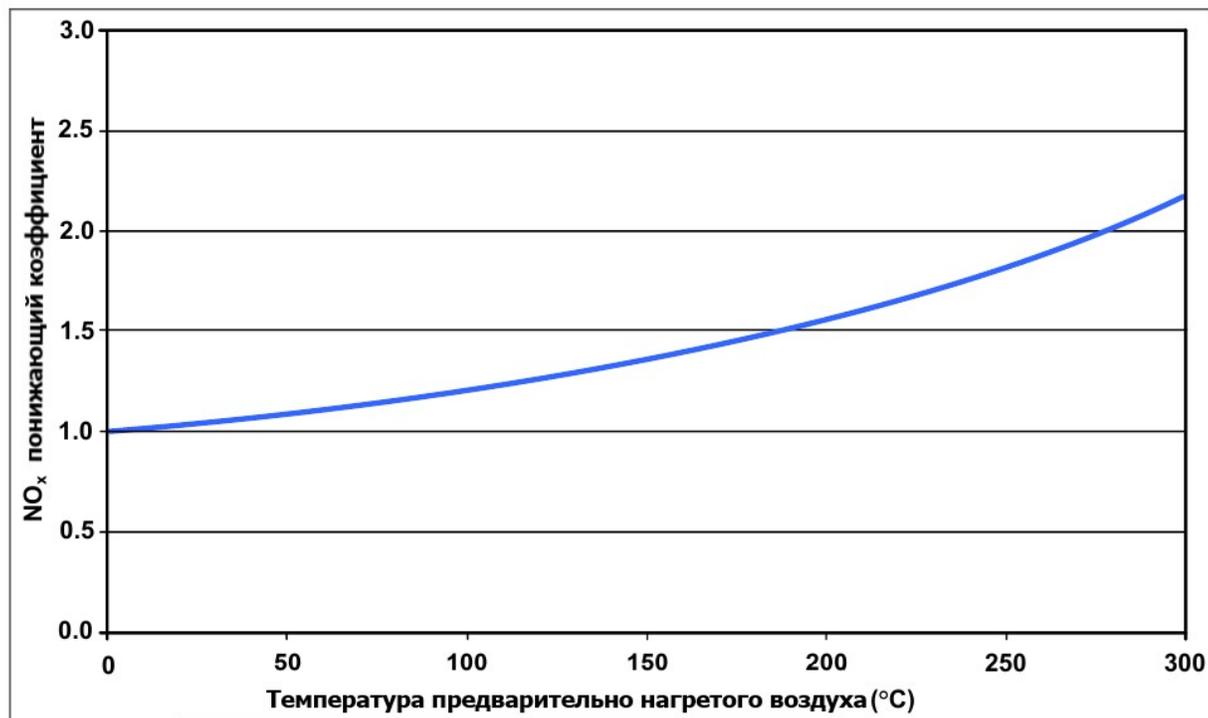


Рисунок 5.57. Влияние предварительного нагрева воздуха на выбросы NOX при сжигании топливного газа (применяется только к существующим установкам)

Этот коэффициент применяется непосредственно к установкам, работающим на топливном газе предприятия, и касается только увеличения производства термического NOX. В случае сжигания мазута или комбинированного жидкого/газового топлива этот коэффициент следует применять после первой регулировки связанного азота топлива до нуля, чтобы избежать двойного учета увеличения NOX из-за конверсии азота топлива.

Применимость

Большинство методов, упомянутых в этом разделе, в целом применимы. Однако следует учитывать некоторые ограничения на применимость для модернизации существующих установок. В конкретном случае керамических покрытий не рекомендуется применять эту технологию для печей, работающих на 100 % тяжелом жидком топливе.

Экономика

Модернизация керамических покрытий на трубах и огнеупорных стенках печи каталитического риформинга мощностью 0,5 млн т/год и печи вакуумной дистилляции мощностью 2,1 млн т/год обходится примерно в 0,2–0,4 млн евро на печь (2004). Соответствующий срок окупаемости был оценен в шесть месяцев для повышения производительности (мощности и/или продолжительности цикла) и в два года в том, что касается потребления энергии.

Эффект от внедрения

Сокращение потребления энергии и связанных с этих выбросов в результате процессов, требующих производства тепла или пара.

Пример завода(-ов)

Все методы, упомянутые в этом разделе, широко используются во многих технологических печах, эксплуатируемых по всему миру. В частности, в случае трубных и/или огнеупорных керамических покрытий с 2000 года в Австралии, Канаде, Германии, Италии, Мексике, Японии и США было обработано более 30 технологических печей.

Справочная литература

[32], [34]

5.13.5. Газовые турбины

Описание

Описание газовых турбин представлено в справочнике по НДТ "Сжигание топлива на крупных установках с целью получения энергии". Ниже перечислены некоторые методы, которые могут быть применены к газовым турбинам для сокращения выбросов в атмосферу:

закачивание пара;

газовые турбины с выхлопными газами в качестве воздуха для горения;

оптимизированное преобразование пара в электрическую энергию (максимально возможная разница давлений в паровой турбине, выработка пара с высокой температурой и давлением, многократный подогрев пара);

другие основные методы, такие как сухие горелки с низким выбросом NOX;

использование высокоэффективных турбин, например, путем оптимизации конструкции турбин, снижая до минимально возможного уровня давление пара на выходе в турбине с противодавлением.

Достигнутые экологические выгоды

В таблице 5.44 обобщены уровни выбросов, которые могут быть достигнуты при применении основных мер для газовых турбин.

Таблица 5.44. Ожидаемые выбросы в атмосферу от газовых турбин при применении первичных методов

№ п/п	Загрязнитель	Газовое топливо*, мг/Нм3	Жидкое технологическое топливо**, мг/Нм3
1	2	3	4
1	CO	5 – 100	<50
2	NOX (как NO2) при 15 % O2	20–50 (новые турбины) 20–90 (существующие турбины***)	200 (с впрыском воды)
3	Взвешенные частицы (при 15 % O2)		<5 – 30 с уменьшением выбросов

* Нижний диапазон относится к сжиганию природного газа.

** Газойль/нефть.

*** Нижний диапазон с сухими горелками с низким выбросом NOX (DLN).

Дополнительные меры по снижению выбросов NOX до 65 мг/Нм3 (15 % O2), например, с помощью СКВ, также возможны для существующих газовых турбин.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В таблице 5.45 показаны достигнутые значения выбросов по выборке газовых турбин, эксплуатируемых на некоторых европейских предприятиях и использующих, как минимум, один из методов сокращения выбросов NOX, а именно, описано ранее. Эти данные показывают минимальные и максимальные месячные концентрации NOX (на уровне 15 % O2), наблюдаемые в результате непрерывного мониторинга ряда газовых турбин предприятий в Европе, применяемых в настоящее время методов и условий эксплуатации.

Таблица 5.45. Выбросы NOX от газовых турбин - Данные по выборке европейских предприятий в сфере нефти и газа

№ п/п	Методы и условия эксплуатации	NOX, мг/Нм3	
		ежемесячный минимум	ежемесячный максимум
1	2	3	4
1	Закачивание пара, топливный газ, синтез-газ, изменение смеси ПГ	40	70
2	Закачивание пара, отходящие газы	52	75
3	Закачивание пара, топливный газ, синтез-газ, изменение смеси природного газа	40	80
4	Закачивание пара, сжигание природного газа в течение периода сбора данных	85	95
5	Ограничение пиковой нагрузки закачивания пара (изменение коэффициента высокой нагрузки)	80	110
6	Четыре небольшие турбины мощностью 6 МВт, работающие на топливном газе/природном газе	95	110
7	подобранный СКВ Сжиженный топливный газ	110	120
	Закачивание пара менялось в течение		

8	определенного периода. Обжигается на природном газе/топливном газе/среднем дистилляте	85	135
9	Закачивание пара, смеси природного газа (96 %) и топливного газа – на выбросы NOX влияет перерабатываемая сырая нефть	130	160
10	Работа при частичной нагрузке: 150 мг/Нм3	230	340

Примечание: Все значения концентрации выражены при содержании O2 15 %.

Суточные вариации выбросов в атмосферу от газовой турбины, использующей три вида топлива (пример с завода J-GTA -170 МВт) представлены на рисунке 5.58.

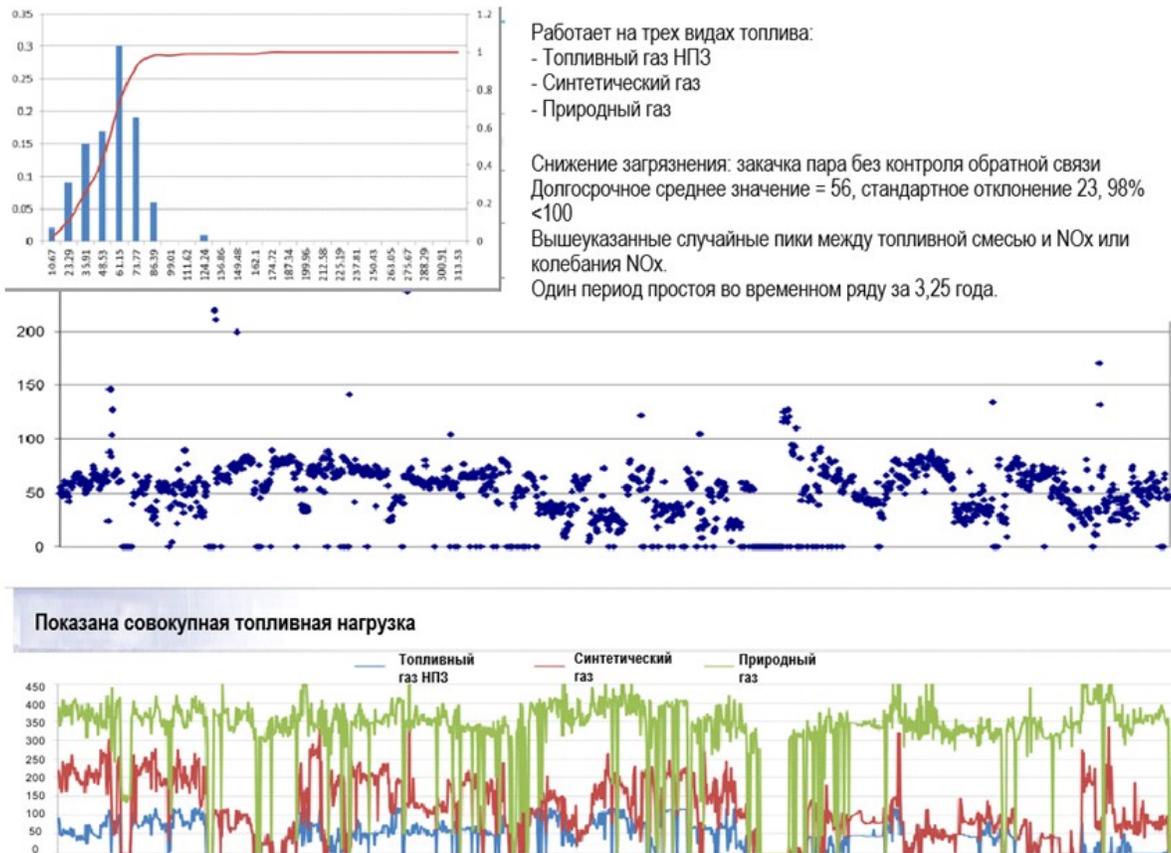


Рисунок 5.58. Суточные вариации выбросов в атмосферу от газовой турбины, использующей три вида топлива (пример с завода J-GTA -170 МВт)

Эффект применения закачивания пара в газовую турбину, работающую со смесью природного газа и топливного газа (75 % топливного газа) представлен на рисунке 5.59.

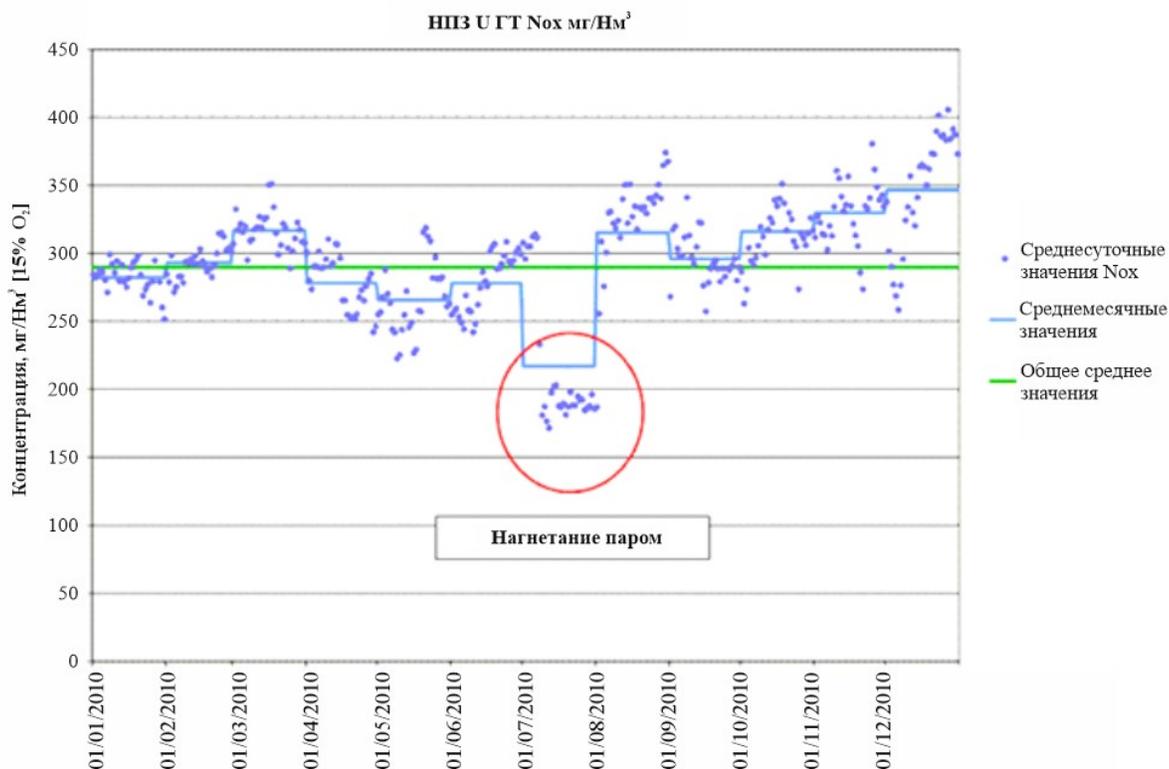


Рисунок 5.59. Эффект применения закачивания пара в газовую турбину, работающую со смесью природного газа и топливного газа (75 % топливного газа)

Кросс-медиа эффекты

Закачивание пара, как правило, приводит к более высоким выбросам CO и углеводородов. Следует производить пар, если он отсутствует на промысле.

Применимость

Полностью применим. Закачивание пара особенно применим там, где используется топливо с высоким содержанием водорода (H₂).

Экономика

Закачивание пара применялось к выходной турбине мощностью 85 МВт. Неконтролируемые выбросы NOX от 500 мг/Нм³ при 15 % O₂ до 50–80 мг/Нм³ при 15 % O₂. Инвестиционные затраты (1998 год): 3,4 млн евро (включая затраты на производство пара). Операционные расходы: 0,8 млн евро (без учета капитальных затрат).

Эффект от внедрения

Технологические методы, используемые для производства электроэнергии.

Пример завода(-ов)

Существуют много примеров применения на промысле. На нескольких промысле добычи нефти и газа установлены или в настоящее время устанавливаются газовые турбины комбинированного цикла (ГТЗЦ), предназначенные для производства пара и электроэнергии для предприятия. Обычно это делается для полной или частичной

замены старой котельной, работающей на мазуте, для снижения эксплуатационных расходов и уменьшения зависимости от других генераторов электроэнергии. Недавний пример (декабрь 2011 года) модернизации шести газовых турбин на заводе СПГ Qatargas (Катар) показывает сухую систему с низким содержанием NOX, предназначенную для достижения уровня выбросов 25 ppm (<50 мг/Нм³).

Пример суточных вариации выбросов в атмосферу от газовой турбины, использующей три вида топлива представлен на рисунке 5.52

Пример эффекта применения закачивания пара в газовую турбину, работающую со смесью природного газа и топливного газа (75 % топливного газа предприятия) представлен на рисунке 5.53.

Справочная литература

[32], [45]

5.13.6. Методы контроля и борьбы с оксидами азота. Горелки с низким выбросом NOX. Горелки с ультранизким выбросом NOX

Описание

Горелки с низким выбросом NOX, как воздушные, так и топливные, имеют целью снижение пиковых температур, снижение концентрации кислорода в зоне первичного сгорания и сокращение времени пребывания при высоких температурах, тем самым уменьшая термически образующийся NOX. Кроме того, в случае горелок, работающих на топливе, гипостехиометрические условия, создаваемые вторичным пламенем после дополнительного добавления топлива, создают дальнейшее химическое восстановление NOX в N₂ радикалами NH₃, HCN и CO.

Горелки со сверхнизким выбросом NOX добавляют внутреннюю или внешнюю рециркуляцию отходящих газов в базовую конструкцию горелок с низким выбросом NOX, что позволяет снизить концентрацию кислорода в зоне горения и дополнительно снизить выброс NOX, воздействуя, в частности, на сжигание топлива. Дополнительную информацию о различных конструкциях и функциях горелок можно найти справочнике по НДТ "Сжигание топлива на крупных установках с целью получения энергии".

Достигнутые экологические выгоды

При успешном внедрении горелки с низким выбросом NOX могут обеспечить снижение выбросов NOX на 40–60 % для газообразного топлива и на 30–50 % для жидкого топлива по сравнению с обычными горелками той же тепловой мощности. Соответственно, горелки с ультранизким выбросом NOX, успешно применяемые в газовых технологических нагревателях и котлах, могут обеспечить снижение выбросов NOX на 60–75 %.

На основе вопросников по сбору данных технической рабочей группы европейского Бюро НДТ за 2008 год из оперативных данных на некоторых предприятиях по добыче нефти и газа ЕС-27+ были получены следующие диапазоны:

65–150 мг/Нм³ для попутного нефтяного газа во всех случаях, имелось одно аномальное значение в 250 мг/нм³ у старой модификации;

190–470 мг/Нм³ для печного топлива (мазута) (верхнее значение указано для 50 % жидкого обжига).

Замена старых горелок на новые горелки с низким выбросом NO_x, а также система управления воздухом/топливом также могут оказать положительное влияние на:

энергоэффективность процесса, поскольку новые горелки, как правило, более экономичны по расходу топлива;

шум, создаваемый установкой сжигания, как возможность общего улучшения.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В таблице 5.46 и на рисунке 5.60 приведены результаты, представленные различными европейскими предприятиями по добыче нефти и газа в рамках процесса сбора данных, начатого для обзора BREF (технической рабочей группой европейского Бюро НДТ 2008).

Таблица 5.46. Представленная производительность горелок с низким выбросом NO_x в вопросниках на уровне технической рабочей группы европейского Бюро НДТ

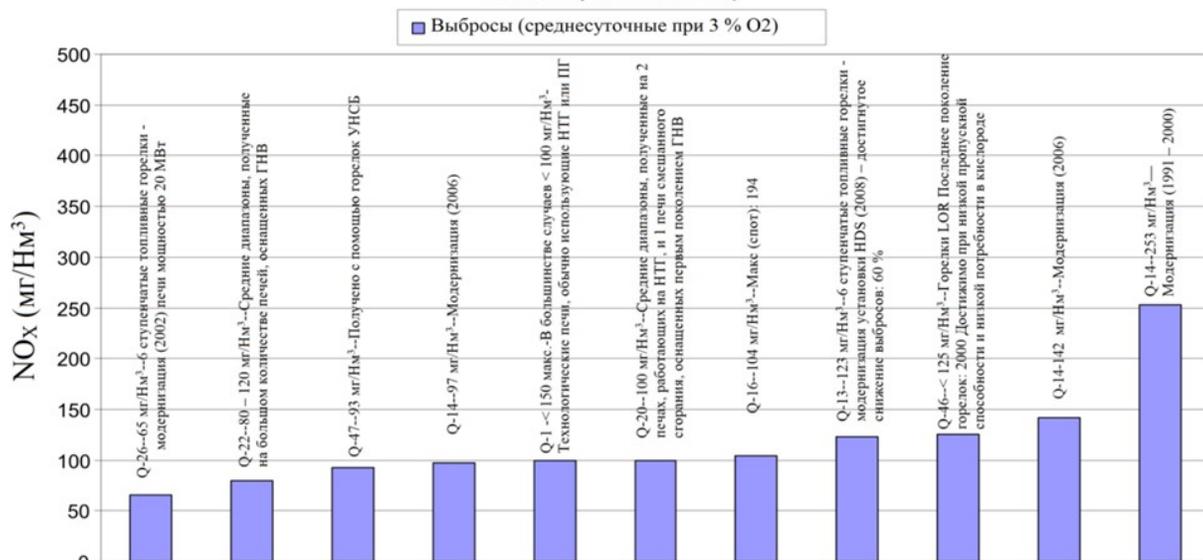
№ п/п	Тип топлива/горелки	Выбросы среднесуточные) мг/Нм ³ при 3 % O ₂	(Имеющиеся комментарии
1	2	3	4
1	Газовое/Горелка с низким выбросом NO _x	<100	Технологические печи, использующие, как правило, попутный нефтяной газ или природный газ Значения <150 для парового крекинга
2	Газовое/Горелка с низким выбросом NO _x	123	6 ступенчатая топливная горелка - модернизация (2008) Б л о к гидродесульфурации – достигнуто снижение выбросов: 60 %
3	Газовое/ Горелка с низким выбросом NO _x Горелка с низким выбросом NO _x	253 142 97	Модернизация (1991–2000) Модернизация (2006) Модернизация (2006)
4	Комбинированное / Горелка с низким выбросом NO _x	297 191 315	Модернизация (1991–2000) 110 горелка с низким выбросом NO _x из 128 222 горелка с низким выбросом NO _x из 242

5	Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	104 (ежемесячно)	Макс. (спот): 194
6	Комбинированное / Горелка с низким выбросом NOx	317 (ежемесячно)	Макс. (спот): 400
7	Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	100	Средние диапазоны, достигнутые на 2 печах, работающих на попутном нефтяном газе, и 1 печи сжигания печного топлива (мазут), оснащенных горелками с низким выбросом NOx первого поколения
8	Комбинированное / Горелка с низким выбросом NOx	300	Средние диапазоны достигаются на большом количестве печей, оснащенных горелками с низким выбросом NOx
9	Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	80 – 120	6 ступенчатая топливная горелка - модернизация (2002) на печи мощностью 20 МВт
10	Комбинированное / Горелка с низким выбросом NOx	200 – 250	30/70 жидкое технологическое топливо к попутному нефтяному газу 34/66 жидкое технологическое топливо к попутному нефтяному газу 40/60 жидкое технологическое топливо к попутному нефтяному газу 45/55 50/50 58/42 (Содержание N в жидком технологическом топливе : 0,6 %)
11	Газовое/ Горелка с низким выбросом NOx	65	
12	Комбинированное / Горелка с низким выбросом NOx	301 317 330–360 336 469 322	
13	Комбинированное / Горелка с низким выбросом NOx	435	50/50 жидкое технологическое топливо к газу Содержание N: 2,44 % (жидкость)/0,47 % (взвешенные частицы) H2 в топливном газе: 32 % (масса)

14	Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	54	Концентрация, рассчитанная из 15 мг/МДж Вакуумные нагреватели - модернизация (1991) Достигнутое снижение выбросов: 80 %
15	Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	72	Концентрация, рассчитанная из 20 мг/МДж Нагреватели сырой нефти - модернизация (1998) Достигнутое снижение выбросов: 65 %
16	Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	<125	Горелка с низким выбросом NOx
17	Жидкое технологическое/ Горелка с низким выбросом NOx	<250	Последнее поколение горелок: 2000 Достижимо при низкой пропускной способности и низкой потребности в кислороде
18	Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	93	Достигается с помощью горелок для ультранизкосернистого топлива (ULSG)
19	Комбинированное/ Горелка с низким выбросом NOx	340	Оптимальный котел - 50/50 жидкое технологическое топливо к газу
20	Комбинированное/ Горелка с низким выбросом NOx	220	Оптимальная печь- 50/50 жидкое технологическое топливо к газу

Горелки с низким выбросом NO_x - Газовые установки

Источник : Сбор данных ТРГ в 2008 году



Горелки с низким выбросом NO_x - Установки для совместного сжигания

Источник : Сбор данных ТРГ в 2008 году

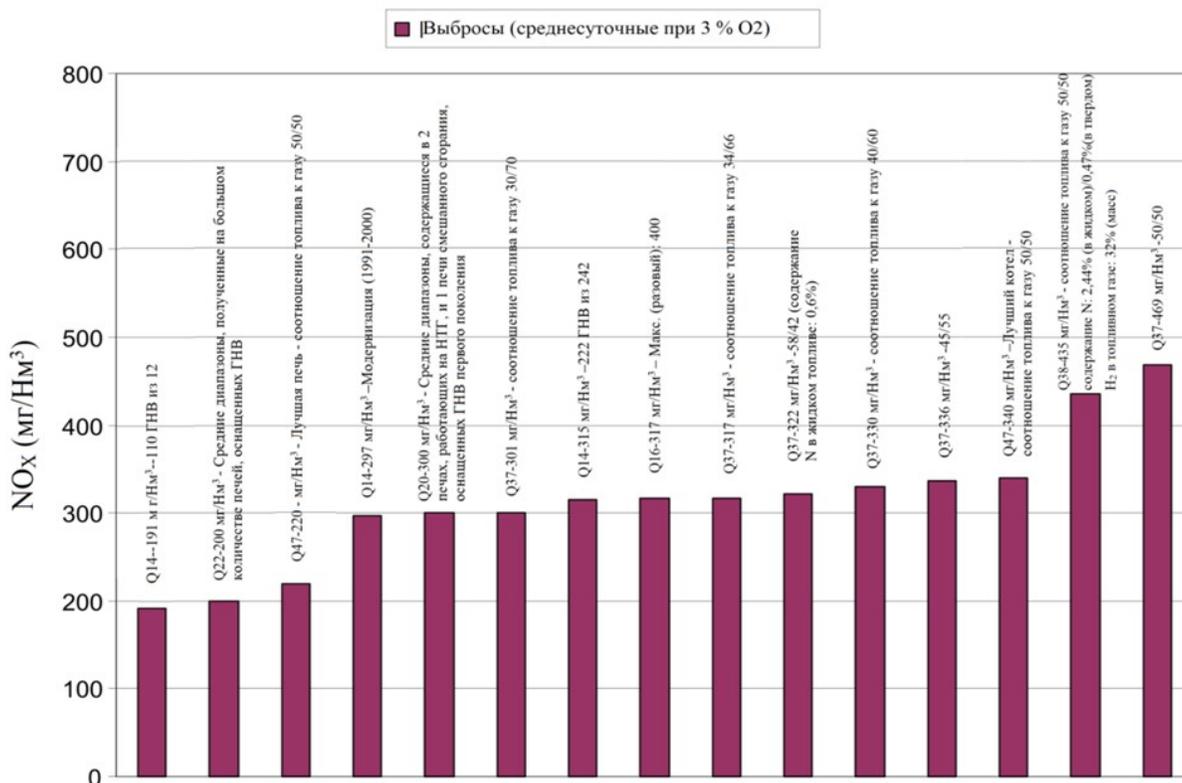


Рисунок 5.60. Характеристики горелок с низким уровнем выбросов NO_x для газовых и многотопливных установок сжигания

Была проведена обширная работа по разработке корреляций, которые помогают объяснить, как выбросы NO_x связаны с изменениями эксплуатационных параметров, например типа и состава топлива (в частности, связанного с топливом азота), температуры предварительного нагрева воздуха для горения и температуры топки.

Хорошим примером может служить набор корректирующих коэффициентов, разработанный в Нидерландах и представленный в качестве национального руководства для авторов разрешений в 1987 году.

В таблице 5.47 приводится сводная информация о типичных диапазонах выбросов NOX, достигнутых в реальных условиях эксплуатации добычи нефти и газа.

Таблица 5.47. Типичные диапазоны выбросов, измеренные при различных условиях эксплуатации нефтегазодобывающего промысла в случае модернизации

№ п/п	Топливо	Тип горелки	Выбросы среднесуточные)	Комментарии
1	2	3	4	5
1	Попутный нефтяной газ	Горелка с низким выбросом NOX с воздушное или топливное базовое разделение	80 – 140*	Для воздуха, предназначенного для сжигания при температуре окружающей среды
2		Горелка со сверхнизким выбросом NOX - Первое поколение	60 – 90*	Для воздуха, предназначенного для сжигания при температуре окружающей среды
3		Горелка со сверхнизким выбросом NOX - Последнее поколение	30 – 60*, **	Для воздуха, предназначенного для сжигания при температуре окружающей среды и температуре топки <900°
4	Печное топливо (Мазут)	Смешанное сжигание Горелка с низким выбросом NOX (заправка топливом только для газа)	200 – 350 *, **, ***	Для воздуха, предназначенного для сжигания при температуре окружающей среды. Самые низкие значения достигаются при обжиге жидкостью 25-50% (содержание N 0,21 – 0,5 %). Самые высокие значения достигаются при обжиге 50-70% жидкости (содержание N 0,4 – 0,55 %).

*Более низкие значения достижимы при температуре топки <800 °С и <10 % в/в водорода или СЗ + в составе попутного нефтяного газа нефтегазодобывающего промысла.

** Более низкие значения достижимы для топливного газа, не содержащего аммиака или другого связанного с топливом азота.

*** Более низкие значения достижимы при массовом содержании связанного с топливом азота <0,1 % в сжигаемом жидком топливе. Примечание: Единицы измерения в мг/Нм3 при 3 % O2.

Что касается сектора переработки газа в Норвегии, то в следующей таблице приведены недавние примеры использования горелок со сверхнизким выбросом NOX представлены в таблице 5.48.

Таблица 5.48. Пример горелок со сверхнизким выбросом NOX на заводах по производству природного газа в Норвегии

№ п/п	Объект	Тепловая входная мощность	Тип горелки/топливо/год выпуска	NOX выбросы, мг/Нм3	Комментарии
1	2	3	4	5	6
1	Ормен Ланге	2 x 42,1 МВт	Горелка со сверхнизким выбросом NOX с рециркуляцией отходящих газов / Природный газ/ 2007	20	Измерения в 2008 году в диапазоне 20–90 мг/Нм3 (30–10 МВт) – Выбросы NOX изменяются противоположно МВт тепла, подаваемого в печи
2	Kollsnes	18.4 МВт	Горелка с низким выбросом NOX/ Природный газ/ 2012**	30*	

*Значение, гарантированное поставщиком для диапазона рабочих режимов нагревателя от 60 до 100 %.

**Нагреватель планируется ввести в эксплуатацию в 2012 году и использовать вместо существующего.

Примечание: Единицы измерения в мг/Нм3 при 3 % O2.

Кросс-медиа эффекты

При сжигании тяжелого жидкого технологического топлива существует прямая связь между NOX и взвешенными частицами, т. е. снижение содержания NOX по мере снижения температуры пламени приведет к увеличению содержания взвешенных частиц. Выбросы CO также увеличиваются.

Применимость

Новые установки

Помимо предельных условий для конкретного топлива (см. ниже), применение новых нагревателей и котлов является простым.

Ретрофиттинг существующих установок

По сравнению с обычными горелками, обычные горелки с низким и сверхнизким выбросом NOX одинаковой тепловой мощности, как правило, растягивают длину пламени до 50 % и диаметр пламени до 30–50 %. Им также требуется больше места (внутренняя и внешняя площадь и объем) для установки по мере увеличения их территории вследствие наличия топливных инжекторов и/или включения устройств рециркуляции печного газа в плитку горелки и за ее пределами. В итоге они обычно обеспечивают более низкие пределы функциональности (потенциальная пригодность "неполная загрузка") между самой высокой и самой низкой доступной скоростью сжигания для данных условий эксплуатации, что повышает эксплуатационные ограничения и потенциальные проблемы безопасности.

Поэтому некоторые старые обогреватели оснащены большими горелками высокой интенсивности, которые не могут быть легко переоборудованы новыми горелками с низким выбросом NOX. Другим примером является модернизация двухтопливных горелок, теоретически способных работать на 100 % газовом топливе, но с практическим ограничением максимального количества газа из-за ограничений температуры обшивки труб в секции первичного и вторичного пароперегревателя.

Модернизация горелок с низким выбросом NOX в целом возможна, но будет зависеть от конкретных условий на месте (таких как конструкция печи и окружающая среда). Тем не менее, в некоторых конкретных случаях это может привести к существенному изменению технической интеграции печи в блок или к изменению печи

Некоторые современные горелки были специально разработаны для модернизации существующих установок и могут быть очень хорошо адаптированы для модернизации нагревателей, работающих на газе. Они извлекают выгоду из передового моделирования вычислительной гидродинамики (CFD) и демонстрируют более высокую компактность, связанную с улучшенной возможностью отключения.

Предельные условия для конкретного топлива

Применимость современных газовых горелок со сверхнизким выбросом NOX ограничена топливными газами, имеющими небольшое количество компонентов тяжелее пропана и низкое содержание олефинов. Производительность NOX с горелками со сверхнизким выбросом NOX (ГСНВА) более чувствительна к избытку кислорода. Таким образом, эта производительность будет зависеть от осуществимости и надежности контроля концентрации кислорода в топке.

Экономика

В следующей таблице 5.49 приведены различные примеры затрат на установку горелок с низким выбросом NOX, полученные в результате различных проектов модернизации нефтегазодобывающих предприятий.

Таблица 5.49. Конкретные примеры затрат на модернизацию горелок с низким и сверхнизким выбросом NOX

№ п/п	Проект/обзор	Инвестиционные затраты	Комментарии
1	1/Повторное сжигание типичной печи для сырой нефти, состоящей из 40 горелок с дутьевым вентилятором	2 млн фунтов стерлингов (1998) Средний на отдельную горелку: 50000 галлонов в сут. (7,8863 м3/ч)	В том числе общая модернизация воздуха, топлива и систем управления печи, которая, вероятно, будет проводиться одновременно предприятием
2	2/Модернизировать нескольких установок с газовыми горелками с низким выбросом NOX следующим образом: - вакуумные нагреватели - подогреватель сырой нефти	Общий объем инвестиций: - 11 млн шведских крон (1991) - 41 млн шведских крон (1998)	Предполагая 5-летний срок службы: - 25000 шведских крон/т в год (сэкономлено 80 т/год NOX) - 34000 шведских крон/т в год (сэкономлено 220 т/год NOX)
3	3а/Модернизация нескольких технологических нагревателей, работающих внутри: - установки подготовки нефти (10 млн т/год – 20 горелок) - термического крекинга (3 млн т/год – 120 горелок) - установки гидродесульфурации (12 горелок) - газовые горелки с низким выбросом NOX - горелки со сверхнизким выбросом NOX	Этап предварительной оценки: среднее значение от общего + проект с участием 152 горелок (начало 2007 года) Стоимость за отдельную горелку: - 16200 фунтов стерлингов - 17200 фунтов стерлингов	Не включает в себя общую модернизацию систем подачи воздуха, топлива и системы управления. - Для блока установка подготовки нефти: предположительно 5-летний срок службы: - 639 фунтов стерлингов/т в год (сэкономлено 141 т/год NOX) - 472 фунтов стерлингов/т в год (сэкономлено 202 т/год NOX)
	3б/Модернизация нескольких технологических нагревателей, работающих в блоках, включая:		

4	<ul style="list-style-type: none"> - установку подготовки нефти (10 млн т/год – 20 горелок) - установку алкилирования (0,4 млн т/год – 6 горелок) - установку вакуумной перегонки мазута (7 млн т/год – 16 + 13 горелок) - установки гидродесульфурации (12 + 12 горелок) - горелки со сверхнизким выбросом NOX 	<p>Обновленный шаг вычисления с 2А выше (предварительный проект): среднее значение для общего окончательного проекта, включающего 79 горелок (начало 2009 года)</p> <p>Стоимость за отдельную горелку:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 40000 фунтов стерлингов 	<p>Включает в себя общую модернизацию систем подачи воздуха, топлива и систем управления</p> <ul style="list-style-type: none"> - Для блока установки подготовки нефти: предполагается 5-летний срок службы: - 644 фунтов стерлингов т/год (сэкономлено 202 т/год NOX)
5	4/Модернизация 20 горелок с низким выбросом NOX в печи висбрекинга в 2008 году	<p>Общая стоимость отдельных горелок: 140000 евро (7000 евро/горелка)</p> <p>Общая стоимость установки: 756000 евро</p>	<p>Дополнительные расходы на установку горелок: + 37800 евро/горелка в среднем (+ 540 % от индивидуальной стоимости горелки)</p>

Сравнение примеров 2 и 3 в таблице очень ясно показывает, что, учитывая небольшую разницу в стоимости, горелка с ультранизким выбросом NOX может быть отличным экономически эффективным вариантом, когда можно модернизировать установку с высокой мощностью по сравнению с горелками с низким выбросом NOX.

Потенциальные инвестиционные и эксплуатационные затраты, выраженные в общих годовых затратах, на внедрение этой методики в 2007 году на технологических нагревателях, работающих на природном газе, на заводах Колорадо (США) были оценены следующим образом:

для горелок с низким выбросом NOX: 2818 евро (3 817 долларов США) в год и тонны NOX, которых удалось избежать при условии, что в результате снижение выбросов NOX составит 28-50 %;

для горелок со сверхнизким выбросом NOX (первое поколение): 4087 евро (5536 долларов США на основе курса пересчета валют 0,73822 на 1/07/2007) в год и тонны NOX, которых удалось избежать, при условии, что в результате выбросы NOX снизятся на 55 %;

для горелок с ультранизким выбросом NOX (последнее поколение): 613-908 евро (831-1 230 долларов США) в год и тонны NOX, при условии, что в результате выбросы NOX снизятся на 75-85 %.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NOX в сочетании с хорошими условиями с точки зрения затрат и выгод.

Пример завода(-ов)

Существует множество примеров применения на крупных предприятиях мира. В компании PreemLysekil (SE) горелки с низким выбросом NOX используются в 16 из 21 печей и котлов. На заводе Shell в Гетеборге (SE) 85 % печей оснащены горелками с низким выбросом NOX.

Справочная литература
[61], [62]

5.13.7. Сухие камеры сгорания с низким содержанием NOX

Описание

Более подробную информацию можно найти в справочнике по НДТ "Сжигание топлива на крупных установках с целью получения энергии".

Достигнутые экологические выгоды

Возможно сокращение выбросов NOX на 90 % при использовании газовых турбин, работающих на попутном нефтяном газе.

Основные поставщики предоставляют газовые турбины, оснащенные сухими камерами сгорания с низким содержанием NOX, с гарантией (для попутного нефтяного газа) выбросов NO от ≤ 9 до 40 ppm по объему (18–80 мг/Нм³) в сухих условиях 15 % O₂. (таблица 5.50)

Таблица 5.50. Выбросы NOX достигаются с помощью сухих камер с низким содержанием NOX для различных типов оборудования

Тип топлива	Огневые обогреватели	Котлы	Газовые турбины
Попутный нефтяной газ	Нет данных	Нет данных	20 – 90*

Примечание: Единицы измерения в мг/Нм³ при 15 % O₂.

Нет данных: не применимо.

* Там, где применимы сухие камеры сгорания с низким содержанием NOX.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Сухие камеры сгорания отличаются от горелок тем, что их производительность увеличивается при более высоких нагрузках.

Кросс-медиа эффекты

Не выявлено.

Применимость

Применимо к газовым турбинам. Сухие камеры сгорания с низким выбросом NOX не предназначены для газовых турбин, работающих на комбинированном топливе, содержащем более 5–10 % об./об. водорода. При использовании попутного нефтяного газа с высоким содержанием водорода в газовых турбинах могут потребоваться дополнительные методы, такие как закачивание разбавителя.

Экономика

Инвестиционные затраты составляют 2,2 млн евро (1998 год), а эксплуатационные расходы на турбину мощностью 85 МВт равны нулю.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NOX.

Справочная литература

[12], [24], [63], [64]

5.13.8. Закачивание разбавителя

Описание

Инертные разбавители, такие как дымовые газы, пар, вода и азот, добавляемые в оборудование для сжигания, снижают температуру пламени и, следовательно, концентрацию NOX в дымовых газах.

Достигнутые экологические выгоды

Контроль выбросов NOX в камерах сгорания газовых турбин может осуществляться с помощью закачивания пара/воды, который обеспечивает снижение образования на 80–90 %. На основе данных непрерывного мониторинга образца газовых турбин, эксплуатируемых на некоторых европейских предприятиях, соответствующий достижимый диапазон при использовании закачивания разбавителя представлен в Таблице 5.51.

Таблица 5.51. Выбросы NOX, достигаемые газовыми турбинами с помощью закачивания разбавителя

Тип топлива	Выбросы NOX от газовых турбин
Попутный нефтяной газ	40 – 120

Примечание: Единицы измерения в мг/Нм³ при 15 % O₂.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Использование пара вызывает больше коррозии в системе, чем использование азота

Данные непрерывного мониторинга образца газовых турбин, работающих на переменной смеси попутного нефтяного газа на некоторых европейских площадках и использующих закачивание пара, показывают рабочий диапазон 40–120 мг/Нм³ при 15 % O₂.

Кросс-медиа эффекты

Когда для производства пара требуется дополнительная энергия, это может привести к увеличению выбросов и снижению общей эффективности системы. Пример энергетического дебета увеличения добавления пара для значительного снижения концентраций NOX приведен для установки мощностью 109 МВт: расход пара 13,7 т/ч требует 11 МВт топлива для его производства (из расчета 3 ГДж топлива на тонну пара).

Применимость

Закачивание пара и воды широко применяется в газовых турбинах как в новых установках, так и при модернизации, а также применяется к огневым нагревателям и

котлам, работающим на огне. Существуют технические трудности при применении закачки воды в котлах и печах. Разбавление азота применяется только тогда, когда азот уже имеется на предприятии.

Экономика

Капитальные затраты на закачку пара и воды меньше, чем у СКВ, что делает технологию оптимальным первым выбором для значительного снижения уровня NOX, при этом СКВ часто применяется, если требуется более сильное снижение NOX. Однако при производстве пара высокой чистоты возникают значительные периодические эксплуатационные расходы, а затраты на техническое обслуживание при повторной очистке могут быть высокими.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NOX.

Пример завода(-ов)

Недавно было коммерчески доказано, что побочный продукт азота из установки разделения воздуха в проектах газификации остатков завода также является в качестве разбавителя для снижения NOX газовых турбин. В нефтеперерабатывающей и нефтегазодобывающей промышленности преобладает закачка пара.

Справочная литература

[45], [11], [10], [24]

5.13.9. Котел-утилизатор и детандер, утилизирующие дымовые газы

Описание

Тепло отходящих газов, отходящих из регенератора, утилизируется в котле-утилизаторе или в котле дожигания угарного газа. Тепло из паров реакторного блока утилизируется в главную фракционную колонну из установки путем переноса ненасыщенными газами или дымососами, а также путем предварительного подогрева отходящих газов, паров с остаточным теплом, отходящих от нефтепродуктов. Пар, генерируемый в котле дожигания угарного газа (CO), обычно уравнивает количество пара. Если разместить детандер на пути потока отходящих газов, отходящих из регенератора, энергоэффективность установки каталитического крекинга возрастет. На рисунке 5.61 приведена упрощенная схема работы котла-утилизатора.

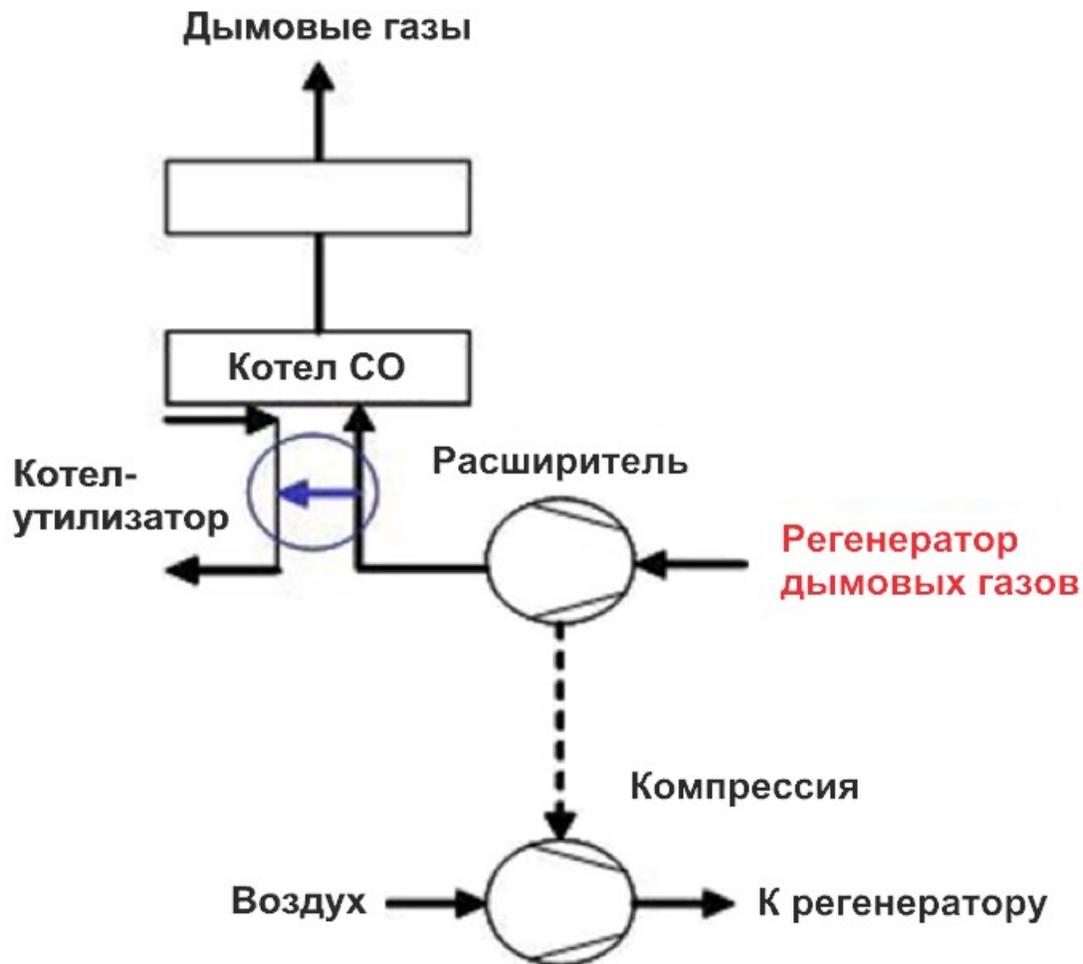


Рисунок 5.61. Котел-утилизатор и детандер, используются для утилизации тепла отходящих газов

Достигнутые экологические выгоды

Котел-утилизатор утилизирует тепло от отходящих газов, а детандер частично восстанавливает давление для сжатия воздуха в регенераторе. Пример применения детандера позволил сэкономить 15 МВт утилизации отходящих газов, генерируемых установкой мощностью 5 млн т/г.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Получение топлива за счет утилизации отходов из газа регенерации снижает производственную мощность котла дожига угарного газа (CO), но способствует общей регенерации энергии.

Кросс-медиа эффекты

Большое количество уносимой каталитической пыли собирается в котле-утилизаторе. Более новые котлы-утилизаторы не используют катализатор, используя другое типоразмерное исполнение, например, циклоны или установки, которые удаляют скапливаемые мелкие частицы непрерывно (например, воздуходувки для удаления сажи), но самые ранние котлы-утилизаторы обычно продували сажу один раз

в смену. При очистке испарительной поверхности (или продувке сажи) котлов дожигания угарного газа (СО) выбросы взвешенных частиц и металла увеличиваются примерно на 50 %.

Примеры предприятий, на которых используют процессы выдувания сажи, приведены в таблице 5.52.

Таблица 5.52. Примеры влияния процесса выдувания сажи по трем немецким предприятиям нефтегазовой промышленности

№ п/п	Предприятие	Мощность	Используемое сырье	Условия эксплуатации	Взвешенные частицы		Металлы **,***	
					концентрация*, мг/Нм3	расход жидкости, кг/ч	Концентрация*, мг/Нм3	расход жидкости, г/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	82 %	мазут, нефть	нормальные	11,7	1,07	0,091	8,4
2				продувка сажи	18,7	1,71	0,140	12,9
3	2	79 %	мазут, смеси тяжелых и легких углеводородов	нормальные	6,70	0,53	0,076	6,1
4				продувка сажи	10,2	0,80	0,115	9,0
5	3	79 %	нет данных	нормальные	6,70	0,95	0,033	3,5
6				продувка сажи	9,70	1,43	0,052	7,7

*Концентрации представляют собой средние значения (3*30 минут) в мг/Нм3 при 3% кислорода O2 (сухой газ), основанные на непрерывной системе мониторинга выброса.

**Металлы содержат никель, за исключением 1, где они включают в себя никель, медь и ванадий.

***Металлы, выбранные из компонентов взвешенных частиц и нанесенные на кварцевые фильтры в соответствии с национальными требованиями.

Применимость

Переоснащение этого оборудования вызовет сложность из-за нехватки свободной площади на промысле. Для небольших установок или установок низкого давления детандеры экономически не оправданы.

Экономика

Стоимость установки детандера, утилизирующая газ из регенератора, завышена из-за необходимости внедрения дополнительных систем высокотемпературной фильтрации частиц. Турбодетандеры экономически невыгодны, как и установка утилизации отходящего тепла.

Эффект от внедрения

Получение топлива за счет утилизации отходов

Пример завода(-ов)

Получение топлива за счет утилизации отходов из детандера в дымовых газах регенератора применяется только на крупных, недавно возведенных установках.

Справочная литература

[24], [66], [67]

5.13.10. Тепловая интеграция на установках перегонки сырой нефти

Описание

Для оптимизации рекуперации тепла из атмосферной колонны перегонки два или три потока флегмы непрерывно циркулируют в нескольких точках на верхнем и среднем уровнях циркуляционного орошения. В современных конструкциях достигается интеграция с высоковакуумной установкой, а иногда и с установкой термического крекинга. Некоторые применяемые техники приведены ниже.

Оптимизация рекуперации тепла, посредством изучения и внедрения оптимальной интеграции энергии. Метод исследования на энергоемкость появился в качестве инструмента для оценки общих проектов систем, помогая сбалансировать инвестиции с экономией энергии.

Применение метода исследования на энергоемкость к тепловой интеграции в установке предварительного нагрева сырой нефти. Увеличение температуры предварительного нагрева и сведение к минимуму потери тепла в воздух и охлаждающую воду.

Увеличение давления в колонне перегонки сырой нефти с двух до четырех. Необходимо повторно нагреть боковые очистители с помощью топливного теплоносителя, а не с помощью паровой очистки.

Теплопередача при предварительном нагреве сырой нефти может быть улучшена с помощью специальной обработки веществами, препятствующими обрастанию в системе теплообменника сырой нефти. Такие вещества выпускаются многими химическими компаниями и во многих областях применения эффективны для увеличения продолжительности рабочего цикла теплообменников; вещества, препятствующие обрастанию, могут предотвратить закупорку трубчатых теплообменников, улучшить рекуперацию тепла и предотвратить гидравлические потери, в зависимости от характера загрязнения. Одновременно повышаются коэффициенты обслуживания различных агрегатов/технологических линий, а также рекуперация тепла (энергоэффективность).

Применение усовершенствованного управления технологическим процессом для оптимизации использования энергии в установке сырой нефти.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Снижение расхода топлива на нагрев в ректификационных колоннах.

Кросс-медиа эффекты

В случае высокоинтегрированных установок комплекс предприятия в целом становится более восприимчивым к нестабильным условиям, возникающим на отдельных установках.

Применимость

Интеграция зависит от доступного пространства участка для размещения и возможности выполнения этих изменений в доступное время завершения работы. За исключением очень немногих случаев, применяется данная технология.

Эффект от внедрения

Снижение потребления энергии и связанных с этим выбросов CO₂ на промысле.

Пример завода(-ов)

Процедуры тепловой интеграции широко применяются в установках сырой нефти. Дробная перегонка - это поток тепловой интеграции между атмосферной и вакуумной перегонками.

Справочная литература

[68], [4], [8]

5.13.11. Снижение температуры отходящих газов

Описание

Одним из вариантов сокращения потерь тепловой энергии в процессе сгорания является снижение температуры отходящих газов, выбрасываемых в атмосферу. Это может быть достигнуто посредством:

подбора оптимальных размеров и других характеристик оборудования исходя из требуемой максимальной мощности с учетом расчетного запаса надежности;

интенсификации передачи тепла технологическому процессу посредством увеличения удельного потока тепла (в частности, при помощи завихрителей-турбулизаторов, увеличивающих турбулентность потоков рабочего тела), увеличения площади или усовершенствования поверхностей теплообмена;

рекуперации тепла отходящих газов с использованием дополнительного технологического процесса;

установки подогревателя воздуха или воды, или организации предварительного подогрева топлива за счет тепла отходящих газов. Следует отметить, что подогрев воздуха может быть необходим, если технологический процесс требует высокой температуры пламени. Подогретая вода может использоваться для питания котла или в системах горячего водоснабжения (в т.ч. централизованного отопления);

очистки поверхностей теплообмена от накапливающейся золы и частиц углерода с целью поддержания высокой теплопроводности. В частности, в конвекционной зоне могут периодически использоваться сажесдуватели. Очистка поверхностей

теплообмена в зоне горения, как правило, осуществляется во время остановки оборудования для осмотра и ТО, однако в некоторых случаях используется очистка без остановки (например, в нагревателях);

обеспечение уровня производства тепла, соответствующего существующим потребностям (не превышающего их). Тепловую мощность котла можно регулировать, например, посредством подбора оптимальной пропускной способности форсунок для жидкого топлива или оптимального давления, под которым подается газообразное топливо.

Экологические преимущества

Энергосбережение.

Воздействие на различные компоненты окружающей среды

Снижение температуры отходящих газов при определенных условиях может вступать в противоречие с целями обеспечения качества воздуха, например:

предварительный подогрев воздуха горения приводит к повышению температуры пламени и, как следствие, к более интенсивному образованию NO_x, что может привести к превышению установленных нормативов выбросов. Внедрение предварительного подогрева воздуха на существующих установках может оказаться затруднительным или экономически неэффективным вследствие недостатка пространства, необходимости установки дополнительных вентиляторов, а также систем подавления образования NO_x (при наличии риска превышения установленных нормативов). Следует отметить, что метод подавления образования NO_x при помощи впрыскивания аммиака или мочевины сопряжен с риском попадания аммиака в дымовые газы. Предотвращение этого может потребовать установки дорогостоящих датчиков аммиака и системы управления впрыскиванием, а также – в случае значительных вариаций нагрузки – сложной системы впрыскивания, позволяющей впрыскивать вещество в область с надлежащей температурой (например, системы из двух групп инжекторов, установленных на разных уровнях);

системы газоочистки, включая системы подавления или удаления NO_x и SO_x, работают лишь в определенном температурном диапазоне. Если установленные нормативы выбросов требуют использования подобных систем, организация их совместного функционирования с системами рекуперации может оказаться сложной и экономически неэффективной;

в некоторых случаях местные органы власти устанавливают минимальную температуру отходящих газов на срезе трубы с целью обеспечения адекватного рассеяния отходящих газов и отсутствия дымового факела. Кроме того, компании могут по собственной инициативе применять подобную практику для улучшения своего имиджа. Широкая общественность может интерпретировать наличие видимого дымового факела как признак загрязнения окружающей среды, в то время как отсутствие дымового факела может рассматриваться как признак чистого производства

. Поэтому при определенных погодных условиях некоторые предприятия (например, мусоросжигательные заводы) могут специально подогревать дымовые газы перед выбросом в атмосферу, используя для этого природный газ. Это приводит к непроизводительному расходу энергии.

Производственная информация

Чем ниже температура отходящих газов, тем выше уровень энергоэффективности. Однако снижение температуры газов ниже определенного уровня может быть сопряжено с некоторыми проблемами. В частности, если температура оказывается ниже кислотной точки росы (температуры, при которой происходит конденсация воды и серной кислоты, как правило, 110–170 °С в зависимости от содержания серы в топливе), это может привести к коррозии металлических поверхностей. Это может потребовать применения материалов, устойчивых к коррозии (такие материалы существуют и могут применяться на установках, использующих в качестве топлива нефть, газ или отходы), а также организации сбора и переработки кислотоконденсата.

Применимость

Перечисленные выше стратегии (за исключением периодической очистки) требуют дополнительных инвестиций. Оптимальным для принятия решения об их использовании является период проектирования и строительства новой установки. В то же время, возможно и внедрение этих решений на существующем предприятии (при наличии необходимых площадей для установки оборудования).

Некоторые применения энергии отходящих газов могут быть ограничены вследствие разницы между температурой газов и потребностями в определенной температуре на входе энергопотребляющего процесса. Приемлемая величина указанной разницы определяется балансом между соображениями энергосбережения и затратами на дополнительное оборудование, необходимое для использования энергии отходящих газов.

Практическая возможность рекуперации всегда зависит от наличия возможного применения или потребителя для полученной энергии.

Меры по снижению температуры отходящих газов могут приводить к увеличению образования некоторых загрязняющих веществ (см. "Воздействие на различные компоненты окружающей среды" выше).

Экономические аспекты

Срок окупаемости может находиться в диапазоне от менее пяти лет до пятидесяти лет в зависимости от множества параметров, включая размер установки, температуру отходящих газов и т.д.

Принципы внедрения

Повышение энергоэффективности процесса, в особенности, там, где имеет место прямой нагрев.

Примеры заводов

Широко применяется.
Справочная информация
[50]

5.13.12. Установка подогревателя воздуха или воды

Общая характеристика

Помимо экономайзера, в системе сжигания может быть установлен предварительный подогреватель воздуха (газовоздушный теплообменник). В таком подогревателе воздух горения, как правило, поступающий из атмосферы и имеющий соответствующую температуру, нагревается за счет энергии отходящих газов, что приводит к охлаждению последних. Повышение температуры воздуха способствует улучшению условий горения, что приводит к повышению общего КПД системы сжигания. В среднем, снижение температуры отходящих газов на каждые 20 °С приводит к повышению КПД на 1 %. Схема системы сжигания с подогревателем воздуха представлена на рисунке 5.62.

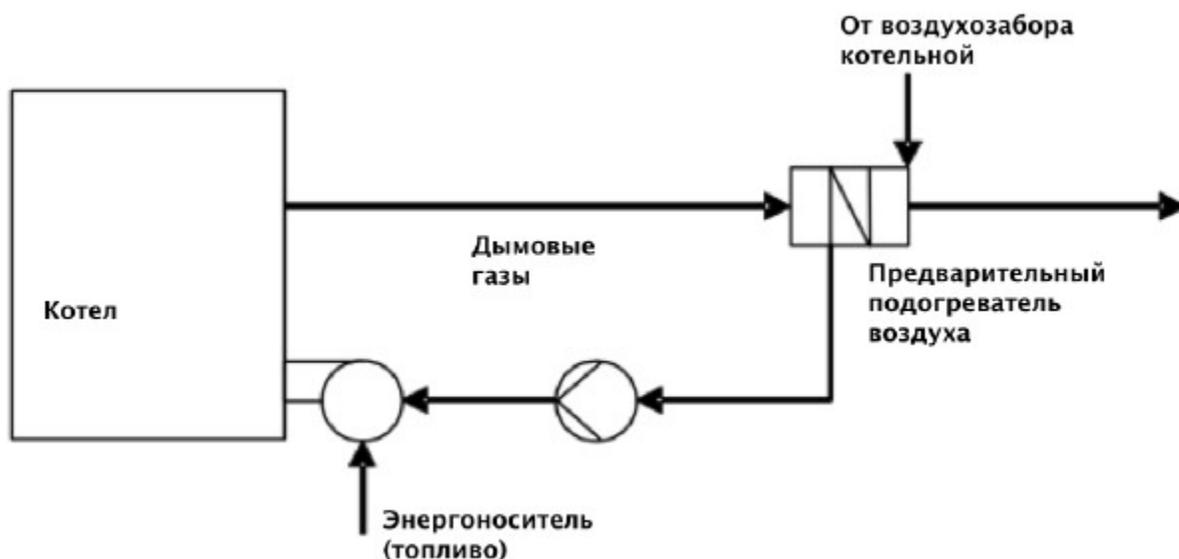


Рисунок 5.62. Схема системы сжигания с предварительным подогревом воздуха

Менее эффективный, но более простой способ предварительного подогрева состоит в размещении воздухозаборника под потолком в помещении котельной. Во многих случаях температура воздуха в помещении превышает температуру наружного воздуха на 10–20 °С. Это может позволить частично скомпенсировать потери тепловой энергии.

Еще одно решение – организация воздухозабора и отведения отходящих газов при помощи коаксиального газохода (трубы с двойными стенками). Дымовые газы отводятся по внутренней трубе, в то время как по внешней поступает воздух горения. Теплообмен между газовыми потоками через стенку трубы обеспечивает предварительный подогрев поступающего воздуха.

Вместо газозвдушногo может быть установлен водно-газовыи теплообменник для предварительного подогрева питательной воды котла.

Экологические преимущества

Организация предварительного подогрева воздуха способна обеспечить повышение КПД системы сжигания на 3–5 %.

С подогревом воздуха за счет тепла отходящих газов могут быть связаны и другие преимущества:

горячий воздух может использоваться для сушки топлива. Это особенно актуально в случае угля или органического топлива;

если подогрев воздуха предусмотрен уже на стадии проектирования, можно ограничиться котлом меньшего размера;

горячий воздух может использоваться для предварительного подогрева различных видов сырья.

Воздействие на различные компоненты окружающей среды.

Помимо преимуществ, с организацией предварительного подогрева воздуха связаны и некоторые проблемы, которые часто оказываются препятствием для реализации подобной схемы:

газо-воздушный теплообменник, необходимый для подогрева воздуха, требует значительного пространства. Кроме того, теплообмен в нем не настолько эффективен, как в водно-газовом теплообменнике;

дополнительное падение давления отходящих газов на теплообменнике требует большей мощности вентилятора дымососа;

горелки должны быть рассчитаны на подачу подогретого воздуха горения, который имеет больший объем. Кроме того, использование подогретого воздуха может представлять проблему с точки зрения обеспечения стабильности пламени;

повышение температуры пламени может привести к увеличению выбросов NOx.

Производственная информация

Предварительный подогрев воздуха горения способствует снижению потерь тепла, связанных с дымовыми газами.

Для расчета потерь тепла с дымовыми газами широко используется формула Зигерта:

$$W_L = \frac{H_g}{H_f} = c \times \frac{T_{gas} - T_{air}}{\%CO_2}$$

где:

W_L – потери тепла с дымовыми газами (в процентах от общей теплоты сгорания топлива)

c – коэффициент Зигерта;

T_{gas} – измеренная температура отходящих газов ($^{\circ}\text{C}$)

T_{air} – измеренная температура поступающего воздуха ($^{\circ}\text{C}$)

$\% \text{CO}_2$ – измеренная концентрация CO_2 в дымовых газах (в процентах).

Коэффициент Зигерта зависит от температуры отходящих газов, концентрации CO_2 и вида топлива.

Значения коэффициента для различных видов топлива приведены в таблице 5.53.

Таблица 5.53. Расчет коэффициента Зигерта в зависимости от вида топлива

№ п/п	Тип топлива	Коэффициент Зигерта
1	2	3
1	Антрацит	$0,6459 + 0,0000220 \cdot T_{\text{gas}} + 0,00473 \cdot \% \text{CO}_2$
2	Тяжелое топливо	$0,5374 + 0,0000181 \cdot T_{\text{gas}} + 0,00717 \cdot \% \text{CO}_2$
3	Жидкое нефтяное топливо	$0,5076 + 0,0000171 \cdot T_{\text{gas}} + 0,00774 \cdot \% \text{CO}_2$
4	Природный газ (НТС)	$0,385 + 0,00870 \cdot \% \text{CO}_2$
5	Природный газ (ВТС)	$0,390 + 0,00860 \cdot \% \text{CO}_2$

Пример: дымовые газы парового котла, использующего высококачественный природный газ, имеют следующие характеристики: $T_{\text{gas}} = 240^{\circ}\text{C}$ и $\% \text{CO}_2 = 9,8\%$. С целью повышения энергоэффективности воздухозаборник, ранее находившийся снаружи котельной, переносится под потолок помещения.

Среднегодовая температура наружного воздуха составляет 10°C , а среднегодовая температура воздуха под потолком котельной равна 30°C .

Коэффициент Зигерта в данном случае составляет: $0,390 + 0,00860 \cdot 9,8 = 0,4743$.

До переноса воздухозаборника потери тепла с дымовыми газами составляли:

$$W_L = 0,4743 \times \frac{240 - 10}{9,8} = 11,1\%$$

После переноса воздухозаборника потери тепла с дымовыми газами составляют:

$$W_L = 0,4743 \times \frac{240 - 30}{9,8} = 10,2\%$$

Это соответствует повышению КПД системы сжигания на $0,9\%$ в результате простого мероприятия – переноса воздухозаборника.

Применимость

Организация предварительного подогрева воздуха является экономически эффективной при строительстве нового котла или установки. Возможности для изменения существующей схемы воздухозабора или организации предварительного

подогрева воздуха на существующем предприятии часто ограничены вследствие причин технического характера и соображений пожарной безопасности. Во многих случаях оборудование существующего котла системой предварительного подогрева воздуха является слишком сложным, а эффективность такого мероприятия незначительна.

Подогреватели воздуха представляют собой газоздушные теплообменники, конструкция которых зависит от диапазона рабочих температур. Подогреватели воздуха не могут применяться при использовании горелок с естественной тягой.

Подогретая вода может использоваться для питания котла или в системах, использующих горячую воду (например, системах централизованного отопления).

Экономические аспекты

На практике потенциал энергосбережения в результате предварительного подогрева воздуха горения достигает нескольких процентов энергии производимого пара, как показано в таблице 5.54.

Поэтому даже для небольших котлов общий объем энергосбережения может достигать нескольких ГВт·ч/год. Например, для котла мощностью 15 МВт может быть достигнуто энергосбережение в объеме около 2 ГВт·ч/год, экономический эффект в размере около 30 тыс. евро/год, а также снижение выбросов CO₂ на 400 т/год.

Таблица 5.54 – Возможные результаты организации предварительного подогрева воздуха горения

№ п/п	Показатель	Единица измерения	Величина
1	2	3	4
1	Энергосбережение	МВт/год	Несколько тысяч
2	Сокращение выбросов	CO ₂ т/год	Несколько сот
3	Экономический эффект	евро/год	Десятки тысяч
4	Время работы котла	ч/год	8700

Принципы внедрения

Повышение энергоэффективности производственных процессов.

Примеры заводов

Широко применяется.

Справочная информация

[70], [71], [72]

5.13.13. Рекуперативные и регенеративные горелки

Потери энергии являются серьезной проблемой при эксплуатации промышленных печей. При использовании традиционных технологий около 70 % получаемой тепловой энергии теряется с отходящими газами (при рабочей температуре процесса около 1300 °С). Поэтому меры по энергосбережению в данной области имеют большое значение, в особенности в случае высокотемпературных процессов (температура 400–1600 °С).

Описание

Рекуперативные и регенеративные горелки были разработаны с целью непосредственного использования тепла отходящих газов для подогрева воздуха горения. Рекуператор представляет собой теплообменник, обеспечивающий подогрев поступающего воздуха горения за счет тепловой энергии отходящих газов. Рекуператор может обеспечить экономию около 30 % энергии по сравнению с системой, использующей холодный воздух горения. Однако рекуператор, как правило, неспособен обеспечить подогрев воздуха до температуры, превышающей 550–600 °С. Рекуперативные горелки могут использоваться при высокой рабочей температуре технологического процесса (700–1100 °С).

Регенеративные горелки устанавливаются парами и работают по принципу краткосрочной аккумуляции энергии отходящих газов в керамических регенераторах тепла (рисунок 5.63). Такие горелки позволяют утилизировать 85–90 % тепла отходящих газов печи, обеспечивая подогрев поступающего воздуха горения до очень высоких температур, которые могут достигать величины всего на 100–150 °С меньше, чем рабочая температура печи. Горелки подобного типа могут использоваться в диапазоне рабочих температур 800–1500 °С. При этом потребление топлива может быть снижено на величину до 60 %.

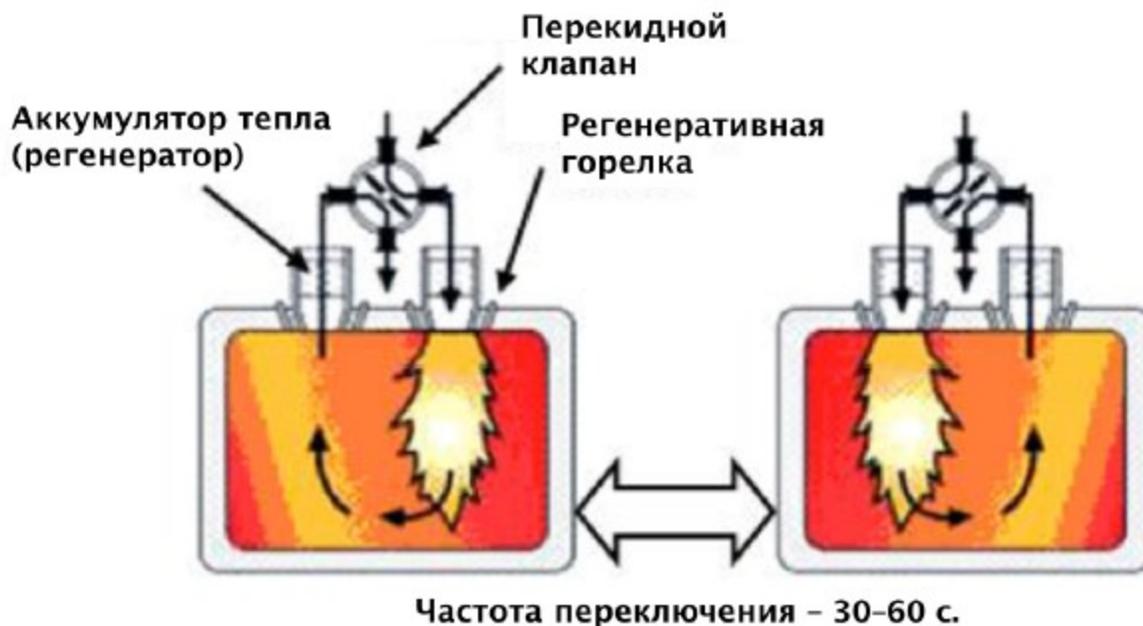


Рисунок 5.63. Принцип работы регенеративных горелок

Рекуперативные и регенеративные горелки (технология HiTAC) используются в современных технологиях "беспламенного сжигания", характеризующихся значительно увеличенной зоной горения с относительно однородными температурными характеристиками (в отличие от резкого пика температуры, характерного для традиционного пламени). На рисунке 5.64 показаны области на графике "температура

воздуха горения – концентрация кислорода", соответствующие различным режимам сгорания.

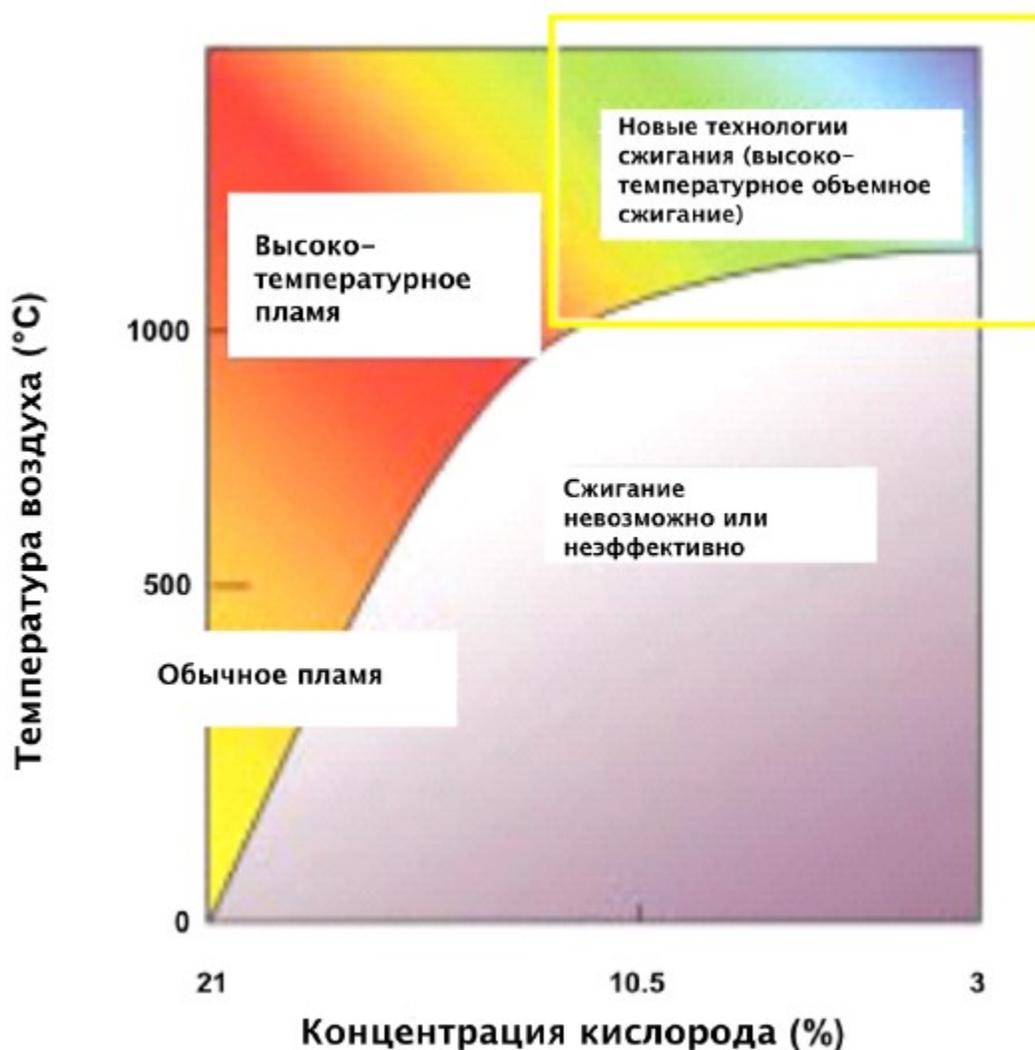


Рисунок 5.64. Различные режимы сжигания

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Энергосбережение.

Кросс-медиа эффекты

Важным ограничением для современных технологий рекуперативных/регенеративных горелок является противоречие между требованиями энергоэффективности и сокращения выбросов. Объемы образования NOx при использовании топлив, не содержащих азота, зависят, главным образом, от температуры сжигания, концентрации кислорода, а также времени пребывания газов в зоне горения. При сжигании в традиционном пламени результатом подогрева воздуха до значительных температур является высокая пиковая температура пламени, которая, в сочетании со значительным временем пребывания, приводит к существенному увеличению интенсивности образования NOx.

Производственная информация

В промышленных печах использование высокоэффективных регенеративных горелок может обеспечить температуру воздуха горения, достигающую 800–1350 °С. Современные горелки подобного типа с высокой частотой переключения позволяют добиться утилизации 90 % отходящего тепла и, как следствие, значительного энергосбережения.

Применимость

Широко применяется.

Экономические аспекты

Недостатком горелок подобного типа являются значительные капитальные затраты на их внедрение. В большинстве случаев одна лишь экономия энергоресурсов неспособна окупить эти затраты. Поэтому при анализе ожидаемого экономического эффекта следует учитывать такие факторы, как возможное повышение производительности печи и снижение образования оксидов азота.

Принципы внедрения

Важными факторами являются повышение производительности печей и сокращение выбросов оксидов азота.

Примеры заводов

Широко применяется.

Справочная информация

[73], [74], [75], [76], [77], [78], [79], [80]

5.13.14. Сокращение массового расхода отходящих газов за счет снижения избытка воздуха горения

Описание

Избыток воздуха горения может быть сведен к минимуму при помощи регулирования расхода воздуха в соответствии с расходом топлива. Эта задача может быть значительно облегчена посредством автоматизированного измерения содержания кислорода в дымовых газах. В зависимости от того, насколько быстро и часто меняются соответствующие характеристики технологического процесса, расход воздуха может регулироваться вручную или в автоматизированном режиме. Слишком низкий расход воздуха приводит к затуханию пламени и необходимости повторного зажигания, что может вызывать обратные удары пламени и, как следствие, повреждение оборудования. Поэтому соображения безопасности всегда требуют некоторого избытка воздуха (как правило, 1–2 % для газообразного топлива и 10 % для жидкого).

Достигнутые экологические выгоды

Энергосбережение.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Сокращение поступления воздуха горения приводит к увеличению концентрации в дымовых газах несгоревших или неполностью сгоревших продуктов – частиц углерода, оксида углерода и углеводородов, следствием чего может быть превышение установленных нормативов выбросов.

Это ограничивает возможности повышения энергоэффективности за счет ограничения расхода воздуха горения. На практике поступление воздуха ограничивается до таких величин, при которых еще не происходит превышения установленных нормативов.

Производственная информация

Возможности для снижения избытка воздуха горения ограничены в силу того, что это приводит к повышению температуры газа в топке; слишком высокие температуры способны привести к повреждению всей системы.

Применимость

Минимальный избыток воздуха горения, необходимый для удержания объема выбросов в установленных пределах, зависит от конструкции горелок и особенностей технологического процесса.

Следует отметить, что использование в качестве топлива твердых отходов требует повышенного объема избыточного воздуха. Мусоросжигательные установки специально проектируются с учетом этой и других особенностей процесса сжигания отходов.

Экономические аспекты

Необходимое количество воздуха горения в значительной степени зависит от выбора топлива, который часто основан на оценке затрат и, возможно, законодательных и других нормативных требованиях.

Принципы внедрения

Обеспечивает более высокую рабочую температуру, особенно в случае непосредственного нагрева.

Примеры завода(-ов)

Некоторые цементные и известковые предприятия, а также мусоросжигательные установки.

Справочная информация

[81], [82]

5.13.15. Автоматизированное управление горелками

Общая характеристика

Автоматизированное управление процессом сжигания может осуществляться посредством мониторинга и регулирования таких параметров, как расход топлива и воздуха горения, содержание кислорода в дымовых газах, а также потребность технологических процессов в тепловой энергии.

Достигнутые экологические выгоды

Этот подход обеспечивает энергосбережение посредством ограничения расхода воздуха горения и оптимизации расхода топлива, что позволяет оптимизировать процесс сжигания и ограничить производство тепла реальными потребностями технологических процессов.

Кроме того, он может использоваться для минимизации образования NOx в процессе сжигания.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Не ожидается.

Производственная информация

Необходим начальный период определения параметров регулирования, а также периодическая перекалибровка автоматизированной системы управления.

Применимость

Широко применяется.

Экономические аспекты

Экономически эффективный подход, сроки окупаемости зависят от особенностей конкретного объекта.

Эффект от внедрения

Снижение затрат на топливо.

Примеры

Данные не предоставлены.

Справочная информация

[83]

5.13.16. Оптимизация систем электроснабжения

Описание

В линиях электропередач и кабелях имеют место омические потери мощности, которые (при заданной мощности) тем выше, чем ниже напряжение. Поэтому оборудование, потребляющее значительную мощность, должно находиться так близко к высоковольтной линии, как только возможно. Это означает, например, что соответствующий понижающий трансформатор должен находиться как можно ближе к энергопотребляющему оборудованию.

Диаметр кабелей или проводки, используемых для электроснабжения оборудования, должен быть достаточно большим, чтобы избежать избыточных потерь, связанных с сопротивлением. Системы энергоснабжения могут быть оптимизированы при помощи использования оборудования с повышенной энергоэффективностью, например, энергоэффективных трансформаторов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

При планировании расположения оборудования следует размещать технику со значительным энергопотреблением рядом с соответствующими понижающими трансформаторами.

Кабели и проводка на всех предприятиях должны быть проверены на предмет сопротивления, и при необходимости их диаметр должен быть увеличен.

Достигнутые экологические выгоды

Данных не предоставлено.

Кросс-медиа эффекты

Известные воздействия отсутствуют.

Применимость

повышение надежности оборудования;

сокращение потерь, связанных с простоями;

при оценке экономической эффективности следует учитывать потери за весь срок службы оборудования.

Экономика

Сокращение продолжительности простоев и энергопотребления.

Эффект от внедрения

Снижение затрат.

Справочная литература

[84], [85]

5.13.17. Энергоэффективная эксплуатация трансформаторов

Описание

Трансформатор представляет собой устройство, предназначенное для преобразования переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения. Широкое распространение трансформаторов обусловлено, в частности, тем, что электроэнергия передается и распределяется при более высоком уровне напряжения, чем уровень, необходимый для питания оборудования, что позволяет снизить потери при передаче.

Как правило, трансформатор является статическим устройством, состоящим из сердечника, набранного из ферромагнитных пластин, а также первичной и вторичной обмоток, расположенных с противоположных сторон сердечника. Важнейшей характеристикой трансформатора является коэффициент трансформации, который определяется как отношение выходного напряжения к входному - V_2/V_1 (рисунок 5.65)

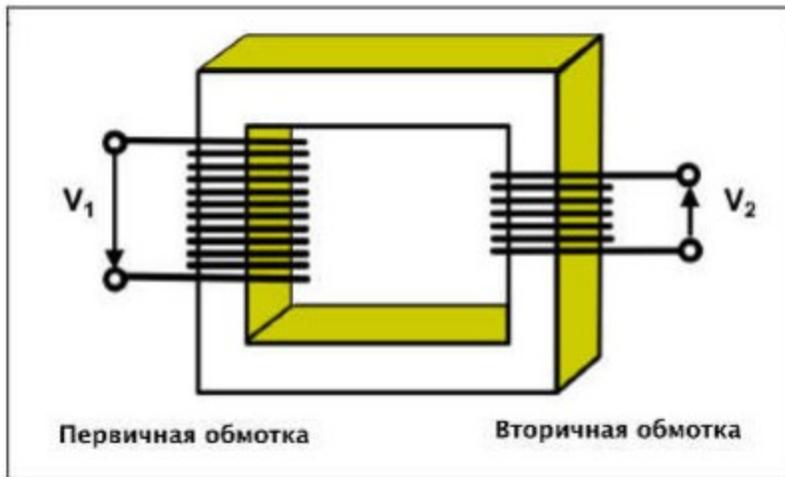


Рисунок 5.65. Схема трансформатора

Независимо от мощности конкретного трансформатора, зависимость КПД от коэффициента загрузки имеет максимум, находящийся в среднем на уровне 45 % от номинальной загрузки.

Эта особенность позволяет рассмотреть следующие варианты повышения эффективности для трансформаторной подстанции:

если общая мощность, потребляемая нагрузкой, ниже уровня 40–50 % P_n , в качестве меры энергосбережения целесообразно отключить один или несколько трансформаторов, чтобы довести загрузку остальных до оптимальной величины;

в противоположной ситуации (общая мощность, потребляемая нагрузкой, превышает 75 % P_n), достичь оптимального КПД трансформаторов можно лишь посредством установки 'дополнительных мощностей';

при замене трансформаторов, исчерпавших ресурс, или модернизации трансформаторных подстанций предпочтительной является установка трансформаторов с пониженным уровнем потерь, что позволяет снизить потери на 20–60 %.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Как правило, на трансформаторных подстанциях имеется избыток установленных мощностей, вследствие чего средний фактор загрузки относительно низок. Этот избыток мощностей традиционно поддерживается для того, чтобы обеспечить бесперебойную работу в случае выхода из строя одного или нескольких трансформаторов.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение потребления вторичных энергоресурсов.

Кросс-медиа эффекты

Известные воздействия отсутствуют.

Применимость

Критерии оптимизации применимы ко всем трансформаторным подстанциям. Согласно оценкам, оптимизация загрузки возможна в 25 % случаев.

Величина трансформаторных мощностей, заново устанавливаемых или обновляемых в промышленности ежегодно, оценивается в 5 % общей установленной мощности. В этих случаях может рассматриваться возможность установки трансформаторов с пониженным уровнем потерь.

Экономика

В случае установки трансформаторов с пониженным уровнем потерь или замены ими используемых в настоящее время низкоэффективных трансформаторов срок окупаемости, как правило, является относительно коротким, принимая во внимание значительное время работы трансформаторов (ч/год).

Эффект от внедрения

Снижение энергосбережения и снижение затрат.

Справочная литература

[86]

5.13.18. Энергоэффективные двигатели

Описание

Энергоэффективные двигатели и высокоэффективные двигатели отличаются повышенной энергоэффективностью. Начальные затраты на приобретение такого двигателя могут быть на 20–30 % выше по сравнению с традиционным оборудованием при мощности двигателя более 20 кВт, и на 50–100 % при мощности менее 15 кВт. Конкретная величина стоимости зависит от класса энергоэффективности (двигатель более высокого класса содержит больше стали и меди), а также других факторов. Однако при мощности двигателя 1–15 кВт может быть достигнуто энергосбережение в размере 2–8 % от общего энергопотребления.

Приводя к меньшему нагреву двигателя, сокращение потерь способствует и продлению срока службы изоляции обмоток, а также подшипников. Поэтому при переходе к использованию энергоэффективных двигателей во многих случаях:

повышается надежность работы двигателя;

сокращаются продолжительность простоев и затраты на техническое обслуживание;

возрастает устойчивость к тепловым нагрузкам;

улучшается способность к работе в условиях перегрузки;

возрастает устойчивость к различным нарушениям эксплуатационных условий – повышенному и пониженному напряжению, несбалансированности фаз, искажению формы волн (гармоникам) и т.д.;

увеличивается коэффициент мощности;

снижается уровень шума.

Согласно общеевропейскому соглашению между Европейским комитетом производителей электротехнического оборудования и силовой электроники (CEMEP) и

Европейской Комиссией, на большинстве электродвигателей, производимых в странах ЕС, четко указывается их уровень энергоэффективности. Европейская схема классификации электродвигателей, применяемая к двигателям мощностью менее 100 кВт, устанавливает три класса эффективности, обеспечивая стимулы для производства более эффективных моделей:

EFF1 (высокоэффективные двигатели);

EFF2 (двигатели стандартной эффективности);

EFF3 (низкоэффективные двигатели).

Эта классификация применима к 2-х и 4-полюсным трехфазным асинхронным двигателям переменного тока с короткозамкнутым ротором, номинальным напряжением и частотой 400 В и 50 Гц, номинальным режимом работы S1 и номинальной механической мощностью от 1,1 до 90 кВт. Именно на такие двигатели приходится наибольшая доля продаж на рынке. На рисунке 5.66 показана зависимость энергоэффективности каждого из трех классов двигателей от номинальной мощности.

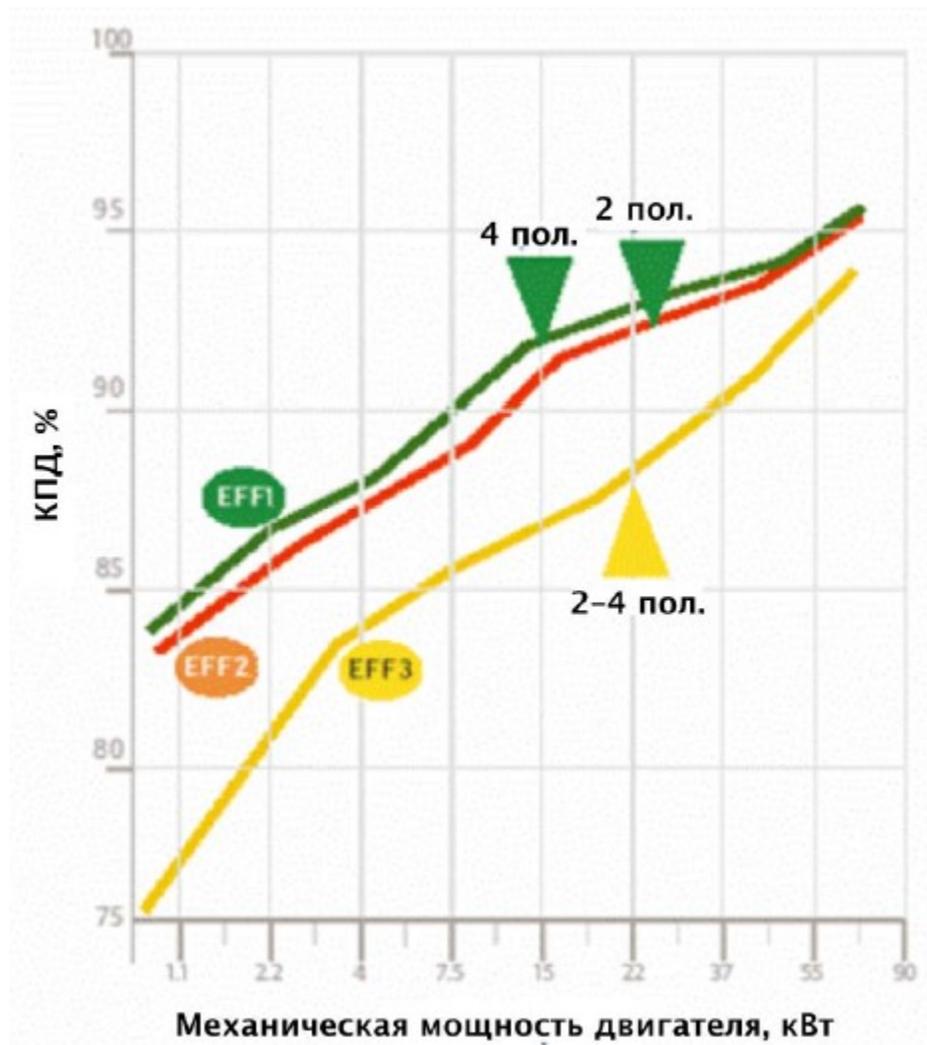


Рисунок 5.66. Энергоэффективность трехфазных индукционных электродвигателей

Большую помощь в выборе оптимального двигателя может оказать специализированное программное обеспечение, например, Motor Master Plus39 или EuroDEEM40, рекомендуемое проектом EU-SAVE PROMOT.

При выборе оптимальных решений в области электроприводов может использоваться база данных EuroDEEM41, в которой собраны данные об энергоэффективности более чем 3500 типов двигателей от 24 производителей.

Достигнутые экологические выгоды

Характерная величина энергосбережения 2–8 %.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Гармоники, создаваемые регуляторами скорости, могут приводить к дополнительным потерям энергии в двигателях и трансформаторах. Производство энергоэффективного двигателя требует большего количества природных ресурсов (меди и стали).

Применимость

Системы с электроприводом имеются практически на всех промышленных предприятиях, где доступна электроэнергия.

Практическая применимость конкретных методов и экономический эффект от их применения зависят от масштабов и конкретных условий предприятия. Выбор мероприятий, одновременно удовлетворяющих критериям практической реализуемости и экономической эффективности, целесообразно осуществлять на основе анализа потребностей предприятия в целом и конкретной системы (подсистемы). Этот анализ должен осуществляться силами квалифицированного консультанта в области электроприводов или собственного инженерного персонала предприятия, обладающего надлежащей квалификацией. В частности, тщательный анализ такого рода важен при рассмотрении вариантов, связанных с приводами с переменной скоростью и энергоэффективными двигателями, поскольку при определенных условиях внедрение этих устройств может привести не к энергосбережению, а к дополнительным энергозатратам. Кроме того, важно оценить как предлагаемые планы внедрения новых систем с электроприводом, так и потенциал модернизации существующих систем. Итогом такого анализа должен быть перечень мероприятий, применимых в условиях конкретного предприятия, с оценкой объемов сбережения, затрат и срока окупаемости каждого мероприятия.

Например, при производстве энергоэффективных двигателей используется больше материалов (меди и стали), чем при производстве традиционных двигателей. При этом энергоэффективные двигатели характеризуются более высоким КПД, но также и меньшим скольжением (следствием чего является более высокая частота вращения) и более высокой величиной пускового тока. Ниже приведено несколько примеров ситуаций, в которых использование энергоэффективного двигателя не является оптимальным решением:

при эксплуатации системы отопления, вентиляция и кондиционирование в условиях полной нагрузки замена традиционного двигателя на энергоэффективный приводит к увеличению скорости вращения вентиляторов (вследствие меньшей величины скольжения) и, как следствие, момента нагрузки. В этом случае внедрение энергоэффективного двигателя может привести к увеличению энергопотребления по сравнению с традиционным приводом. В случае использования энергоэффективного двигателя конструктивная схема должна предусматривать меры, позволяющие избежать увеличения частоты вращения конечного оборудования;

если система эксплуатируется менее 1-2 тыс. ч/год, внедрение энергоэффективного двигателя может не внести существенного вклада в энергосбережение;

система часто запускается и останавливается, сэкономленная электроэнергия может быть израсходована вследствие более высокого пускового тока, характерного для энергоэффективных двигателей;

если система обычно функционирует с частичной нагрузкой (например, насосы), но на протяжении длительного времени, объемы энергосбережения в результате внедрения энергоэффективного двигателя могут оказаться незначительными по сравнению с потенциалом привода с переменной скоростью.

Эффект от внедрения

Приводы переменного тока часто используются с целью обеспечения лучшего управления машинами и механизмами. При выборе двигателя имеют значение и другие факторы, например безопасность, качество и надежность реактивная мощность, периодичность технического обслуживания.

Справочная литература

[87]

5.13.19. Выбор оптимальной номинальной мощности двигателя

Описание

Очень часто номинальная мощность электродвигателя является избыточной с точки зрения нагрузки – двигатели редко эксплуатируются при полной нагрузке. По данным исследований, проводившихся на предприятиях стран ЕС, в среднем двигатели эксплуатируются при нагрузке, составляющей 60 % номинальной.

Электродвигатели достигают максимального КПД при нагрузке от 60 до 100 % номинальной. Индукционные двигатели достигают максимального КПД при нагрузке около 75 % номинальной, и величина КПД остается практически неизменной при снижении нагрузки до 50 % номинала. При нагрузке ниже, чем 40 % номинальной, условия работы двигателя существенно отличаются от оптимальных, и КПД снижается очень быстро. У двигателей высокой мощности порог, ниже которого происходит резкое снижение КПД, составляет около 30 % номинальной нагрузки.

Применимость

Выбор оптимальной номинальной мощности двигателя может быть применим во всех отраслях.

Экономика

Затраты на приобретение энергоэффективного двигателя превышают стоимость традиционного двигателя примерно на 20 %. Примерное распределение затрат, связанных с установкой и эксплуатацией двигателя, за весь срок службы показано на рисунке 5.67:

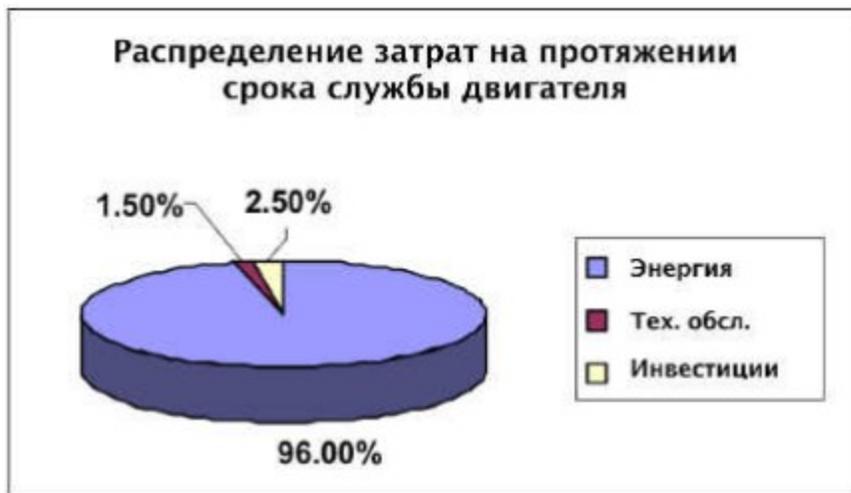


Рисунок 5.67. Затраты на протяжении срока службы электродвигателя

При приобретении или ремонте электродвигателя важно оценить энергопотребление и рассмотреть возможности его минимизации с учетом следующих соображений:

для двигателей переменного тока период окупаемости может составлять | год или даже меньше;

для двигателя с повышенной энергоэффективностью может требоваться более длительный период окупаемости за счет энергосбережения.

Эффект от внедрения

Использование двигателей с оптимальной номинальной мощностью:

способствует повышению энергоэффективности, позволяя эксплуатировать двигатели при максимальном КПД;

может способствовать снижению потерь в сетях, связанных с низким коэффициентом мощности;

может способствовать некоторому снижению частоты вращения вентиляторов и насосов и, как следствие, энергопотребления этих устройств.

Зависимость КПД электродвигателя от его нагрузки представлена на рисунке 5.68.

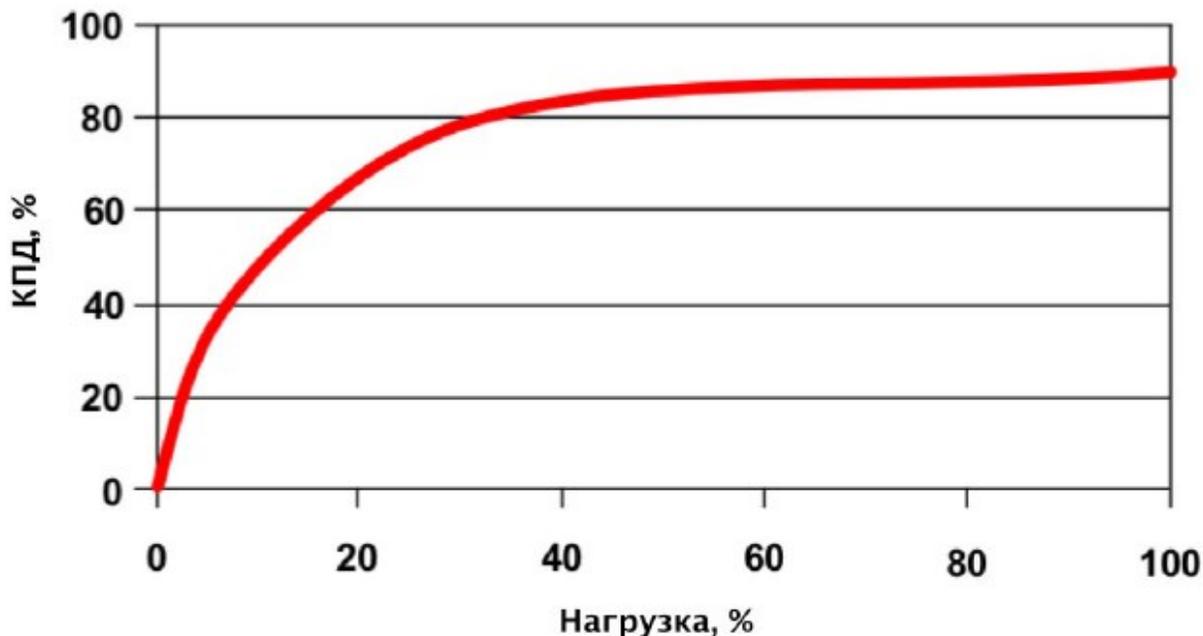


Рисунок 5.68. Зависимость КПД электродвигателя от его нагрузки
Справочная литература
[88]

5.13.20. Приводы с переменной скоростью

Описание

Использование приводов с переменной скоростью, представляющих собой сочетание электродвигателя с регулирующим устройством (с частотным преобразователем), способно привести к значительному энергосбережению, связанному с более эффективным управлением характеристиками технологического процесса. Другие положительные эффекты применения таких устройств включают, в частности, уменьшение износа механического оборудования и снижение уровня шума. При работе в условиях переменной нагрузки приводы с переменной скоростью позволяют существенно снизить уровень энергопотребления.

Достигнутые экологические выгоды

В частности, для таких применений, как центробежные насосы, компрессоры и вентиляторы, сокращение энергопотребления, может находиться в диапазоне 4–50 %. Использование приводов с переменной скоростью способствует сокращению уровня энергопотребления и повышению общей производительности таких устройств по обработке материалов, как центрифуги, мельницы и различные станки, а также таких устройств по перемещению материалов, как накаты (лентопротяжные механизмы), конвейеры и подъемники.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Прочие возможные положительные эффекты использования приводов с переменной скоростью включают:

расширение диапазона возможных режимов эксплуатации исполнительного устройства;

изоляцию двигателей от сетей, что может способствовать более стабильному режиму работы двигателей и повышению КПД;

возможность точной синхронизации нескольких двигателей;

повышение скорости и надежности реагирования на изменение рабочих условий.

Приводы с переменной скоростью не являются оптимальным решением для любых условий. В частности, их применение не является оправданным в условиях постоянной нагрузки (например, для дутьевых вентиляторов печей кипящего слоя, компрессоров окислительного воздуха и т.д.), поскольку потери в регулирующем устройстве составляют 3–4 % потребляемой энергии (преобразование частоты, корректировка фазы).

Кросс-медиа эффекты

Гармоники, создаваемые регуляторами скорости, могут приводить к дополнительным потерям энергии в двигателях и трансформаторах. Производство энергоэффективного двигателя требует большего количества природных ресурсов (меди и стали).

Применимость

Практическая применимость конкретных методов и экономический эффект от их применения зависят от масштабов и конкретных условий предприятия. Выбор мероприятий, одновременно удовлетворяющих критериям практической реализуемости и экономической эффективности, целесообразно осуществлять на основе анализа потребностей предприятия в целом и конкретной системы (подсистемы)

Справочная литература

[88]

5.13.21. Потери при передаче механической энергии (передаточные механизмы)

Описание

Передаточные механизмы, включая валы, ремни, цепи и зубчатые передачи, требуют надлежащей установки и технического обслуживания. При передаче механической энергии от двигателя к исполнительному устройству имеют место потери энергии, которые могут варьировать в широком диапазоне, от 0 до 45 %, в зависимости от конкретных условий. По возможности следует использовать синхронные ременные передачи вместо клиновидных. Зубчатые клиновидные передачи являются более эффективными, чем традиционные клиновидные. Цилиндрическая зубчатая (геликоидальная) передача является значительно более эффективной, чем червячная. Жесткое соединение является оптимальным вариантом там, где его применение допускается техническими условиями, тогда как применения клиновидных ременных передач следует избегать.

Кросс-медиа эффекты

При выборе двигателя имеют значение и другие факторы, например безопасность, качество и надежность реактивная мощность, периодичность технического обслуживания.

Применимость

Системы с электроприводом имеются практически на всех промышленных предприятиях, где доступна электроэнергия. Практическая применимость конкретных методов и экономический эффект от их применения зависят от масштабов и конкретных условий предприятия. Выбор мероприятий, одновременно удовлетворяющих критериям практической реализуемости и экономической эффективности, целесообразно осуществлять на основе анализа потребностей предприятия в целом и конкретной системы (подсистемы).

Эффект от внедрения

Характерная величина (диапазон экономии энергии) энергоснабжения 2-10%.

Справочная литература

[88]

5.13.22. Утилизация тепла

Описание

Большая часть электроэнергии, потребляемой промышленным компрессором, в конечном счете, преобразуется в тепловую энергию и должна быть отведена в окружающую среду. Во многих случаях при помощи адекватных мер можно обеспечить утилизацию значительной части этого тепла и его полезное применение, например, для нагрева воздуха или воды при наличии соответствующей потребности

Экологические преимущества

Энергосбережение.

Достигнутые экологические выгоды

Отсутствует.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Возможны две различные системы утилизации тепла:

подогрев воздуха: компрессорные агрегаты с воздушным охлаждением пригодны для утилизации тепла в целях отопления помещений, промышленной сушки, предварительного подогрева воздуха для горелок и любых других применений, в которых существует потребность в подогретом воздухе. В таких агрегатах атмосферный воздух проходит через систему охлаждения компрессора, отбирая тепло, образующееся при сжатии воздуха.

Поскольку компрессорные агрегаты, как правило, установлены в кожухе и уже оснащены теплообменниками и вентиляторами, обеспечивающими работу системы охлаждения, единственной необходимой модификацией является добавление воздуховода и дополнительного вентилятора для обеспечения потока воздуха и

исключения любого противодействия на вентиляторы системы охлаждения. Работа таких систем утилизации тепла может регулироваться при помощи простого вентиля с термостатическим управлением.

При использовании компрессоров с водяным охлаждением утилизация тепла для отопления помещений является менее эффективной вследствие необходимости дополнительной ступени теплообмена и того факта, что температура доступного тепла, как правило, оказывается ниже.

Однако, поскольку многие компрессоры с водяным охлаждением характеризуются значительной мощностью, утилизация тепла в целях отопления может оказаться привлекательным вариантом.

подогрев воды: возможным вариантом, является также установка теплообменника для утилизации тепла, отводимого при охлаждении компрессорного масла в компрессорах с воздушным и водяным охлаждением, посредством производства горячей воды. В зависимости от конструкции теплообменника может производиться горячая вода для хозяйственных или других нужд. Когда потребность в горячей воде отсутствует, горячее масло направляется в обычную систему охлаждения.

Горячая вода может использоваться в системах центрального отопления, душевых и прачечных, в промышленных процессах очистки, тепловых насосах, для промывки изделий после нанесения гальванических (электрохимических) покрытий и для любых других применений, требующих нагретой воды.

Кросс-медиа эффект

Возможно увеличение экономических затрат на установку нагревательного контура и дополнительных теплообменников. Одним из необходимых факторов соблюдения целостности системы является стабилизация температуры потока отходящих газов.

Применимость

Производители большинства современных компрессорных систем предлагают системы утилизации тепла в качестве дополнительного оборудования, поставляемого по желанию заказчика. Это оборудование может быть интегрировано в основной компрессорный агрегат или устанавливаться отдельно. Оборудование системами утилизации тепла существующих систем сжатого воздуха, как правило, не сопряжено со значительными трудностями или затратами.

Системы утилизации тепла доступны для компрессоров как с воздушным, так и водяным охлаждением.

Экономика

В конечном счете, в тепловую энергию преобразуется 80–95 % электроэнергии, потребляемой промышленным компрессором. Во многих случаях грамотно спроектированная система способна обеспечить утилизацию от 50 до 90 % этого тепла для производства горячего воздуха или воды.

Потенциальные объемы энергосбережения зависят от характеристик конкретной системы сжатого воздуха, эксплуатационных условий и применения утилизируемого тепла.

Как правило, характеристики тепла, утилизируемого при работе компрессоров, недостаточны для непосредственного производства пара на его основе.

Характерные температуры получаемого при этом нагретого воздуха на 25–40 °С превышают температуру охлаждающего воздуха, поступающего в систему, тогда как температура нагретой воды может находиться в диапазоне от 50 до 75 °С.

Пример объемов энергосбережения и экономического эффекта для винтового компрессора с впрыскиванием масла приведен в таблице 5.55.

Таблица 5.55. Пример экономического эффекта в результате утилизации тепла

№ п/п	Номинальная мощность компрессора	Утилизируемое тепло (около 80% номинальной мощности)	Экономия мазута (при времени работы 4000 час/год)	Экономический эффект (при цене мазута 0,50 евро/л)
1	2	3	4	5
1	кВт	кВт	л/год	евро/год
2	90	72	36330	18165

Эффект от внедрения

Снижение затрат.

Справочная информация

[89], [90]

5.13.23. Создание запаса сжатого воздуха вблизи потребителей с существенно варьирующим уровнем потребления

Описание

Вблизи потребителей сжатого воздуха с существенно варьирующим уровнем потребления могут быть размещены резервуары для создания запаса сжатого воздуха.

Достигнутые экологические выгоды

Описанный подход позволяет сглаживать пики потребности в сжатом воздухе, делая возможным использование компрессоров меньшей мощности. Обеспечивая более равномерную загрузку системы, данный метод создает предпосылки для эксплуатации компрессоров в оптимальных режимах.

Кросс-медиа эффекты

Известные воздействия отсутствуют.

Применимость

метод заслуживает рассмотрения во всех случаях, когда имеются потребители сжатого воздуха, характеризующиеся значительными колебаниями уровня потребления ;

широко применяется.

Экономика

Снижение капитальных и эксплуатационных затрат.

Эффект от внедрения

Данных не предоставлено

Справочная литература

[70]

5.13.24. Оптимизация трубопроводной системы

Описание

Выбор производительности насоса зависит от характеристик трубопроводной системы. Как показано на рисунке 5.69, оптимальная производительность определяется соотношением характеристик насоса и трубопроводной системы.

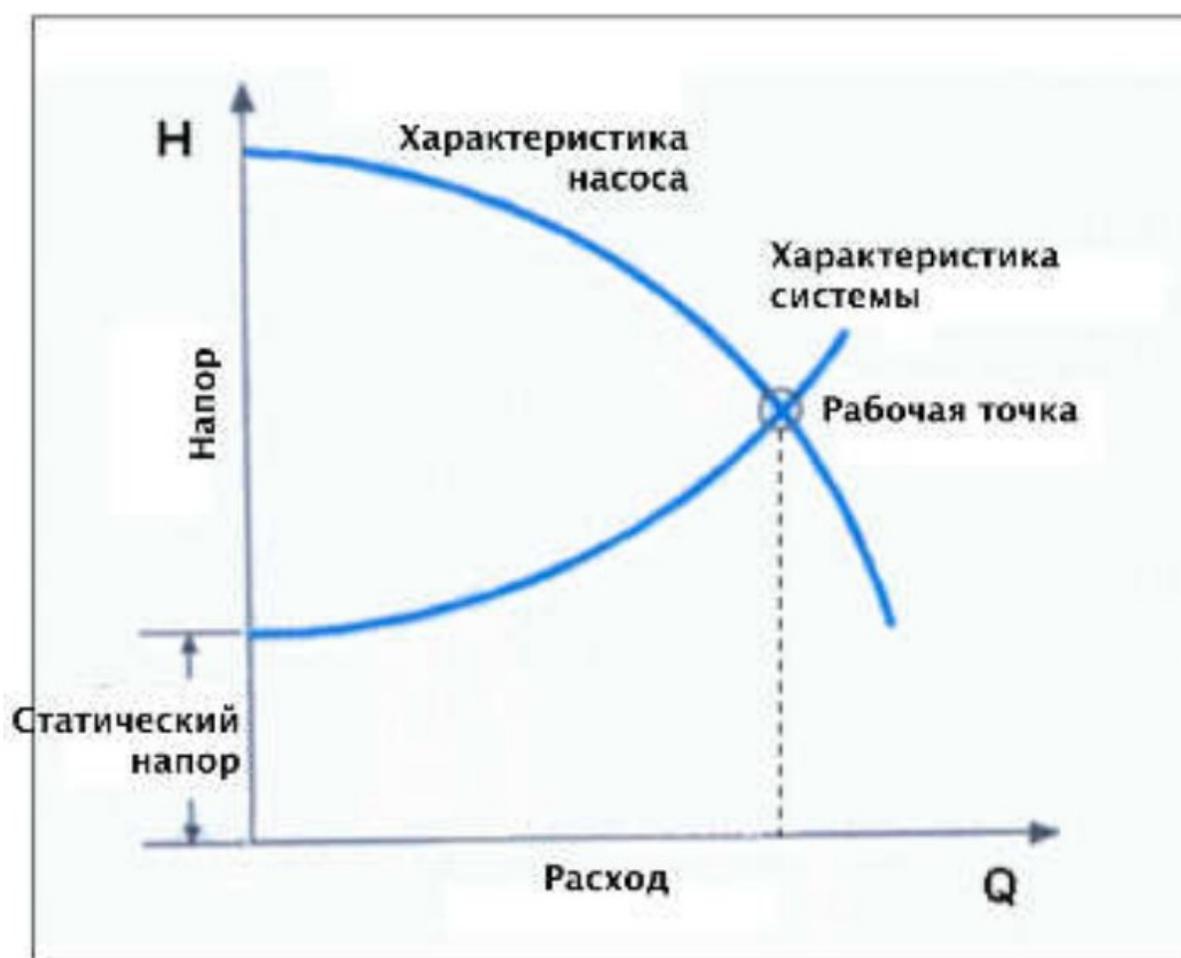


Рисунок 5.69. Соотношение напора и расхода

Собственное энергопотребление трубопроводной системы определяется потерями на трение при движении жидкости по трубопроводам, через клапаны и другие элементы системы. Величина потерь пропорциональна квадрату расхода. Потери на трение могут быть сведены к минимуму с использованием средств:

Устранение излишних клапанов;
Устранение излишних изгибов трубопроводной системы;
Обеспечение достаточного диаметра трубопроводов.
Экологические показатели и эксплуатационные данные

По данным некоторых исследований, за счет замены оборудования и совершенствования систем управления возможно снизить энергопотребление насосных систем на 30–50 %.

Кросс-медиа эффекты
Известные воздействия отсутствуют.

Применимость

Применимость тех или иных мер и связанных с ними экономический эффект зависят от масштаба и характеристик конкретного производства и насосной системы. Поэтому оптимальные меры по повышению энергоэффективности могут быть определены только основе анализа системы и потребностей производства. Такой анализ должен выполняться квалифицированным инженерно-техническим персоналом предприятия или представителями поставщика насосного оборудования.

Результаты анализа должны включать перечень мер, применимых в условиях данного предприятия, оценку связанных с ними затрат и экономического эффекта, а также предполагаемый период окупаемости.

Экономика

Срок службы насосных систем часто составляет 15-20 лет. Поэтому при приобретении насосного оборудования следует учитывать не только начальные затраты (стоимость оборудования и его установки), но и затраты на протяжении всего жизненного цикла системы.

Как правило, насосы закупаются как отдельные единицы оборудования, однако они могут выполнять полезные функции лишь в рамках системы. Поэтому при анализе экономических вопросов, связанных с закупкой насосного оборудования, необходимо принимать во внимание систему в целом.

Эффект от внедрения
Энергосбережение и сокращение затрат.

Справочная литература
[74], [91], [92]

5.13.25. Отопление и охлаждение помещений

Описание

На объектах добычи нефти и газа осуществляется широкий диапазон видов деятельности, связанной с отоплением и охлаждением помещений. Конкретный вид деятельности и ее применение зависят от отрасли и климата в месте расположения предприятия. Отопление и охлаждение используются, в частности, с целью:

обеспечения благоприятных условий в рабочей зоне;

создания условий для обеспечения условий для протекания процессов;
поддержания оптимальных условий для хранения или добычи нефти и газа.

Системы могут носить как локальный (например, инфракрасные обогреватели для оборудования в складских помещениях), так и централизованный (например, системы кондиционирования воздуха в офисных зданиях) характер.

С отоплением и охлаждением помещений связано значительное потребление энергии. Например, во Франции данная величина составляет 30 ТВт-ч, что соответствует почти 10 % национального потребления топлива. В очень многих случаях при отоплении промышленных зданий поддерживаемая температура, может быть, без ущерба снижена на 1-2 °С и, напротив, при охлаждении заданная температура может быть повышена на 1-2 °С без ущерба для комфорта. Поскольку подобные меры сопровождаются изменением условий труда персонала, их реализация должна сопровождаться информационной кампанией.

Существует два принципиальных подхода к снижению энергопотребления систем отопления/охлаждения:

1) сокращение потребностей в отоплении/охлаждении посредством: теплоизоляции зданий;

эффективного остекления;

ограничения инфильтрации воздуха;

автоматического закрытия дверей;

дестратификации (предотвращения расслоения теплого и холодного воздуха и скопления теплого воздуха под потолком);

поддержания пониженной температуры в нерабочее время (посредством программирования системы управления);

об уменьшения (увеличения) заданного уровня температуры;

2) повышение эффективности систем отопления посредством:

утилизации отходящего тепла;

использования тепловых насосов;

о применения систем лучистого и локального отопления в сочетании пониженной температурой в помещениях, где отсутствуют рабочие места.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Снижение заданного уровня температуры на 1°С в случае отопления или повышение уровня на 1°С в случае охлаждения способно снизить энергопотребление на 5-10 % в зависимости от средней разницы температур помещения и наружного воздуха. В многих случаях повышение заданной температуры при кондиционировании воздуха обеспечивает больший эффект, поскольку разница температур в этом случае, как правило, выше. Однако эта закономерность носит обобщенный характер, и конкретная величина экономии зависит от климатических условий данного региона.

Ограничение отопления/охлаждения в нерабочее время для предприятия способно снизить соответствующее потребление электроэнергии на 40 % (для предприятия с восьмичасовым рабочим днем). Ограничение отопления с постоянным поддержанием пониженной температуры в помещениях, где отсутствуют рабочие места, в сочетании с локальным отоплением рабочих мест способно обеспечить до 80 % энергосбережения, в зависимости от доли площадей, занятых рабочими местами персонала.

Кросс-медиа эффекты

Известные воздействия отсутствуют.

Справочная литература

[93], [94]

5.13.26. Естественное охлаждение

Описание

Энергоэффективность процессов охлаждения, осуществляемых как для кондиционирования воздуха, так и для нужд технологических процессов, может быть повышена за счет естественного (свободного) охлаждения. Естественное охлаждение может осуществляться в условиях, когда энтальпия наружного атмосферного воздуха оказывается ниже, чем энтальпия воздуха в помещениях. Данный метод охлаждения называется естественным, поскольку он основан на использовании атмосферного воздуха.

Холод передается охлаждаемой системе от атмосферного воздуха либо непосредственно, либо опосредованным (косвенным) образом. Как правило, на практике используются методы опосредованной передачи холода. Система, основанная на таких принципах, представляет собой сочетание прямоточной и рециркуляционной систем (рисунок 5.62). Регулирование работы системы осуществляется при помощи автоматических вентилях: при наличии достаточно холодного наружного воздуха (те. когда температура наружного воздуха по влажному термометру оказывается ниже заданной температуры охлаждения воды), вентиль автоматически. увеличивает забор наружного воздуха, одновременно сокращая внутреннюю рециркуляцию для обеспечения максимального использования естественного охлаждения. Использование подобных методов позволяет снизить нагрузку на холодильное оборудование в холодное время года и/или в ночное время. Существуют различные технические реализации принципа естественного охлаждения. На рисунке 5.70 показана возможная схема простой системы, реализующей этот принцип.

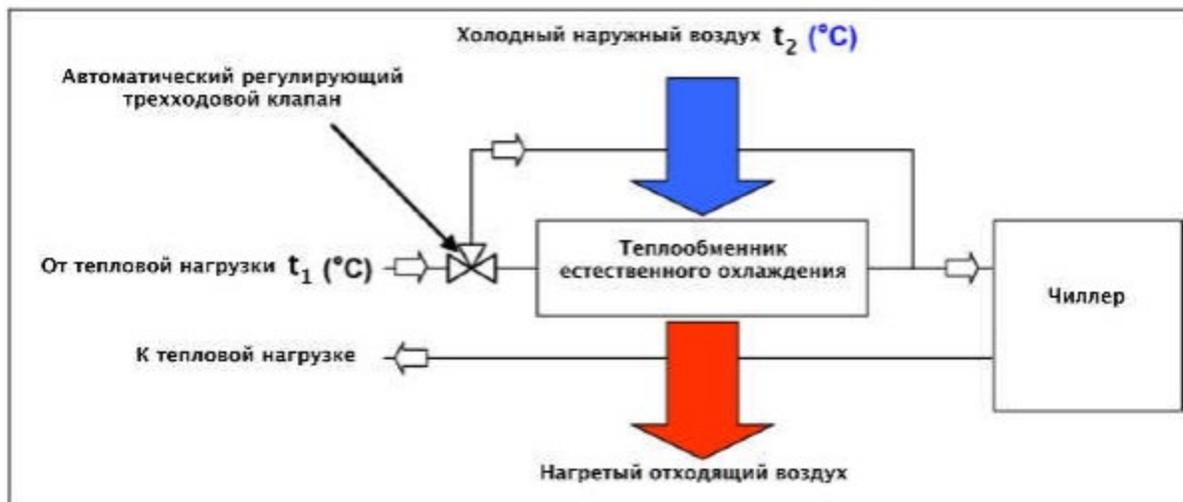


Рисунок 5.70. Возможная схема системы с естественным охлаждением

Вода, направляемая для охлаждения в чиллер, при помощи трехходового клапана автоматически направляется в теплообменник свободного охлаждения. Здесь происходит предварительное охлаждение воды, позволяющее снизить нагрузку на чиллер и энергопотребление соответствующих компрессоров. Чем больше разница между температурой окружающего воздуха и температурой воды, поступающей в чиллер, тем больше эффект естественного охлаждения и связанное с ним энергосбережение.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Производственная информация Естественное охлаждение является эффективным в том случае, если температура наружного воздуха хотя бы на 1 °С ниже, чем температура воды, поступающей в чиллер. Например, если на рисунке 5.62: (температура воды, поступающей в чиллер) равна 11 °С, естественное охлаждение может быть задействовано при температуре наружного воздуха (5) ниже 10 °С.

Достигнутые экологические выгоды

Как правило, чиллеры оснащаются электроприводом; в некоторых случаях они используют тепловую энергию. В любом случае, естественное охлаждение приводит к сокращению потребления первичных энергоресурсов.

Кросс-медиа эффекты

Известные воздействия отсутствуют.

Применимость

Естественное охлаждение применимо при определенных условиях. В случае опосредованной передачи холода температура наружного воздуха должна быть ниже температуры жидкого хладагента, поступающего в чиллер. При непосредственной передаче холода температура наружного воздуха должна быть равной или меньшей,

чем заданная температура охлаждения жидкости. При оценке возможности внедрения естественного охлаждения следует учесть возможную потребность в дополнительных площадях.

Согласно оценкам, естественное охлаждение применимо в 25% случаев. Теплообменники естественного охлаждения могут быть установлены в составе новой системы охлаждения или добавлены к существующей системе.

Экономика

С использованием естественного охлаждения связаны экономические преимущества: холод наружного воздуха является бесплатным, тогда как его использование позволяет сократить энергопотребление компрессоров и, как следствие, затраты на приобретение энергии.

Как правило, предпочтительным является изучение возможностей для включения естественного охлаждения при проектировании новой системы или планировании значительной модернизации существующей. Период окупаемости для новой системы может составить всего 12 мес.; при добавлении естественного охлаждения к существующей системе период окупаемости может составлять 3 года.

Эффект от внедрения

простота установки;

энергосбережение и сокращение затрат.

Справочная литература

[95], [96]

5.13.27. Использование добываемого и подготовленного газа для выработки тепловой энергии, электроэнергии на собственные нужды предприятия

Описание

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного применяемого оборудования котельных установок, теплогенераторов и др. оборудования, с учетом установленной запорнорегулирующей арматуры, в зависимости от конкретных условий предприятия, к годовым показателям использованного для выработки тепловой энергии добываемого и подготовленного газа, (в тоннах).

Достигнутые экологические выгоды

Использование добываемого и подготовленного газа для выработки тепловой энергии, электроэнергии на собственные нужды предприятия влечет за собой снижение выбросов в атмосферу загрязняющих веществ.

Кросс-медиа эффекты

Известные воздействия отсутствуют.

Применимость

Применим на многих нефтегазодобывающих предприятиях.

Экономика

Снижение затрат.

Эффект от внедрения

простота внедрения;

энергосбережение и сокращение затрат.

Справочная литература

[10]

5.13.28. Использование добываемого газа для закачки в подземные хранилища газа с целью последующего рационального использования

Описание

Создание технологической инфраструктуры для передачи попутного нефтяного газа на газоперерабатывающие заводы с целью его дальнейшей глубокой переработки состоит в реконструкции технологического оборудования и энергетических сетей.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение выбросов за счет нового оборудования.

Кросс-медиа эффекты

Известные воздействия отсутствуют.

Применимость

Применим на многих нефтегазодобывающих предприятиях.

Экономика

увеличение энергоэффективности;

необходимость в инвестиционных затратах.

Эффект от внедрения

простота внедрения;

энергосбережение.

Справочная литература

[10]

5.13.29. Создании технологической инфраструктуры для передачи газа на газоперерабатывающие заводы с целью его дальнейшей глубокой переработки

Описание

Указанный способ позволяет достигать высоких значений уровня использования добываемого газа. В данном случае попутный газ, получаемый в процессе добычи нефти, поступает на технологические нужды промысла: используется для работы газотурбинной электростанции, является топливом для печей нагрева нефти и котельных и т.д.

Достигнутые экологические выгоды

Данные не предоставлены.

Кросс-медиа эффекты

Известные воздействия отсутствуют.

Применимость

Применим на многих нефтегазодобывающих предприятиях.

Экономика

Увеличение энергоэффективности.

Эффект от внедрения

простота внедрения;

энергосбережение.

Справочная литература

[10]

5.13.30. Воздушное охлаждение

Достигнутые экологические выгоды

Основное преимущество использования воздухоохладителей по сравнению с водными холодильниками заключается в том, что не требуется дополнительная среда.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Основным недостатком является то, что обычно требуется больший участок по сравнению с водными охладителями (5–30 м²/МВт). Требуется электричество, но затраты на техническое обслуживание минимальны.

Кросс-медиа эффекты

Воздушное охлаждение, как правило, производит больше шума, чем водяное охлаждение. Уровень шума, создаваемого вентилятором воздушного охладителя, составляет 97–105 дБ(А) у источника.

Применимость

Воздушного охлаждения может быть достаточно для удовлетворения потребностей в охлаждении в некоторых частях процесса нефтегазодобычи. Условия окружающей среды ограничивают уровни температуры, которые могут быть достигнуты. Климатические условия (жаркий климат или температура ниже 0 °С) обычно ограничивают его использование. Кроме того, вентиляторы не могут быть расположены вблизи зданий, так как может произойти короткое замыкание в воздухе.

Экономика

Воздушные охладители воздуха могут быть дорогими. Минимальные затраты на техническое обслуживание.

Пример завода(-ов)

Существуют много примеров применения на предприятиях по добыче нефти и газа Республики Казахстан и Российской Федерации.

Справочная литература

[58], [97], [98]

5.13.31. Снижение коксообразования осаждающихся на трубах печи

Описание

В некоторых процессах при нефтегазодобыче, а в частности во время термического крекинга образуется некоторое количество кокса, который осаждается на трубах печи. При необходимости кокс следует счищать. Присадки регулируют содержание натрия в исходном сырье. Также используются едкий натр в качестве каустика или другие специальные присадки, вводимые в исходное сырье на установки, расположенные выше по потоку нефтепродукта.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение образования кокса и, как следствие, сокращение отходов после очистки.

Эффект от внедрения

Данный метод обычно применяется в целях избежания очистки.

Справочная литература

[69]

5.14. Морская добыча сырой нефти и газа

5.14.1. Меры по охране гидросферы от загрязнения и истощения

Описание

При освоении морских нефтегазовых месторождений принимаются меры по охране гидросферы от загрязнения и истощения:

внедрение ресурсосберегающих и природоохранных технологий;

сбор и локализацию буровых сточных вод;

сбор и очистку промышленных и бытовых сточных вод;

защиту водоема от загрязнения при утечках горюче-смазочных материалов;

транспортная логистика и иные операции.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение сбросов за счет внедрения данных методов.

Кросс-медиа эффекты

Известные воздействия отсутствуют.

Применимость

Применим на многих нефтегазодобывающих предприятиях.

Экономика

Экономический фактор не известен.

Эффект от внедрения

Ресурсосбережение, Снижение сброса загрязняющих веществ в гидросферу.

5.14.2. Автономное энергообеспечение

Описание

Автономным энергообеспечением является комплексная система технических устройств, обеспечивающих производство и преобразование электрической энергии до параметров, соответствующих техническим характеристикам электрической сети

потребителей, вне зависимости от внешних сетей электроснабжения, а также тепловой энергией необходимой для обеспечения бесперебойного функционирования производства.

Система технических устройств состоит из установок выработки тепла (технологические печи, котлы), энергоблок по выработке электрической энергии и иное.

Достигнутые экологические выгоды

Ресурсосбережение при использовании топливного газа собственной выработки.

Кросс-медиа эффекты

Наличие больших топливных резервуаров представляет риски посредством выделения ЛОС, а также необходимых мероприятий (включающих пожаро-взрывобезопасность)

Применимость

Применим на многих нефтегазодобывающих предприятиях.

Экономика

Комплекс мероприятий для реализации является дорогостоящим и включает создание технологической инфраструктуры.

Эффект от внедрения

Независимое энергообеспечение технологических процессов исходя из рационального потребления ресурсов.

5.14.3. Мониторинг за состоянием морских вод

Описание

Для выявления изменений качества морской воды, обусловленных проведением комплекса работ на месторождении Кашаган, осуществляются мониторинговые наблюдения в контрольных створах.

Точки опробования морской воды являются контрольными для всех видов отводимых вод, образующихся в результате деятельности нефтегазодобычной компании при проведении работ на морских месторождениях.

Согласно Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 "Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду": "Контрольный створ в поверхностных водных объектах, используемых для целей хозяйственно-питьевого водоснабжения и рыбохозяйственного значения, устанавливается на расстоянии не более пятисот метров от точки сброса сточных вод (точки выпуска сточных вод, места добычи полезных ископаемых, производства работ на водном объекте)".

Достигнутые экологические выгоды

Мониторинг изменений состояния морских вод от деятельности по добыче нефти и газа на море.

Кросс-медиа эффекты

Не выявлено.

Применимость

Применим к нефтегазодобывающим предприятиям осуществляющих добычу нефти и газа на море.

Эффект от внедрения

Дополнительный контроль безопасной эксплуатации технологического оборудования на море..

5.14.4. Предварительная подготовка углеводородного сырья на искусственных островах.

Описание

Предварительная подготовка углеводородного сырья на искусственных островах включает:

сепарация добываемого сырья;

подготовка сырого газа к транспорту на сушу для дальнейшей подготовки и переработки;

подготовка нефтяной эмульсии к транспорту на сушу для дальнейшей подготовки товарной нефти.

Достигнутые экологические выгоды

Меньшее воздействие эмиссий на морскую среду.

Кросс-медиа эффекты

Требует установки соответствующего технологического оборудования и его эксплуатацию

Применимость

Применим для нефтегазодобывающих предприятий осуществляющих операции по добыче нефти и газа на море.

Экономика

Комплекс мероприятий для реализации является дорогостоящим и включает создание технологической инфраструктуры.

5.14.5. Глубокая переработка углеводородного сырья вне акватории моря.

Описание

Размещение промышленных площадок для комплексной подготовки нефти и газа вне акватории моря (на суше)

Достигнутые экологические выгоды

Меньшее воздействие эмиссий на морскую среду с возможностью осуществления более легких мероприятий по локализации эмиссий и ремедиации.

Кросс-медиа эффекты

Воздействие эмиссий переносится на сушу (при недостаточном уровне очистке выбросов, отходов и сбросов производства)

6. Заключение, содержащее выводы по наилучшим доступным техникам

Определение иных технологических показателей, связанных с применением НДТ, в том числе уровней потребления энергетических, водных и иных ресурсов в настоящем проекте справочника по НДТ является нецелесообразным.

Иные технологические показатели, связанные с применением НДТ, выражаются в количестве потребления ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги. Соответственно, установление иных технологических показателей обусловлено применяемой технологией производства. Кроме того, в результате анализа потребления энергетических, водных и иных (сырьевых) ресурсов, проведенного в разделе "Общая информация", получен вариативный ряд показателей, который зависит от многих факторов: качественные показатели сырья, производительность и эксплуатационные характеристики установки, качественные показатели готовой продукции, климатические особенности регионов и т.д.

Технологические показатели потребления ресурсов должны быть ориентированы на внедрение НДТ, в том числе прогрессивной технологии, повышение уровня организации производства, соответствовать наименьшим значениям (исходя из среднегодового значения потребления соответствующего ресурса), и отражать конструктивные, технологические и организационные мероприятия по экономии и рациональному потреблению.

6.1. Заключение по общим НДТ

Общие положения

Техники, перечисленные и описанные в настоящем разделе, не являются исчерпывающими. Могут использоваться другие техники, обеспечивающие достижение уровней эмиссий и технологических показателей, связанных с применением НДТ, при нормальных условиях эксплуатации объекта с применением одной или нескольких НДТ, описанных в заключении по НДТ.

Периоды усреднения и базовые условия для выбросов в атмосферу

Под уровнями выбросов, связанных с применением НДТ и приведенных в настоящем разделе, понимается масса загрязняющего вещества в единице объема сухих отходящих газов при стандартных условиях (293,15 К°, 101,3 кПа после вычитания содержания водяного пара, но без коррекции содержания кислорода), которая выражается как соотношение миллиграмм на кубический метр (мг/Нм3).

Для непрерывных измерений	Допустимые уровни эмиссий, связанные с применением НДТ, относятся к среднесуточным значениям (усредненные массовые концентрации за календарные сутки), которые являются средними значениями всех достоверных 20 минутных значений, измеренных в течение одних суток.
Для периодических измерений	Допустимые уровни эмиссий, связанные с применением НДТ, относятся к среднему значению

не менее трех единичных проб, измеренных в течение 20 минут

Для основных стационарных организованных источников выбросов не соответствующим критериям необходимости установления Автоматизированной системы мониторинга выбросов, в целях контроля качества атмосферного воздуха рекомендуется проведение ежемесячного инструментального контроля уровня эмиссий маркерных загрязняющих веществ.

Для процессов сжигания различных видов топлив в целях выработки тепловой, механической, электрической энергии и установок извлечения серы из отработанных газов базовые условия для содержания кислорода приведены ниже:

№ п/п	Меры	Ед. изм.	Условия базового уровня кислорода
1	2	3	4
1	Установка для сжигания жидкого или газообразного топлива за исключением газовых турбин и двигателей	мг/Нм ³	3 % кислорода по объему
2	Газовые турбины и двигатели	мг/Нм ³	15 % кислорода по объему
3	Дизельные двигатели	мг/Нм ³	6 % кислорода по объему
4	Установка для извлечения серы из отработанных газов и термоокислители (инсинераторы)	мг/Нм ³	3 % кислорода по объему

Преобразование концентрации выбросов в базовый уровень кислорода

Ниже приведена формула для расчета концентрации выбросов при базовом уровне кислорода (см. таблицу 6.1).

$$E_R = \frac{21 - O_R}{21 - O_M} \times E_M$$

где:

E_R - концентрация выбросов, скорректированная на базовый уровень кислорода (мг/Нм³);

O_R - базовый уровень кислорода (% по объему);

E_M

E_M - концентрация выбросов, указанная на измеренный уровень кислорода (мг/Нм³);

O_M

O_M – измеренный уровень кислорода (% по объему).

НДТ по сбросам в воду, относятся к следующим аспектам:

уровни концентраций, выраженные как масса сбрасываемых веществ на объем сточных вод, в мг/л. Уровни эмиссий, связанные с применением НДТ, установлены в настоящем разделе при условии нормальной работы оборудования, без учета аварийных и плановых ремонтных и пуско-наладочных работ, при использовании конкретного вида топлива и технологической установки по назначению.

Периоды усреднения и базовые условия для сбросов сточных вод

Если не указано иное, уровни сбросов, связанные с применением НДТ, приведенные в настоящем разделе, определяются как значения концентрации (массы сбрасываемого вещества на объем воды) и выражаются как соотношение миллиграмм на литр (мг/л).

Если не указано иное, периоды усреднения для уровней сбросов, связанных с НДТ, определяются следующим образом:

Среднесуточные	Среднее значение за период отбора проб, равный 24 часам, взятых в качестве составной пробы, пропорциональной расходу, или, при условии, что продемонстрирована достаточная стабильность потока, из пробы, пропорциональной времени
----------------	--

6.2. Система экологического менеджмента

НДТ 1. НДТ заключается во внедрении и соблюдении системы экологического менеджмента (СЭМ) для улучшения общих экологических показателей установок объектов нефтегазодобычи.

Описание: см. раздел 4.2.

Экологическая эффективность: СЭМ способствует и поддерживает постоянное улучшение экологических показателей установки. Если установка уже имеет хорошие общие экологические характеристики, то СЭМ помогает оператору поддерживать высокий уровень экологической эффективности.

Применимость: Компоненты, описанные выше, обычно могут применяться ко всем установкам и характер СЭМ (например, стандартный или нестандартный) будут связаны с характером, масштабом и сложностью установки, а также с диапазоном экологического воздействия, которое она может оказать.

6.3 Техники повышения энергоэффективности

НДТ 2. Для эффективного использования энергии НДТ предусматривает использование подходящей комбинации техник, приведенных ниже:

Техника	Описание
Техники проектирования	

Пинч-анализ	Техника, основанная на систематическом расчете термодинамических показателей для минимизации потребления энергии. Используется в качестве инструмента для оценки общих конструкций систем
Тепловая интеграция	Тепловая интеграция технологических систем (при технических и технологических возможностях) гарантирует, что значительная доля тепла, необходимого в различных процессах, обеспечивается за счет обмена теплом между потоками, подлежащими нагреву, и потоками, подлежащими охлаждению
Рекуперация тепла и энергии	Использование устройств / систем рекуперации тепловой энергии, и утилизации остаточного тепла выхлопных газов топливосжигающего оборудования с достаточно высокой температурой и скоростью теплового потока достаточных для обеспечения других технологических тепловых нагрузок систем (например: котлов-утилизаторов, печей подогрева, теплообменников систем подачи сырья/топлива других устройств, систем центрального теплоснабжения и т.д.) и выработки электрической энергии (силовых турбин)
Техники управления технологическим процессом и техническим обслуживанием	
Оптимизация технологического процесса	Оптимизация потребности в тепловой и электрической энергии в технологическом процессе посредством систематического анализа технологического процесса и энергопотребления с целью максимизации энергоэффективности и снижения энергопотребления всего процесса на единицу готовой продукции. Механизмы могут включать: обновленные принципы управления и/или систем управления, повышение эффективности использования оборудования, корректировка уставок (например, соотношение воздух/топливо), модернизация оборудования (конфигурация горелки, конструкция печи), изменение размеров оборудования (например, перестановка насосов или компрессоров) и т.д. Улучшение надежности оборудования также должно способствовать повышению эффективности.
Управление паром и снижение потребления пара	Систематическая съемка систем дренажных клапанов для снижения расхода пара и оптимизации его использования Систематическая оценка конденсатоотводчиков, дренажных клапанов регулирующих систем и другой запорно-регулирующей арматуры, оптимизированная подача пара и сброс давления и потоков отработанного тепла для снижения потерь пара с целью безопасной оптимизации его использования.

Использование энергетического эталона	Участие в ранжировании и сравнительном анализе для достижения непрерывного улучшения путем изучения передового опыта
Энергоэффективные технологии производства	
Использование комбинированной тепловой и электрической энергии	Система, предназначенная для совместного производства (или когенерации) тепла (например, пара) и электроэнергии от одного и того же топлива

НДТ 3. Для сокращения энергопотребления, улучшения операционной деятельности, поддержания рациональной организации производства, НДТ предусматривает использование соответствующих комбинаций техник, приведенные ниже.

Техника	Эффект от внедрения
Сосредоточить внимание руководства на потреблении энергии	Для обеспечения принятия решений на основе интеграции процессов
Ускорение развития системы отчетности о потреблении энергии	Для измерения прогресса и обеспечения достижения целевых показателей
Инициировать систему стимулирования энергосбережения	Для содействия выявления областей улучшения
Регулярное проведение энергоаудитов	Для обеспечения соответствия деятельности внешним и внутренним нормативным документам
План снижения энергопотребления	Установить цели и стратегии для улучшения
Проводить мероприятия по интенсификации горения	Определить области улучшения (например, соотношение воздух/ топливо, температура выхлопной трубы, конфигурация горелки, конструкция печи)
Для участия в мероприятиях по ранжированию/ бенчмаркингу в потреблении энергии	Проверка независимым органом
Интеграция между установками, внутри них и системами	Тепловая интеграция между установками на объектах нефтепромысла может быть неоптимальной. Необходимо проводить исследования на энергоемкость

Экологическая эффективность: Все меры по снижению потребления энергии приведут к сокращению выбросов в атмосферу, включая CO₂. Любая техника по энергосбережению оказывает влияние на загрязнение окружающей среды из-за предельного расхода топлива.

6.4. Мониторинг выбросов в атмосферу

НДТ 4. НДТ предусматривает непрерывный мониторинг выбросов путем инструментальных замеров с частотой не менее той, которая указана ниже, а также в соответствии с требованиями, установленными в законодательных и подзаконных актах Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Описание	Технологическая установка	Минимальная частота	Техника мониторинга
	Установки сжигания (печи и котлы, турбины) от 50 до 100 МВт *, ***,	Непрерывный	Инструментальные замеры

Выбросы SO ₂ , NO _x	Установки сжигания (печи и котлы, турбины) <50 МВт *, ***,	Непрерывный	Инструментальные замеры
	Установки производства / извлечения серы (УПС) и их котлы дожига (инсинераторы)	Непрерывный	Инструментальные замеры
Выбросы NH ₃	Все установки, оснащенные СКВ или СНКВ **	Непрерывный	Инструментальные замеры
Выбросы СО	Другие установки сжигания (печи и котлы) *, ***,	Непрерывный	Инструментальные замеры

*Относится к общей номинальной тепловой мощности всех установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы, и/или являющиеся самостоятельными источниками загрязнения при соответствии условиям согласно пункта 11 "Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля" (утвержденных Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208).

** При использовании NH₃ в качестве восстановителя.

*** Периодический мониторинг (инструментальный контроль) эмиссий в окружающую среду осуществляется ежемесячно для объектов не оснащенных АСМ с целью наблюдения за количеством, качеством эмиссий и их изменением

НДТ 5. НДТ заключается в мониторинге соответствующих технологических параметров, связанных с выбросами загрязняющих веществ, на установках сжигания с использованием соответствующих техник.

Описание	Минимальная частота
Мониторинг параметров, связанных с выбросами загрязняющих веществ, например, содержание кислорода в дымовых газах, содержание азота и серы в топливе или сырье *	Непрерывное измерение содержания кислорода частотой, предусмотренной для измерения концентраций загрязняющих веществ. Периодическое измерение содержания азота и серы с частотой, основанной на значительных изменениях топлива/сырья

*мониторинг N и S в топливе не обязателен, если предусмотрены измерения NO_x и SO₂ в отходящих газах.

НДТ 6. НДТ заключается в мониторинге неорганизованных выбросов ЛОС в воздух со всего производственного объекта с использованием всех следующих техник:

- техники мониторинга по запаху, связанные с корреляционными кривыми для основного оборудования;
- оптические техники обнаружения газов;
- расчеты постоянных выбросов на основе коэффициентов выбросов периодически (например, один раз в два года), подтверждаемых измерениями.

d. Скрининг и количественная оценка выбросов на объекте с помощью периодических измерений с использованием технологий, основанных на оптическом поглощении, таких как обнаружение и дальность света с дифференциальным поглощением.

6.5. Мониторинг сбросов в водные объекты

НДТ 7. НДТ заключается в мониторинге сбросов загрязняющих веществ в каждом выпуске сточных вод"

НДТ заключается в мониторинге сбросов маркерных загрязняющих веществ в месте выпуска сточных вод и устанавливаются на уровне экологических нормативов качества вод, утверждаемых в порядке, определенном законодательством Республики Казахстан (не распространяется на пункт 3, статьи 213 Экологического Кодекса).

Частота мониторинга сбросов, связанные с применением НДТ.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Частота мониторинга
Пруд-накопитель		
1	взвешенные вещества	Ежеквартально
3	Железо (включая хлорное железо) по Fe	Ежеквартально
4	нефтепродукты	Ежеквартально
5	Сульфаты (по SO ₄)	Ежеквартально
6	Хлориды (по Cl)	Ежеквартально
Пруд-испаритель		
1	взвешенные вещества	Ежеквартально
3	Железо (включая хлорное железо) по Fe	Ежеквартально
4	нефтепродукты	Ежеквартально
5	Сульфаты (по SO ₄)	Ежеквартально
6	Хлориды (по Cl)	Ежеквартально
7	диэтаноламин/МДЭА(флексорб)/метанол/этиленгликоль	Ежеквартально
8	сероводород	Ежеквартально
Закачка в пласт с целью поддержания пластового давления		
1	взвешенные вещества	Еженедельно
2	Железо (включая хлорное железо) по Fe	Еженедельно
3	нефтепродукты	Еженедельно
4	сероводород	Еженедельно
Утилизация в недра		
1	взвешенные вещества	Еженедельно
2	Железо (включая хлорное железо) по Fe	Еженедельно
3	нефтепродукты	Еженедельно

4	сероводород	Еженедельно
5	Сульфаты (по SO ₄)	Еженедельно
6	Хлориды (по Cl)	Еженедельно

1) Относится к составной пробе, пропорциональному потоку, взятому в течение 24 часов, или, при условии, что продемонстрирована достаточная стабильность потока, к образцу, пропорциональному времени.

2) закачка в недра технологических растворов и (или) рабочих агентов для добычи полезных ископаемых в соответствии с проектами и технологическими регламентами, по которым выданы экологические разрешения и положительные заключения экспертиз, предусмотренных законами Республики Казахстан;

3) Выпуски сточных вод, отводимые с объекта I категории в поверхностный водный объект подлежат оснащению автоматизированной системы мониторинга следующим параметрам:

- a) температура (C₀);
- b) расходомер (м³/час);
- c) водородный показатель (pH);
- d) электропроводность (мкС -микросименс);
- e) мутность (ЕМФ-единицы мутности по формазину на литр).

4) В отношении установления технологических нормативов в сбросах сточных вод в пруды-накопители и пруды-испарители норма не будет распространяться при условии их соответствия требованиям, применяемым в отношении гидротехнических сооружений с подтверждением отсутствия воздействия на поверхностные и подземные водные ресурсы по результатам мониторинговых исследований за последние 3 года.

5) Установление факта негативного воздействия на поверхностные и подземные водные ресурсы свидетельствует о нарушении требований, применяемых к гидротехническим сооружениям. В этом случае количественные показатели эмиссий должны соответствовать действующим санитарно-гигиеническим, экологическим нормативам качества и целевым показателям качества окружающей среды по отношению к местам культурно-бытового водопользования.

НДТ 8. В целях сокращения потребления воды и объема образования загрязненной воды НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Интеграция водных потоков	Сокращение объема технологической воды, образующейся на уровне установки перед сбросом, за счет внутреннего повторного использования потоков воды, например, от охлаждения, конденсатов, особенно для	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе

	использования при обессоливании сырой нефти	модернизации установок и при наличии доступного пространства
ii. Система водоотведения для разделения потоков загрязненной воды	Проектирование промышленного объекта для оптимизации управления водными ресурсами, где каждый поток обрабатывается соответствующим образом, например, путем направления генерируемой сульфидсодержащей воды для соответствующей предварительной обработки, такой как колонна отпарки кислых стоков	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок и при наличии доступного пространства
iii. Разделение потоков незагрязненной воды (например, однократное охлаждение, дождевая вода)	Проектирование объекта для того, чтобы избежать отправки незагрязненной воды на общую очистку сточных вод и иметь отдельный сброс после возможного повторного использования для этого типа потока	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок и при наличии доступного пространства
iv. Предотвращение разливов и утечек*	Методы, которые включают использование специальных процедур и/или временного оборудования для поддержания функционирования, когда необходимо управление особыми обстоятельствами, такими как разливы, разгерметизация и т.д.	Общеприменимо

*Установление факта негативного воздействия на поверхностные и подземные водные ресурсы свидетельствует о нарушении требований, применяемых к гидротехническим сооружениям. В этом случае, количественные показатели эмиссий должны соответствовать действующим санитарно-гигиеническим, экологическим нормативам качества и целевым показателям качества окружающей среды по отношению к местам культурно-бытового водопользования.

НДТ 9. Для снижения сбросов загрязняющих веществ должна применяться стратегия управления водными ресурсами

Описание: Данная техника представляет собой стратегию выявления и сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как "маркерные загрязняющие вещества", а также сокращение потребления водных ресурсов.

Соответствующая стратегия может быть реализована и включать следующие мероприятия по:

- a. снижению потребления воды (экономия);
- b. раздельному сбросу с установок через локальные очистки;
- c. максимальное повторное использование воды;

d. автоматический мониторинг состава воды для процессов химической и биологической очистки в сочетании с лабораторными методами;

e. установление нормативов сбрасываемых веществ с учетом региональных требований;

f. мониторинга на основе утвержденных программ, согласованных с компетентными государственными органами;

g. установка предписаний отбора проб для мониторинга при нормальных условиях эксплуатации (временный или постоянный план).

h. определение наиболее подходящего периода для проведения временного мониторинга при планировании, например, шестимесячного или ежегодного, если значения очень низкие, и выполнение плана;

i. анализ результатов и разработка конкретного плана действий по сокращению сбросов соответствующих веществ, которые будут включены в систему экологического мониторинга.

Экологическая эффективность: Постепенное сокращение сбросов загрязняющих веществ. Для загрязняющих опасных веществ - прекращение или поэтапное прекращение сбросов.

Применимость: применимо к существующим установкам процессов нефтедобычи.

6.6. Управление производством

НДТ 10. Для эффективного снижения энергозатрат, ресурсопотребления, а также снижения уровней эмиссий в окружающую среду применяется стратегия управления производством.

Техническое описание

Управление производством представляет собой целый комплекс мероприятий, направленных на достижение максимально возможных выгод производства продукции, экологической безопасности. (см. раздел 4.5 справочника по НДТ). Описание данной техники не устанавливает конкретные шаги и представляет возможность действий владельцу предприятия для сокращения показателей эмиссий "маркерных веществ" в окружающую среду, повышения энергоэффективности технологических процессов, и сокращения потребления сырьевых ресурсов с увеличением производства продукции соответствующего качества.

Достигнутые экологические выгоды

Постепенное сокращение выбросов / сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду от процессов нефтегазодобычи. Для загрязняющих опасных веществ - прекращение или поэтапное снижение сбросов. Повышение уровня ресурсосбережения.

Применимость

Общеприменимо к существующим процессам и установкам нефтегазодобывающей отрасли и иных отраслей промышленности.

Экономика

Затраты варьируют в зависимости от общего количества контролируемых процессов, количества маркерных загрязняющих веществ, количества технологического оборудования и технического оснащения, а также потребляемого сырья и видов энергозатрат применительно к специфике конкретного объекта.

НДТ 11. В целях предотвращения шумового загрязнения на производственных объектах НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже:

- а) Выбор подходящего места для шумных операций;
- б) Ограждение шумных операций/агрегатов;
- в) Виброизоляция производств/агрегатов;
- д) Использование внутренней и внешней изоляции на основе звукоизолирующих материалов;
- е) Звукоизоляция зданий для укрытия любых шумопроизводящих операций, включая оборудование для переработки материалов;
- ф) Установка звукозащитных стен и/или природных барьеров;
- г) Применение глушителей на отводящих трубах;
- h) Звукоизоляция каналов и вентиляторов, находящихся в звукоизолированных зданиях;
- и) Закрытие дверей и окон в цехах и помещениях;
- j) Использование звукоизоляции машинных помещений;
- к) Использование звукоизоляции стенных проемов, например, установка шлюза в месте ввода ленточного конвейера;
- l) Установление звукопоглотителей в местах выхода воздуха, например, на выпуске после газоочистки;
- м) Снижение скорости потоков в каналах;
- п) Использование звукоизоляции каналов;
- о) Сепарация шумовых источников и потенциально резонансных компонентов, например компрессоров и каналов;
- р) Использование глушителей для дымососов и газодувок фильтров;
- q) Использование звукоизолирующих модулей в технических устройствах (например, компрессорах);

Экологическая эффективность:

Настоящий НДТ позволяет снизить уровень шума на промышленных объектах.

Применимость:

Применима на всех объектах промышленности, с учетом соответствия промышленной безопасности производственных процессов и санитарных и строительных норм Республики Казахстан.

6.7. Образование и управление отходами

НДТ 12. В целях предотвращения или, если практически невозможно предотвращение, сокращения образования отходов, НДТ предусматривает принятие и внедрение плана по управлению отходами, в порядке приоритетности предусматривает и обеспечивает подготовку отходов к повторному использованию, переработке, рекуперации или утилизации (см. раздел 4.7 справочника по НДТ).

НДТ 13. В целях сокращения количества шлама, подлежащего обработке или удалению, НДТ предусматривает использование одной или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Предочистка шлама	Перед окончательной очисткой (например, в печи для) шламы обезвоживают и/или обезмасливают (например, центробежными декантерами или паровыми сушилками), чтобы уменьшить их объем и для извлечения нефти из отстойного оборудования	Общеприменимо
Повторное использование шлама в технологических установках	Некоторые виды шлама (например, нефтешлам) могут перерабатываться в установках (например, коксование) как часть сырья из-за содержания в них нефти	Применимость ограничена шламами, которые могут соответствовать требованиям, предъявляемым к обработке в установках с соответствующей очисткой

НДТ 14. Для сокращения образования отработанных твердых отходов катализаторов НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание
Контроль и управление отработанными катализаторами	Плановое и безопасное обращение с материалами, используемыми в качестве катализатора, (например, подрядными организациями) с целью их восстановления или повторного использования на площадках за пределами объекта. Данные операции зависят от типа катализатора и особенностей технологического процесса
Извлечение катализатора из шламовой эмульсии	Нефтешлам на технологических установках может содержать большие концентрации катализаторной пыли.

6.8. Заключение по НДТ для добычи нефти, нефтяного (попутного), природного газа и жидких углеводородов (газового конденсата)

НДТ 15. Для повышения уровня добываемого сырья НДТ предусматривает интенсификацию притока углеводородного сырья посредством воздействия на призабойную зону пласта и заменой НКТ на меньшие диаметры.

Интенсификацию притока углеводородного сырья добиваются посредством воздействия на призабойную зону пласта следующими видами воздействия:

химические, тепловые, механические, физические и комплексные (см. раздел 5.1.1.3 справочника по НДТ).

НДТ 16. Для повышения уровня добываемого сырья НДТ предусматривает внедрение средств телеметрии и телемеханики (при наличии в системе обвязки скважин телеметрии или телемеханики или при экономической целесообразности проведения реконструкции обвязки) для оперативного контроля и управления режимами работы (включая измерение дебита газа, выноса жидкости) скважин (кустов скважин)

Эффективная разработка истощенных месторождений на поздней стадии может быть обеспечена только за счет непрерывного контроля за режимом работы скважин, газосборного коллектора и использования автоматизированных процессов управления режимами эксплуатации, своевременного предупреждения образования и удаления скоплений жидкости и песка, организации упреждающих режимов эксплуатации на основании предиктивного анализа.

Автоматизация месторождений / кусты скважин должна включать следующие измеряемые и контролируемые параметры

устьевое давление,

температура и расхода газа,

расхода жидкости,

обнаружения в составе сырья механических примесей и глинопесчаной смеси. (см. раздел 5.1.1.4 справочника по НДТ).

НДТ 17. Для снижения материальных ресурсов в процессах нефтегазодобычи НДТ предусматривает внедрение наиболее эффективных насосов / насосных станций (мультифазные насосы), а также приводы на основе вентильных электродвигателей

Описание данных техник указаны в разделе 5.1.2.1 и 5.1.3.1 справочника по НДТ.

НДТ 18. Для повышения уровня добываемого сырья, НДТ предусматривает применение реагентов в процессах добычи

Реагенты для нефтяной промышленности – специальные вещества (смеси веществ), которые используются для воздействия на те или иные свойства нефти/нефтепродуктов при их добыче, транспортировке и процессе переработки. В основном это индивидуальные водо- или маслорастворимые коллоидные поверхностно-активные вещества (ПАВ) разных классов, иногда с добавлением растворителей и электролитов.

Присадки. В отличие от реагентов, которые вводятся в достаточно большом количестве в сырую нефть, присадки вводятся в малых концентрациях (до 3 %) в уже готовый нефтепродукт. Кроме того, присадки влияют на эксплуатационные свойства, в то время как реагенты химически воздействуют на нефть на стадии добычи и транспортировки. Без них также не обходится ни одно добывающее предприятие. Что касается реагентов, то именно они используются для совершенствования процесса бурения нефтяных скважин, вскрытия продуктивных пластов, увеличения нефтеотдачи.

Их применяют для борьбы с коррозией нефтепроводов, наземного и подземного оборудования, для очистки нефтеналивных судов и резервуаров. И данный перечень далеко не полный, ведь существует еще множество других областей применения реагентов на различных технологических этапах нефтяной промышленности.

Самым распространенным, выгодным и простым способом разделения воды и нефти является добавление химического вещества – деэмульгатора. Принцип его действия заключается в проникновении в поверхностный слой частиц эмульсии и вытеснении присутствующих там естественных стабилизаторов, таких как альфатен и "поверхностно-активные вещества". За счет такого процесса происходит обезвоживание нефти.

НДТ 19. Для предотвращения или сокращения неорганизованных выбросов ЛОС НДТ предусматривает применение техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Техники, связанные с проектированием установки	Ограничивать количество потенциальных источников выбросов, максимизируя собственные параметры локализации процесса, выбирая оборудование с высокой степенью герметичности, облегчая деятельность по мониторингу и тех. обслуживанию путем обеспечения доступа к потенциально протекающим компонентам	Применимость может быть ограничена для существующих единиц измерения
Техники, связанные с установкой и вводом в эксплуатацию установок	Четко определенные процедуры строительства и монтажа надежные процедуры ввода в эксплуатацию и передачи для обеспечения того, чтобы установка была сооружена в соответствии с проектными требованиями	Применимость может быть ограничена для существующих единиц измерения
Техники, связанные с эксплуатацией установок	Использовать программы обнаружения и ремонта утечек на основе риска (LDAR) для выявления утечек компонентов и устранения этих утечек.	Общеприменимо

Применимость: НДТ может быть не применимо не ограничиваясь процессами добычи нефти и газа, а также могут применяться при иных различных процессах, осуществляемых на месторождениях нефти и газа.

6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов

НДТ 20. Для предотвращения или сокращения образования потоков сточных вод в процессе подготовки нефти и газа, НДТ предусматривает использование жидкостно-кольцевых вакуумных насосов или поверхностных конденсаторов.

Применимость: НДТ может быть неприменимо в некоторых случаях переоборудования. Для новых установок для достижения высокого вакуума (10 мм рт.ст.) могут потребоваться вакуумные насосы, как в сочетании, так и без него, с паровыми эжекторами. Кроме того, на случай выхода из строя вакуумного насоса должна быть обеспечена резервная единица вакуумного насоса и обеспечение байпасной линии.

НДТ 21. В целях предотвращения или сокращения выбросов в воздух, а также сокращения потерь тепловой энергии от технологических процессов, НДТ заключается в применении одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Использование альтернативных видов топлива (природный газ, газообразное технологическое топливо)	Применение более калорийного вида топлива, например очищенный попутный нефтяной газ, газообразное технологическое топливо может положительно повлиять на энергосбережение, а также сокращению выбросов SO ₂ , NO _x , CO ₂ , металлов и твердых веществ.	Общеприменимо, при условии наличия внешних источников бесперебойного снабжения очищенным попутным нефтяным газом.
Горелки с низким выбросом NO _x Горелки с ультранизким выбросом NO _x	Горелки с низким выбросом NO _x , как воздушные, так и топливные, имеют целью снижение пиковых температур, снижение концентрации кислорода в зоне первичного сгорания и сокращение времени пребывания при высоких температурах, тем самым уменьшая термически образующийся NO _x . Кроме того, в случае горелок, работающих на топливе, гипостехиометрические условия, создаваемые вторичным пламенем после дополнительного добавления топлива, создают дальнейшее химическое восстановление NO _x в N ₂ радикалами NH ₃ , HCN и CO. Горелки со сверхнизким выбросом NO _x добавляют внутреннюю или внешнюю рециркуляцию отходящих газов в базовую конструкцию горелок с низким выбросом NO _x , что позволяет снизить концентрацию кислорода в зоне горения и дополнительно снизить выброс NO _x , воздействуя, в частности, на сжигание топлива.	Общеприменимо

Повышение коэффициента полезного действия

Модернизация печей и котлов на увеличение коэффициента полезного действия достигается следующими условиями:

Оптимизация работы печи и, следовательно, эффективности сгорания за счет расширенного контроля параметров работы (соотношение воздух/топливо для топливной смеси, избегание потерь физического тепла за счет оптимизации избытка воздуха).

Высокая тепловая эффективность конструкции нагревателя/котла с хорошими системами управления (например, кислородная отделка).

Минимизация потерь тепла через выхлопные газы (например, минимизация потерь тепла через несгоревшие газы (H₂, CO) или несгоревшие остатки, т.е. потери при прокаливании).

Непрерывный контроль температуры и концентрации O₂ отходящих газов для оптимизации горения. Также может быть рассмотрен вопрос о мониторинге CO.

Поддержание высокого давления в котле.

Подогрев топлива, заправляемого в котлы.

Подогрев питательной воды котла паром.

Предотвращение конденсации выхлопных газов на поверхностях.

Минимизация собственных потребностей с помощью высокоэффективных насосов, компрессоров, двигателей, оптимизации тепла и электрических нагрузок минимизации вентиляционных отверстий и другого оборудования

Оптимизация условий горения.

Оптимально изолировать все подогреваемые линии, резервуары, сосуды

Методы контроля выбросов CO, такие как:

исправная работа и контроль

Применимо преимущественно на новых печах и котлах технологических установок или в процессе модернизации установок

	<p>постоянная подача жидкого топлива во вторичное отопление</p> <p>хорошее смешивание выхлопных газов</p> <p>каталитическое дожигание.</p> <p>Регулярная очистка горячей трубки нагревателя от накипи и горячая конвекционная очистка (сухая обработка).</p> <p>Регулярная очистка поверхности нагрева (выдувание сажи) для жидкого топлива или комбинированного сжигания.</p> <p>Керамические покрытия для защиты технологических труб от окисления и предотвращения образования накипи.</p> <p>Огнеупоры с высокой излучательной способностью для улучшения теплопередачи, например, путем нанесения керамических покрытий.</p>	
Использование техник по снижению выбросов	См.Раздел 6.26.	Общеприменимо
Снижение температуры отходящих газов	<p>а. подбора оптимальных размеров и других характеристик оборудования исходя из требуемой максимальной мощности с учетом расчетного запаса надежности;</p> <p>б. интенсификации передачи тепла технологическому процессу посредством увеличения удельного потока тепла (в частности, при помощи завихрителей-турбулизаторов, увеличивающих турбулентность потоков рабочего тела), увеличения площади или усовершенствования поверхностей теплообмена;</p> <ul style="list-style-type: none"> • установки подогревателя воздуха или воды, или организации предварительного подогрева топлива за счет тепла отходящих газов. Следует отметить, что подогрев воздуха может быть необходим, если технологический процесс требует высокой температуры пламени. Подогретая вода может использоваться для 	Общеприменимо

	питания котла или в системах горячего водоснабжения (в т.ч. централизованного отопления);	
Сокращение массового расхода отходящих газов за счет снижения избытка воздуха горения	Избыток воздуха горения может быть сведен к минимуму при помощи регулирования расхода воздуха в соответствии с расходом топлива.	Общеприменимо

Ожидаемые выбросы CO, SO₂, NO_x с применением НДТ представлено в таблице 6.1.

Таблица 6.1. Технологические показатели эмиссий в атмосферу от технологических печей (печи подогрева, котлы (в том числе водогрейные), устьевые подогреватели)

№ п/п	Параметр	Условия	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм ³	
			для новых установок	для существующих установок
1	2	3	4	5
1	Оксид углерода, выраженный как CO	-	Менее 100	Менее 100
2	Оксиды азота, выраженные как NO _x	Технологические печи на газовом топливе	30-100	30-150*
3		Технологические печииспользующие несколько видов топлива (жидкое и/или газообразное топливо)	30-300**	
4	SO ₂	Печь на газовом топливе***	5-35	
5		Печь на газовом топливе и / или использующие несколько видов топлива ****	35-600	

* Для существующих установок с предварительным подогревом воздуха или содержанием N₂ в топливе более 0.5 %, верхний предел технологического показателя устанавливается на уровне 200 мг/нм³

** В существующих установках, где сжигается жидкое топливо > 50 % или с содержанием N₂ более 0,5 % масс или где используется предварительный нагрев воздуха, верхний предел технологического показателя устанавливается на уровне 450 мг/Нм³.

*** При применении топливного газа собственной выработки из сырья месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода менее 10 % в попутном газе;

**** При применении топливного газа собственной выработки из сырья месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода более 10 % в попутном газе;

НДТ 22. Для предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу в процессе утилизации тепла отходящих газов, НДТ заключается в перераспределении горячих потоков газа или потоков сырья.

НДТ 23. В целях сокращения энергозатрат технологического процесса, и соответствующего снижения уровня выбросов в атмосферный воздух из установок предварительной подготовки газа и жидких углеводородов, НДТ должны обеспечить рациональное и максимально возможное использование энергии тепла используя одну или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Тепловая интеграция (рекуперация) на установках перегонки сырой нефти	Для оптимизации рекуперации тепла из атмосферной колонны перегонки два или три потока флегмы непрерывно циркулируют в нескольких точках на верхнем и среднем уровнях циркуляционного орошения. В современных конструкциях достигается интеграция с высоковакуумной установкой, а иногда и с установкой термического крекинга	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок и при наличии доступного пространства
Использование вакуумных насосов и поверхностных конденсаторов	Техника заключается в использовании вакуумных жидкостно-кольцевых компрессоров вместо паровых эжекторов. Замена паровых эжекторов вакуумными насосами позволит снизить расход кислой воды с 10 м ³ /ч до 2 м ³ /ч. Вакуум может создаваться комбинацией вакуумных насосов и эжекторов	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок. Для новых установок необходимы вакуумные насосы либо в сочетании с паровыми эжекторами, либо без них для достижения высокого вакуума (10 мм рт.ст.) и обеспечения резервного оборудования

Экологическая эффективность: Сокращение потребления энергетических ресурсов, оказывает положительное влияние на экологическую составляющую процессов переработки нефти снижая уровни выбросов.

НДТ 24. Для предотвращения и сокращения неконденсируемых продуктов, а также конденсатов из сепараторов могут сжигаться в специализированных печах сжигания отходов, используя при необходимости вспомогательное топливо или в промышленных нагревателях.

Описание: при обезвреживании отходов производства, подлежащих сжиганию, используют печи (инсинераторы) с режимом работы при температуре не менее плюс 1000 - 1200 с камерами дожигания отходящих газов.

Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, представлены в разделе 6.13.

Применимость: широко используется на промышленных объектах нефтегазодобычи

6.10. Заключение по НДТ для подготовки воды

НДТ 25. Для предотвращения и сокращения нерационального использования водных ресурсов (включая пресную воду), НДТ обеспечивает требуемый уровень очистки пластовых вод, с последующим использованием в системе оборотных вод.

Пластовые воды некоторых месторождений имеют природную повышенную минерализацию и применение методов очистки для повторного использования могут привести к проблеме утилизации извлеченных солей.

Техники, заключаются в следующем:

1. Передача сточных вод из установок обессоливания в отстойную емкость, где может быть достигнуто дальнейшее разделение нефти и воды. Нефть из воды может быть непосредственно извлечена в системе обработки нефтезагрязненных сточных вод.

2. Выбор оптимальных регуляторов межфазового уровня. В зависимости от удельного веса и диапазона обрабатываемого сырья необходимо рассматривать наиболее точные датчики уровня среди вытеснителей, емкостных зондов или детекторов радиоволн. Точность регулировки межфазового уровня имеет основополагающее значение для корректной работы обессоливателя.

3. Оптимальное улучшение разделения нефти и воды может быть достигнуто с помощью добавок "смачивающих" агентов, предназначением которых является удаление взвешенных загрязняющих веществ, которые ответственны за значительный унос нефти в воду.

4. Использование нетоксичных, биоразлагаемых, негорючих специальных деэмульгирующих химических веществ, улучшающих процесс слияния капель воды.

По итогам операций по очистке вод, и проведенных анализов/исследований экономии воды для определения вариантов интеграции технологической воды, а также возможностей сокращения и повторного использования воды. На большинстве нефтегазодобывающих предприятиях некоторые внутренние водные потоки обычно используются в качестве промывочной воды для опреснения, например, конденсатная вода и очищенная от пара кислая вода.

Достигнутые экологические выгоды

Интеграция водных потоков в основном направлена на сокращение потребления пресной воды. Количественная оценка сокращения потребляемой воды (и потерь продуктов) варьируется до 50 %.

НДТ 26. Для увеличения повторного использования сточных вод НДТ заключается в использовании отпарки кислых вод с промывочной водой в отпарных колоннах.

Кислая вода с различных установок большей частью отпаривается на отпарной колонне кислой воды (при обеспечении технологических параметров по входному потоку). Обычно ее повторно используют вместе с промывочной водой на установке обессоливания.

Одноступенчатая отпарка

Двухступенчатая отпарка

Экологическая эффективность:

Одноступенчатая отпарка

Данные по установке отпарки кислых стоков

	Источник	Поток	Состав мин./макс.	Комментарии
Выбросы: кислый газ	Отходящий газ из колонны направляется на установку извлечения серы.	Действующий внутри объекта	В основном сероводород H ₂ S и аммиак NH ₃ . Содержание зависит от качества сырой нефти	Двухступенчатая отпарка позволяет разделить кислый газ в потоке: на богатый сероводородом H ₂ S и нитратом аммония NH ₃ . Вследствие этого их очистка проходит эффективнее.
Сточные воды: очищенные кислые стоки	Сточные воды отпарной колонны используются в качестве промывочной жидкости на установке обессоливания или направляются на очистные сооружения	20–50 м ³ /ч на объектах нефтегазовой отрасли мощностью 5 Мт/г.	ХПК: 500 мг/л водорода H ₂ S: 10 мг / Фенол: 30–100 мг/л нитрат аммония NH ₃ : 75–150 мг/л	Объем очищенных кислых стоков снижается, если подать меньше пара в технологических установках и увеличить время эксплуатации ребойлера.

Очищенная кислая вода направляется на станцию очистки сточных вод или, предпочтительно, на технологические установки для повторного использования после ее охлаждения (если это необходимо). К тому же, очищенные кислые стоки используют в качестве опреснительной промывочной жидкости при условии, что уровень ее загрязнения не превышает нормы (содержание аммиака NH₃ менее 150 ppm и сероводорода H₂S менее 20 част./млн). Такие ограничения требуются для предотвращения коррозии в нижерасположенных установках (например, в системе УППН верхнего уровня).

Двухступенчатая отпарка

Производительность двухступенчатой установки отпарки кислых стоков на примере НПЗ в г. Холборн

№ п/п	Параметры	Колонна подачи стоков 1 (мг/л)	Колонна выхода стоков 2 (мг/л)	Очищенные стоки (мг/л)
1	2	3	4	5
1	ХПК	14 400	599	37
2	Углеводороды	98	4	1,1
3	Неорганический азот	1 373	6	7
4	NH ₄ -N	1 372	5	5
5	Фенолы	182	141	0,1
6	Сульфиды	1 323	5	0,5

При двухступенчатом процессе отпарки кислых стоков в целом достигается удаление сероводорода H₂S и аммиака NH₃ соответственно на 98 % и 95 %. Остаточная концентрация в отпаренных водах находится в диапазоне 0,1-1,0 мг/л и 1-10 мг/л соответственно. Следовательно, содержание сульфида и аммония, подлежащие извлечению, значительно ниже. Это позволяет не применять дополнительный этап очистки (например, нитрификацию /денитрификацию).

Декантация и усреднения состава кислых стоков

Дополнительная установка резервуара кислых стоков достаточной емкости уравнивает содержание примесей и химических веществ в смешанных стоках.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Потребление электроэнергии (кВт*ч/т)	Расход пара (кг/т)	Расход кислоты и едкого натра
2-3	100-200	Нет данных

Использование второй отпарной колонны приводит к большим энергозатратам и использованию дополнительных химических веществ, регулирующих pH (кислота, едкого натра).

Применимость:

Двухступенчатая отпарка: в случае, когда кубовый остаток отпарной колонны не используется повторно, а направляется на биоочистку, он все равно содержит слишком много азота аммонийного NH₄⁺. В случае модернизации в пользу двухступенчатой установки, имеющиеся секции преобразуется в концентраторы для уменьшения размера установки. Более или менее чистый поток аммиака из верхней части второй отпарной колонны направляется в горячий дымовой газ печи или в котел дожигания угарного газа для снижения содержания оксидов азота NO_x.

Для обезвреживания значительной группы жидких и газообразных промышленных отходов с большим набором и высокой концентрацией органических и минеральных веществ применяют термические методы.

Этот метод обезвреживания сточных вод является наиболее эффективным и универсальным из термических методов. Сущность его заключается в распылении сточных вод непосредственно в топочные газы, нагретые до 900 – 1000 °С. При этом вода полностью испаряется, а органические примеси сгорают.

Недостатком данного метода являются высокие затраты энергоресурсов, сложность систем очистки газов.

Для огневого метода обезвреживания имеются системы технологических установок: без рекуперации тепла и очистки газов; без рекуперации тепла с очисткой газов; с рекуперацией тепла без очистки газов; с рекуперацией тепла и очисткой газов.

Ожидаемые выбросы CO, SO₂, NO_x с применением НДТ представлено в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Технологические показатели эмиссий в атмосферу от инсинераторов (термоокислителей) осуществляющих сжигание отработанных газов в процессе нейтрализации щелочных стоков

№ п/п	Параметр	Условия	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм ³	
			для новых установок	для существующих установок
1	2	3	4	5
1	Окись углерода, выраженный как CO	инсинераторы (термоокислители) на газовом топливе	Менее 100	Менее 150
2	Оксиды азота, выраженные как NO _x		30-150	50-350
3	SO ₂		50-400	

Технологические показатели не распространяется на установки осуществляющих сжигание твердых отходов.

НДТ 27. Для сокращения загрязнения сточных вод и повышения их качественной очистки НДТ заключается в разделении охлаждающих и технологических вод.

Описание

Поскольку технологические воды, как правило, более загрязнены, чем охлаждающие воды, важно поддерживать их разделение. Только в тех случаях, когда охлаждающие воды нуждаются в обработке (системы рециркуляции), их следует смешивать, и то только в нужном месте (после первичной обработки технологических вод).

Экологическая эффективность: Сегрегация уменьшает загрязнение охлаждающей воды нефтью, поступающим из других вод. Это увеличивает извлечение нефти установкой очистки сточных вод.

6.11. Заключение по НДТ для подготовки и переработки газа

НДТ 28. В целях повышения экологической и энергетической эффективности НДТ предусматривает применять техники, указанные в разделе 6.26.6.

НДТ 29. Для предотвращения выбросов ЛОС во время эксплуатации терминалов природного газа и других процессов необходимо предотвращать выбросы природного газа и выработанного газообразного технологического топлива в процессах НПЗ, НДТ должны использовать одну или комбинацию техник, приведенных ниже, но не ограничиваясь.

а. минимизация частоты использования элементов камеры пуска / приема скребка, работая с герметиками на высокой скорости, т.е. используя условия эмульсионного режима;

б. свести к минимуму случайную остановку и вентиляцию технологической установки (при необходимости, например, для целей технического обслуживания, сбоя и переналадки) с помощью соответствующего выбора и проектирования установки;

с. избегать использования хладагентов для контроля точки росы газа, которые представляют серьезную экологическую проблему;

д. конденсация и сжигание верхних продуктов и любого газа, выделяемого из хранилищ и установок регенерации гликоля и метанола;

е. применить программу обнаружения и устранения утечек (LDAR);

НДТ 30. НДТ заключается в удалении сероводорода амином из природного газа (процесс "подслащивания")

Описание: Многие реакции могут протекать в процессе, когда H₂S поглощается водным смешанным раствором амина, главным образом путем переноса протонов.

Экологическая эффективность: Снижение концентрации H₂S в природном газе.

Применимость: полностью применим.

НДТ 31. Для предотвращения и сокращения выбросов ЛОС, НДТ заключается в использовании оборудования с высокой степенью герметичности (см. раздел 6.26.6)

НДТ 32. Для сокращения потерь углеводородных компонентов и их максимального извлечения из газов НДТ заключается в использовании одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Техника отбензинивания газов (техника извлечения целевых	НДТ является техника извлечения углеводородов C ₃ + низкотемпературной сепарацией (НТС) при температурах от -10 до -25°С и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз. Жидкая фаза состоит преимущественно из углеводородов C ₃ +, а газовая - из метана и этана. Эффективность работы установок НТС зависит от состава исходного	

<p>углеводородных компонентов из газов) низкотемпературной сепарацией</p>	<p>газа, температуры и давления в низкотемпературном сепараторе. Чем ниже температура процесса и чем больше содержание в исходном газе тяжелых углеводородов, тем больше степень извлечения последних. Продукцией является газ горючий природный, газы углеводородные сжиженные (пропан, бутан), газ стабилизации.</p>	<p>Общеприменимо для процессов нефтегазодобычи</p>
<p>Техника извлечения углеводородов методом низкотемпературной конденсации (НТК) или низкотемпературной конденсации и ректификации</p>	<p>НДТ является техника извлечения углеводородов C3+ низкотемпературной конденсацией (НТК) углеводородного сырья (сырьевого природного газа) при температурах до -120°C (температура на выходе из турбодетандера) и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз. Продукцией являются: газ горючий природный, газы углеводородные сжиженные (пропан, бутан). Использование внешних холодильных циклов позволило достичь степени извлечения этана до 87%, пропана - до 99%, бутана и высших - до 100%.</p>	<p>Общеприменимо</p>
<p>Техника сорбционного отбензинивания газов</p>	<p>НДТ является техника сорбционного отбензинивания газов с возможностью применения : установки низкотемпературной абсорбции (НТА) тяжелых углеводородных компонентов; установки деэтанзации; криогенной установки глубокой переработки сухого отбензиненного газа.</p>	<p>Общеприменимо</p>
<p>Техника очистки широкой фракции легких углеводородов от сернистых соединений</p>	<p>НДТ является техника переработки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и очистки ШФЛУ от сернистых соединений.</p>	<p>Общеприменимо</p>
<p>Техника получения сжиженных углеводородных газов (СУГ)</p>	<p>НДТ является техника получения СУГ с возможностью применения: установки низкотемпературного разделения газа, установки получения пропана и пропан-бутана.</p>	<p>Общеприменимо</p>

Техника ректификационного разделения ШФЛУ (газофракционирующие установки)	НДТ является техника разделения ШФЛУ методом ректификации на ГФУ с использованием пара в качестве обогревающего агента по полной схеме переработки (получение в качестве продукции индивидуальных компонентов - пропан, бутан, изобутан, пентан, изопентан, С6+ или их смеси), или по сокращенной схеме переработки (получение в качестве продукции - пропан, бутановая фракция, пентановая фракция или фракция С5+).	Общеприменимо
---	---	---------------

6.12. Заключение по НДТ для реагентного хозяйства

НДТ 33. В целях экономии финансовых средств, а также ресурсосбережения в процессах добычи и переработки нефти и газа, НДТ предусматривает регенерацию химических реагентов.

На установках подготовки газа и газового конденсата производится регенерация реагентов: метанола, гликолей, аминов. Описание установок представлены в разделе 3.5.

НДТ 34. В целях предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу, НДТ предусматривает очистку регенерационных отработанных газов посредством техник, указанных в разделе 6.26, но не ограничиваясь, а также техникой ниже.

Регенерационный отработанный газ может содержать следы HCl, Cl₂, CO, SO₂, углеводородов, диоксинов и фуранов. Хранение и обращение с органическими хлоридами, используемыми во время регенерации, также может привести к выбросам в атмосферу. В некоторых конструкциях установок регенерационный вентиляционный газ может направляться через адсорбционный слой, через скруббер или в сочетании с основной системой промывки отходящих газов водой.

Адсорбционные слои, водяные скрубберы или скрубберы, орашаемые водным раствором едкого натра и основные системы промывки воды приводят к сокращению выбросов микрокомпонентов в регенерационном вентиляционном газе и удалению большинства диоксинов и фуранов из выбросов в атмосферу.

6.13. Заключение по НДТ для производства газовой технической серы

НДТ 35. В целях предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу, НДТ предусматривает эксплуатацию установок по очистке кислых газов, установок извлечения серы и всех других систем очистки отходящих газов с высоким уровнем доступности и наилучшей производительностью.

Описание: Особые процедуры могут быть определены для конкретных условий эксплуатации, в частности:

- 1) операции пуска или остановки;

2) другие особые операции, которые могут повлиять на надлежащее функционирование системы (например, регулярные и чрезвычайные работы по техническому обслуживанию и очистке печи и/или системы очистки отходящих газов или серьезные сбои в производстве);

3) недостаточный расход или температура отходящих газов, препятствующие использованию системы на полную мощность.

Экологическая эффективность: Постоянное улучшение экологических показателей установки.

Применимость: НДТ может применяться ко всем установкам.

НДТ 36. В качестве НДТ применительно к переработке сероводорода, НДТ должны применять техники "гидроочистки", "удаления серосодержащих газов, например, путем очистки амином", "установки извлечения серы" указанные в 6.26.3.

НДТ 37. В целях сокращения выбросов в атмосферу в процессах извлечения серы / производства технической серы НДТ заключается в надлежащем удалении отходящих газов процесса путем направления их в систему дожига хвостовых газов.

Описание техник по сокращению выбросов в атмосферу, представлено в разделах 6.23 и 6.25.

Уровни выбросов, с применением одной или нескольких техник связанных с применением НДТ, представлено в таблицах 6.3–6.4.

Таблица 6.3. Технологические показатели выбросов Окиси углерода (СО) от инсинераторов после установок извлечения серы (термический окислитель, печи-дожига газообразных остатков (хвостовых газов), печи дожига на установках Клауса, SCOT, Lo-Cat, Sulfreen процессов установок извлечения / производства серы)

Параметр	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки) мг/нм ³
Окись углерода, выраженный как СО	109 – 440*,**

*Окислы углерода образуются на разных стадиях процесса Клауса и в заметных количествах – до 0,3% присутствуют в хвостовом газе, идущем на дожиг. Практически подтверждается, что количество СО, входящее в печь дожига с хвостовым газом, сохраняется. В связи с чем, Операторам объекта необходимо проводить работы по оптимизации процессов Клауса.

Водяной пар и другие соединения водорода являются веществами, необходимыми не только для воспламенения СО, но и для дальнейшего развития процесса горения. Исследования свидетельствуют о возможности эффективного дожигания СО в атмосфере конвертора струями О₂, что подтверждает наличие водородных соединений

в отходящих из зоны продувки газов. Присутствие водяного пара (H₂O) в смесях CO+O₂ ведет к образованию активных частиц, т.е. атомов и радикалов H, O и OH, обнаруженных при горении водорода.

****технологический показатель эмиссий в атмосферу по Окиси углерода (CO) не применим при наличии сернокислотной установки**

Таблица 6.4. Технологические показатели выбросов Оксидов серы (SO₂) от инсинераторов после установок извлечения серы (термический окислитель, печи-дожигателя газообразных остатков (хвостовых газов), печи дожига на установках Клауса, SCOT, Lo-Cat, Sulfreen процессов установок извлечения / производства серы)

Условие *	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/м ³
Применительно к установкам извлечения серы из газа и/или жидкости месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода более 10 % в попутном газе	2000-6500**
Применительно к установкам извлечения серы из газа и/или жидкости месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода более 10 % в попутном газе (продолжение реакции процесса извлечения серы посредством применения сернокислотных установок)	Менее 1250
Применительно к установкам извлечения серы из газа и/или жидкости месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода менее 10 % в попутном газе	≤ 800

*Основной задачей печи дожига является окисление H₂S, паров серы и других серосодержащих соединений до SO₂, что достигается с помощью сжигания указанных соединений вместе с газом. При этом работа печи оптимизируется таким образом, чтобы, с одной стороны, обеспечить максимальную эффективность сгорания газа и, тем самым, снизить его расход, а с другой – иметь достаточное количество кислорода и температуру для полного окисления соединений серы. Оптимальным условиям соответствует температура печи дожига 600...700 °С и избыток кислорода 2...4 %.

****Для достижения установленного технологического показателя, необходимо обеспечение эффективности извлечения серы на уровне 99,5-99,95 %.**

НДТ 38. В целях сокращения выбросов в атмосферу в процессах производства технической серы НДТ заключается в надлежащем удалении отходящих газов процесса путем направления их в сернокислотную установку.

Описание техник по сокращению выбросов в атмосферу, представлено в разделах 6.2

Уровни выбросов, с применением одной или нескольких техник связанных с применением НДТ, представлено в таблице 6.3.

6.14. Заключение по НДТ для низкотемпературной конденсации и газофракционирования

НДТ 39. Для предотвращения потерь углеводородов в процессах охлаждения и сокращения выбросов в атмосферу, НДТ заключается в предотвращении утечки углеводородного сырья в охлаждающую среду посредством непрерывного мониторинга, связанном с системой обнаружения утечек

(Программа LDAR См.Раздел 6.26.6).

6.15. Заключение по НДТ по учету и замеру нефти, газа и воды

НДТ 40. Для качественного учета и замера нефти, газа и воды, НДТ учитывает использование приборов, принцип действия которых основан на измерении перепада давления, создаваемого при прохождении сырья через сужающее устройство:

расходомеры (измерители докритического течения);

ДИКТ (диафрагменные измерители критического течения). Тип замерного устройства выбирается в зависимости от конкретных условий исследуемой скважины: дебита скважины, максимального рабочего давления, наличия мех. примесей, влаги, температуры, плотности и т.д.

А также следует в соответствие с законодательством Республики Казахстан проводить поверку данных приборов учета с соответствующей периодичностью.

Применимость

Технология полностью применима.

Экономика

Необходим расчет экономической эффективности внедрения техники в каждом конкретном случае.

НДТ 41. Для качественного учета и замера нефти, газа и воды, НДТ должно обеспечивать поток с пониженной потерей давления (обеспечивая ламинарные потоки сырья) используется для соблюдения стабильной работы системы передачи нефти по трубопроводу.

Эффект от внедрения

Стабильная передача сырья по трубопроводу.

6.16. Заключение по НДТ для поддержания пластового давления

НДТ 42. В целях поддержания пластового давления, НДТ заключается в закачке подготовленных пластовых вод и излишек попутного нефтяного газа в пласт, что позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении.

Описание

Установка закачки вод и попутного нефтяного газа в пласт, позволяет эффективно поддерживать уровень пластового давления и соответственно уровень добычи нефти на месторождении. Для закачки вод в пласт применяются насосные агрегаты системы поддержания пластового давления (ППД). Они являются наиболее энергозатратным

оборудованием. Энергетические затраты на систему ППД составляют от 10 % до 40 % от энергетических затрат на добычу, промышленный транспорт и подготовку нефти (см. раздел 5.9 справочника по НДТ).

Эффект внедрения

Увеличение энергоэффективности предприятия.

Пример завода(-ов)

Ряд предприятий по нефтегазодобыче Российской Федерации и Республики Казахстан.

6.17. Заключение по НДТ для резервуарного парка

НДТ 43. Для предотвращения и сокращения выбросов в атмосферу в процессах хранения и транспортировки сырой нефти, НДТ заключается в условиях хранения с использованием одной из техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Хранение в надлежащих резервуарах для хранения в условиях соответствующих температур и изоляции азотной подушкой	Загрузка и разгрузка резервуара обычно производится следующим образом: если резервуар заполнен, то азот не поступает в резервуар, и давление снижается, позволяя части газа испариться; если резервуар разгружается с низкой скоростью, то небольшое количество азота поступает в резервуар; если скорость разгрузки выше, то необходимо использовать большее количество азота.	Общеприменимо для процессов подготовки нефти, хранения.
Оснащение резервуара системой очистки	См.раздел 5.10.1.11	Общеприменимо для процессов хранения битумных материалов
Оснащение системой вентиляции	вентиляция пахучих газов во время хранения сырой нефти и вентиляция операций смешивания /наполнения резервуаров; использование компактных мокрых электрофильтров, которые , способны успешно удалять жидкий элемент аэрозоля, образующегося при верхней загрузке резервуаров; адсорбция на активированном угле.	Общеприменимо для процессов подготовки сырой нефти, хранения.

НДТ 44. Для снижения выбросов ЛОС в воздух при хранении летучих углеводородных соединений НДТ заключается в использовании резервуаров для хранения с плавающей крышей, резервуары с понтоном, оснащенные высокоэффективными уплотнениями, и/или резервуар со стационарной крышей, подключенный к системе рекуперации паров.

Применимость:

Применимость высокоэффективных уплотнений может быть ограничена для модернизации третичных уплотнений в существующих резервуарах. Предназначены только для вертикальных резервуаров со стационарной крышей.

НДТ 45. Для снижения выбросов ЛОС в воздух при хранении летучих жидких углеводородных соединений НДТ предусматривает применение одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Очистка резервуара для сырой нефти	Ручная очистка резервуара осуществляется рабочими, удаляющими осадок вручную	Общеприменимо
	Полностью автоматизированные методы очистки резервуаров. В настоящее время такие установки проектируются с целью очистки резервуаров хранения сырой нефтью и нефтепродуктов. Автоматизированные методы очистки резервуаров, работающие в системах с замкнутым контуром, уменьшают выброс ЛОС в окружающий воздух.	Применимость такого метода ограничена типом и размером резервуаров, и типом обработки остатков.
Применение замкнутой системы	Касательно, внутреннего осмотра, то резервуары должны периодически опорожняться, очищаться и освободиться от газов. Эта очистка включает в себя растворение осадка на дне резервуара. Системы с замкнутым контуром, которые могут быть объединены с мобильными техниками борьбы с выбросами в конце производственного цикла, предотвращают или сокращают выбросы ЛОС.	Применимость может быть ограничена, например, типом остатков, конструкцией крыши резервуара или материалами резервуара
Система организации хранения (Управление и контроль производственным процессом)	Поскольку резервуары для хранения являются одним из крупнейших источников выбросов ЛОС, сокращение количества используемых резервуаров способствует сокращению выбросов ЛОС. Вследствие этого сокращается количество осевших на дно резервуара взвешенных частиц и объем подтоварных сточных вод.	Техника преимущественно применяется на новых установках
	Предпочтительно окрашивать резервуары, содержащие летучие материалы, в светлый цвет по причинам, чтобы предотвратить	

Окрашивание резервуаров, в светлые цвета имеющие теплоотражающий эффект	излишнее испарение и предотвратить увеличения частоты испарения хранимой жидкости	Общеприменимо
Нижний налив нефтепродуктов	Фланцевый трубопровод налива-слива соединен с соплом, расположенным в самой нижней точке резервуара. Вентиляционная труба на резервуаре подключается к трубопроводу стабилизации давления газа, установке улавливания газов или к вентиляционному отверстию. В последнем случае ЛОС выбрасывается в атмосферу. Фланцевое соединение на трубопроводе налива имеет специальную конструкцию ("блокировочное соединение"), которая позволяет отсоединять трубопровод с минимальными утечками/выбросами.	Техника преимущественно применяется на новых установках или при модернизации резервуарных парков
Установка вторичных и третичных уплотняющих затворов крыши	Два или три слоя уплотнения на затворе плавающей крыши обеспечивают многократную защиту от выпуска ЛОС из резервуаров хранения нефтепродуктов.	Несколько уплотняющих затворов легко устанавливаются на новых установках

НДТ 46. Для предотвращения загрязнения почвы и подземных вод при хранении жидких углеводородных соединений (сырая нефть, водонефтяная эмульсия и иное) НДТ заключается в использовании одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Программа технического обслуживания, включающая мониторинг, предотвращение и контроль коррозии	Система управления, включающая обнаружение утечек и эксплуатационный контроль для предотвращения переполнения, контроль запасов и основанные на риске процедуры осмотра резервуаров через определенные промежутки времени для подтверждения их целостности, а также техническое обслуживание для улучшения герметичности резервуаров, установка электрохимической защиты резервуаров. Он также включает в себя системное реагирование на последствия разливов, чтобы действовать до того, как разливы могут достичь подземных вод.	Общеприменимо

	Быть особенно усиленными в период технического обслуживания	
Резервуары с двойным дном	Второе непроницаемое дно, которое обеспечивает меру защиты от выбросов из первого материала	Обычно применяется для новых резервуаров и после капитального ремонта существующих резервуаров *
Непроницаемые геомембраны	Непрерывный барьер утечки под поверхностью всего дна резервуара	Полностью применимо для новых резервуаров и после капитального ремонта существующих резервуаров *
Достаточный объем обваловочного пространства. Ограждение резервуарного парка	Обваловочное пространство резервуарного парка предназначено для сдерживания крупных разливов, потенциально вызванных разрывом оболочки или переполнением (как по экологическим соображениям, так и по соображениям безопасности). Размер и связанные с ним строительные правила, как правило, определяются местными нормативными актами	Общеприменимо
Система обнаружения утечек	Такой метод предусматривает наличие смотрового люка, наблюдательных скважин и системы управления производственными ресурсами. Более продвинутые системы имеют зонды электронных датчиков или кабели проведения импульсов к датчику	Общеприменимо
Герметичный настил на объекте	Мощение и бордюрное покрытие участка, где обрабатываются нефтепродукты необходимы для устранения возможного разлива материала.	Полностью применимо для новых и существующих объектов НПЗ

* Техники могут быть неприменимы в целом в тех случаях, когда резервуары предназначены для продуктов, требующих нагрева для обработки жидкостей.

НДТ 47. Для предотвращения или сокращения выбросов ЛОС в воздух в результате операций погрузки и разгрузки летучих жидких углеводородных соединений НДТ заключается в использовании одной или комбинации техник, приведенных ниже, для достижения коэффициента извлечения паров не менее 95 %.

Техника	Описание	Применимость*

Обычно применимо к

Рекуперация паров:

- a) Конденсация
- b) Поглощение
- c) Адсорбция
- d) Мембранное разделение
- e) Гибридные системы

См.Раздел 6.30.6

		погрузочно-разгрузочным операциям
Автоматизированная установка тактового налива (АУТН)	АУТН предназначена для прямого взвешивания и налива различных типов нефтепродуктов в цистерны через наливные телескопические трубы, а также для удаления и рекуперации паров из зоны загрузки. Установка обеспечивает полностью герметичный налив и оснащена современной системой фильтров, которая улавливает пары углеводородов и возвращает их обратно в систему.	Общеприменимо, Незначительная потребность в обслуживающем персонале; наличии блокировок, исключающих аварийные ситуации или ошибочные действия персонала; способность приема всех типов и моделей отечественных цистерн, курсирующих по железнодорожным путям, включая перспективные модели.
Стабилизация давления пара в процессе налива сырой нефти	Использование уравнильных трубопроводов. Вытесненная смесь затем возвращается в расходный резервуар и, таким образом, заменяет откачанный объем жидкости. Пары, испаряемые во время наливных операций, возвращаются в загрузочный резервуар. Если резервуар со стационарной крышей, там они хранятся до улавливания или утилизации паров.	Обычно применимо к погрузочно-разгрузочным операциям.

* Установка уничтожения паров (например, путем сжигания) может быть заменена установкой рекуперации паров, если рекуперация паров небезопасна или технически невозможна из-за объема возвращаемого пара.

НДТ 48. Для сокращения количества донных остатков НДТ заключается в применении техник разделения нефти и воды

Описание: Количество донных остатков в резервуаре сокращают путем тщательного разделения нефти и воды, оставшихся на днище резервуара. Фильтры и центрифуги также используются для извлечения и отправки нефти на переработку. Другие применяемые методы - это установка на резервуарах трубопровода с боковым ответвлением, струйных смесителей или использование химических веществ.

Экологическая эффективность:

Донные остатки в резервуарах сырой нефти содержат большой процент твердых отходов, которые сложно поддаются утилизации из-за присутствия в них тяжелых металлов. Они состоят из тяжелых углеводородов, взвешенных частиц, воды, продуктов коррозии и отложений.

НДТ 49. Для сокращения и/или предотвращения разливов, утечек и других потерь, НДТ заключается в применении дополнительных техник хранения материалов

Описание:

Надлежащее обращение и хранение материалов сводят к минимуму возможность разливов, утечек и других потерь, которые приводят к образованию отходов, выбросам в атмосферу и в водное пространство.

1) Хранение емкостей над поверхностью земли предотвращают образование коррозии в результате разливов или "потения" бетона.

2) Хранение контейнеров закрытыми, за исключением случаев опорожнения контейнера.

3) Регулярный осмотр

4) Оснащение резервуаров плавающей крышей.

5) Проведение вентиляционных отверстий из резервуаров хранения серы в устройства с кислым газом или другие установки улавливания газов.

6) Вытяжная вентиляция из резервуарных парков к центральным системам борьбы с выбросами.

7) Установка самоуплотняющихся соединительных муфт для подсоединения шланга или слив нефтепродуктов через трубопровод.

8) Укладка изолирующих материалов и/или установка блокировочных устройств.

9) Обеспечение условий, при которых наливной рукав не приводится в действие до его полного размещения над контейнером.

10) Применение устройств или процедур, предотвращающих переполнение резервуаров.

11) Сигнализация аварийного уровня работает автономно от типовой системы учета резервуарных запасов.

6.18. Заключение по НДТ для канализации и очистных сооружений (очистка сточных вод)

(Описание: см. раздел 5.11.1)

НДТ 50. В целях сокращения потребления воды и сбросов загрязняющих веществ в водные объекты (пруды-испарители) в процессе обезвоживания и обессоливания, НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Рециркуляция воды и оптимизация процесса обессоливания	Комплекс проверенных технологий обессоливания, направленных на повышение эффективности опреснителя и сокращение потребления промывочной воды, например, с использованием смесительных устройств с низким сдвигом, низким давлением воды. Данная техника включает в себя управление ключевыми параметрами для этапов промывки (например, однородное перемешивание) и разделения (Общеприменимо

	например, рН, плотность, вязкость , потенциал электрического поля для коалесценции)	
Многоступенчатый опреснитель и обезболиватели	Многоступенчатые опреснители работают с добавлением воды и обезвоживанием, повторяемыми через две или более стадий для достижения лучшей эффективности разделения и, следовательно, меньшей коррозии в дальнейших процессах.	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок
Дополнительный этап разделения	<p>Дополнительное усовершенствованное разделение нефти от воды и твердых веществ от воды предназначено для сокращения содержания нефти в сточных водах, направляемых на очистные сооружения, и их рециркуляции в технологический процесс. Данное разделение может включать в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отстойный барабан; - использование оптимальных регуляторов межфазового уровня; - предотвращение турбулентности в сосудах обезболивателя за счет использования более низкого давления воды; - оптимальное улучшение разделения нефти и воды с помощью "смачивающих" агентов , целью которых является удаление взвешенных загрязняющих веществ, которые приносят значительный унос нефти в воду. - использование нетоксичных, биоразлагаемых, негорючих специальных деэмульгирующих химических веществ для содействия процессу слияния капель воды. 	Общеприменимо

НДТ 51. В целях предотвращения нарушения систем биологической очистки сточных вод НДТ предусматривает использование резервуара для хранения и соответствующего плана управления производственным процессом для контроля содержания растворенных токсичных компонентов (например, метанола, муравьиной кислоты, эфиров) в потоке сточных вод до окончательной очистки.

НДТ 52. В целях предотвращения нарушения систем биологической очистки сточных вод НДТ предусматривает проведение мониторинга технологического процесса биологической очистки воды на известные соединения, оказывающие

негативное биологическое воздействие, в сочетании с обычными методами мониторинга биологического процесса (например, скорость поглощения кислорода, взвешенные твердые частицы в смешанном растворе, турбидиметрия, рН, растворенный кислород).

НДТ 53. Для улучшения разделения взвешенных веществ от воды и нефти в сбросах в процессах обезвоживания и обессоливания, НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже:

Использование смесительных устройств с низким сдвигом для смешивания промывочной воды обессоливателя и сырой нефти.

Использование низкого напора воды в обессоливателе во избежание турбулентности.

Замена струи воды. Он вызывает меньшую турбулентность при удалении осевших взвешенных веществ.

Водная фаза (суспензия) может быть разделена в пластинчатом сепараторе под давлением. В качестве альтернативы можно использовать комбинацию гидроциклонного обессоливателя и гидроциклонного нефтеотделителя.

Оценка эффективности системы промывки образующегося осадка. Промывка осадка - это периодический процесс, предназначенный для перемешивания водной фазы в обессоливателе, чтобы приостановить и удалить взвешенные вещества, накопившиеся на дне сосуда. Этот процесс очистки повышает эффективность обессоливателей во время нормальной работы, особенно при длительных циклах.

6.19. Заключение по НДТ факельных систем

НДТ 54. Для предотвращения и сокращения выбросов в атмосферу в процессах добычи, подготовки и переработки попутных нефтяных газов, НДТ заключается в использовании одной из техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Высокоэффективная горелка бездымного горения, обеспечивающая сгорание отработанных потоков флюидов	относится к подготовке скважинных флюидов к их утилизации, а именно к устройству и способу экологически чистого горения с нагнетанием воздуха газотурбинным двигателем для сжигания скважинных флюидов с целью их утилизации	Общеприменимо, при замене факельных установок
Улучшенная конструктивная технология факельного оголовка	Конструкции факельных наконечников (с воздушной, топливной или паровой поддержкой) с высокой эффективностью сгорания и деструкции сжигаемых смесей, обеспечивающие бездымное сжигание, сокращение потребления пара и иных	Общеприменимо при модернизации, и установлении

	эффектов при сжигании, которые влияют на работу и обслуживание факела	новых конструкций факельных установок.
Улучшенная конструктивная технология факельного оголовка	Звуковой факел использует давление факельного газа для устранения дыма, снижения излучения пламени и сокращения длины пламени	Общеприменимо (для факела высокого давления), при замене факельных установок
Разбавление сбрасываемого сырого газа добавками негорючего газа или воздухом при условии обеспечения промышленной безопасности и достижения установленных технологических показателей	Техника представляет собой разбавление на факельной установке сбрасываемого сырого газа добавками негорючих газов или воздуха	Общеприменимо при модернизации, и установлении новых конструкций факельных установок.

Факельная система предназначена для сброса и последующего сжигания горючих газов и паров при невозможности внедрения одной или нескольких техник НДТ перечисленных в НДТ 54 и НДТ 55:

1) срабатывания устройств аварийного сброса, предохранительных клапанов, гидрозатворов, ручного стравливания, освобождения технологических блоков от газов и паров в аварийных ситуациях автоматически или с применением дистанционно управляемой запорной арматуры и другие;

2) предусмотренных технологическим регламентом;

3) периодических сбросов газов и паров при пуске, наладке и остановке технологических объектов.

Мониторинг факелов необходим для того, чтобы вести учет каждого события в рамках системы мониторинга нефтегазодобывающего комплекса.

Факельные системы необходимо оборудовать соответствующими автоматизированными системами мониторинга и контроля, необходимыми для работы и оценки выбросов в соответствии с требованиями действующего законодательства по ведению автоматизированного мониторинга.

Технологические показатели эмиссии загрязняющих веществ для открытых типов факельных установок устанавливаются в соответствии с проектом норматива эмиссии.

НДТ 55. Для предотвращения и сокращения выбросов в атмосферу в процессах добычи, подготовки и переработки попутных нефтяных газов, НДТ заключается организации системы сбора газов, отводимых на факельные системы от оборудования очистки газов (сепарации, аминовая очистка, абсорбции и иное) для дальнейшей переработки и/или реализации.

6.20. Заключение по НДТ для энергетической системы

В настоящем разделе представлен неполный перечень техник для энергетической системы. Подробный перечень техник по повышению энергоэффективности, улучшению интеграции и рекуперации тепла рассматриваются в справочнике по НДТ "

Энергетическая эффективность при осуществлении хозяйственной и/или иной деятельности".

НДТ 56. Для снижения потребления пара, и эффективного управления им в технологических процессах, НДТ должны использовать одну или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Замена на инертный газ, такой как N2	Инертный газ, такой как N2, может быть альтернативой пару для операций по зачистке, особенно для более легких продуктов.	Общеприменимо
Рекуперация отработанного тепла	Рекуперация отработанного тепла в котлах-утилизаторах из горячих дымовых газах (например, дымовых труб) и потоков горячих продуктов. На стадиях проектирования просчитать тепловую интеграцию технологических систем.	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок

А также техники, предлагаемые в НДТ 21.

НДТ 57. В целях предотвращения или сокращения выбросов окиси азота (NOx) и CO в воздух, а также сокращения выбросов от дизельных двигателей (дизельные электростанции, дизельные приводы установок), НДТ заключается в применении одной или комбинации техник, приведенных в разделе 6.26.2.

Технологические показатели выбросов окиси азота (NOx) от газовых и дизельных двигателей представлено в таблице 6.5.

Таблица 6.5. Технологические показатели выбросов в атмосферный воздух от дизельных двигателей (дизельные электростанции, дизельные приводы установок)

№ п/п	Параметры	Условия	Технологические показатели эмиссий***, мг/Нм3 при 3 % O2		
			NOx	CO	
1	2	3	4	5	
1	Малой мощности (до 15 МВт)	Дизель-газотурбинная установка, дизельные приводы установок	Новая установка	<100	<80
2			Существующая установка	<100 * 80-450**	<100
3	Средней мощности (15,01-50 МВт)	Дизельные приводы установок	Новая установка	<100	<80
4			Существующая установка	<100 * 80-550**	<100

* Дымовые газы обрабатываются на установке SNOX.

** Дымовые газы обрабатываются с использованием иных видов фильтрации отходящих газов.

*** Технологические показатели эмиссий в атмосферу не применяются к аварийным и резервным установкам, работающим <1500 ч/год

НДТ 58. В целях предотвращения или сокращения выбросов NOX в атмосферу, а также сокращения выбросов от газовых двигателей (Газотурбинная установка, газокompрессорная установка с приводом от газовой турбины, Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным двигателем), НДТ заключается в применении сухих камер сгорания с низким содержанием NOX.

Возможно сокращение выбросов NOX на 90 % при использовании газовых турбин, работающих на попутном нефтяном газе.

При использовании попутного нефтяного газа с высоким содержанием водорода в газовых турбинах могут потребоваться дополнительные методы, такие как закачивание разбавителя

НДТ 59. В целях предотвращения или сокращения выбросов NOX в атмосферу, а также сокращения выбросов от газовых двигателей (Газотурбинная установка, Газопоршневые электростанции, Газовый двигатель в качестве привода установок, Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным двигателем), НДТ заключается в применении инертных разбавителей.

Инертные разбавители, такие как дымовые газы, пар, вода и азот, добавляемые в оборудование для сжигания, снижают температуру пламени и, следовательно, концентрацию NOX в дымовых газах.

В целях предотвращения или сокращения выбросов CO в атмосферу, а также сокращения выбросов от газовых и дизельных двигателей, НДТ заключается в применении техник, указанных в разделе 6.26.5, но не ограничиваясь.

Технологические показатели выбросов NOx и CO в атмосферный воздух применительно к от газовых двигателей (Газотурбинная установка, Газопоршневые электростанции, Газовый двигатель в качестве привода установок, Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным двигателем) Окиси углерода (CO) от газовых и дизельных двигателей представлено в таблице 6.6.

Таблица 6.6. Технологические показатели выбросов в атмосферный воздух от газовых двигателей (Газотурбинная установка, Газопоршневые электростанции, Газовый двигатель в качестве привода установок, Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным двигателем)

№ п/п	Параметры	Условия	Технологические показатели эмиссий *, мг/Нм3 при 15 % O2		
			NOx	CO	
1	2	3	4	5	
1	Малой мощности (до 15 МВт)	газовые двигатели (Газотурбинная)	Новая установка	20-50	5-100
2			Существующая установка	20-90**	Менее 150

3		установка, Газопоршневые электростанции, Газовый двигатель в качестве привода установок, Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным двигателем)	Новая установка	20-50	5-100
4	Средней мощности (15,01-50 МВт)		Существующая установка	40-120	Менее 171

****Нижний диапазон относится к сжиганию природного газа**

**** Нижний диапазон с сухими горелками с низким выбросом NOX.**

НДТ 60. В целях предотвращения или сокращения затрат электрической и механической энергии, НДТ заключается в применении техник по оптимизации энергетических систем техниками указанными ниже.

Техника	Описание	Применимость
Оптимизация систем электроснабжения	Сокращение не рационального потребления электрической энергии	Общеприменимо
i. Энергоэффективная эксплуатация трансформаторов	Широкое распространение трансформаторов обусловлено, в частности, тем, что электроэнергия передается и распределяется при более высоком уровне напряжения, чем уровень, необходимый для питания оборудования, что позволяет снизить потери при передаче	
Энергоэффективные двигатели	Энергоэффективные двигатели и высокоэффективные двигатели отличаются повышенной энергоэффективностью. Начальные затраты на приобретение такого двигателя могут быть на 20–30% выше по сравнению с традиционным оборудованием при мощности двигателя более 20 кВт, и на 50–100 % при мощности менее 15 кВт. Конкретная величина стоимости зависит от класса энергоэффективности (двигатель более высокого класса содержит больше стали и меди), а также других факторов. Однако при мощности двигателя 1–15 кВт	Общеприменимо

	<p>может быть достигнуто энергосбережение в размере 2–8% от общего энергопотребления.</p>	
<p>Выбор оптимальной номинальной мощности двигателя</p>	<p>номинальная мощность электродвигателя является избыточной с точки зрения нагрузки – двигатели редко эксплуатируются при полной нагрузке. По данным исследований, проводившихся на предприятиях стран ЕС, в среднем двигатели эксплуатируются при нагрузке, составляющей 60% номинальной.</p> <p>Электродвигатели достигают максимального КПД при нагрузке от 60 до 100 % номинальной. Индукционные двигатели достигают максимального КПД при нагрузке около 75% номинальной, и величина КПД остается практически неизменной при снижении нагрузке до 50% номинала. При нагрузке ниже, чем 40% номинальной, условия работы двигателя существенно отличаются от оптимальных, и КПД снижается очень быстро.</p>	<p>Общеприменимо</p>
<p>Приводы с переменной скоростью</p>	<p>Приводы с переменной скоростью (частотные преобразователи) позволяют двигателю работать ближе к точке наилучшей эффективности при изменяющейся нагрузке и значительному энергосбережению, связанному с более эффективным управлением характеристиками технологического процесса.</p>	<p>Общеприменимо</p>
<p>Потери при передаче механической энергии (передаточные механизмы)</p>	<p>При передаче механической энергии от двигателя к исполнительному устройству имеют место потери энергии, которые могут варьировать в широком диапазоне, от 0 до 45%, в зависимости от конкретных условий. По возможности следует использовать синхронные ременные передачи вместо клиновидных. Зубчатые клиновидные передачи являются более эффективными, чем традиционные клиновидные.</p>	<p>Общеприменимо</p>

<p>Цилиндрическая зубчатая (геликоидальная) передача является значительно более эффективной, чем червячная. Жесткое соединение является оптимальным вариантом там, где его применение допускается техническими условиями, тогда как применения клиновидных ременных передач следует избегать</p>
--

6.21. Заключение по НДТ для морской добычи нефти и газа

НДТ 61. Для предотвращения и сокращения выбросов в атмосферу в процессах добычи, подготовки и переработки попутных нефтяных газов, НДТ заключается в использовании одной из техник представленных в НДТ 20-24, НДТ 29, НДТ 54 и иные техники обеспечивающие экологическую безопасность.

НДТ 62. Для предотвращения и сокращения нерационального использования водных ресурсов (включая пресную воду), НДТ заключается в использовании одной из техник представленных в НДТ 25-27, а также меры защиты гидросферы от загрязняющих веществ и истощения описанного в пункте 5.14.1 проекта справочника по НДТ "Добыча нефти и газа"

НДТ 63. Для сокращения энергетических потерь и обеспечения стабильной и рациональной потребности в энергетических ресурсах (тепло, электроэнергия), НДТ заключается в автономном энергообеспечении производства описанного в пункте 5.14.2 справочника по НДТ "Добыча нефти и газа"

НДТ 64. Для сокращения энергетических потерь и минимизации воздействия на гидросферу Каспийского моря, НДТ заключается в организации предварительной подготовки углеводородного сырья на искусственных островах с последующей глубокой переработкой на суше.

6.22. Методы управления отходами

НДТ 65. Для достижения общего сокращения отходов от технологических процессов нефтегазодобычи НДТ должны организовывать обработку и обращение со шламом, используя одну или комбинацию технологий, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Предварительная очистки и очистка шлама	<p>С целью уменьшения объема и остаточного содержания углеводородов с целью экономии затрат на последующую переработку или утилизацию, применяются методы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механическое обезвоживания шлама с помощью декантеров; - осушка и/или сжигание <p>Термическая переработка подразумевает процессы</p>	Общеприменимо

	испарения. Испарение происходит в результате косвенного нагрева и/или разрушения органических компонентов путем термического окисления (сжигания)	
Биологическое разложение отходов	Метод биоразложения использует микроорганизмы которые либо уже присутствуют в отходах, либо следует добавить их (если разложение предполагает их наличие). Используют углеводородокисляющие микроорганизмы, которые специально отбирают и подготавливают в виде препаратов.	Общеприменимо
Передача на утилизацию специализированной организации по утилизации отходов		Общеприменимо

6.23. Методы комплексного управления выбросами

НДТ 66. Применение методов снижения выбросов CO, НДТ заключается во внедрении котлов CO и катализаторы восстановления CO (и NOX). Первичные меры по снижению выбросов CO:

- a. соответствующий оперативный контроль;
- b. постоянная подача жидкого топлива во вторичный обогреватель;
- c. соответствующее перемешивание выхлопных газов;
- d. каталитический дожиг;
- e. окисляющие катализаторы.

Экологическая эффективность: Снижение выбросов CO. Выбросы на выходе из печи / котла CO: <100 мг / Нм³. В случае обычного сжигания концентрация CO ниже 50 мг/Нм³ достижима при температурах выше 800 °С, при достаточной подаче воздуха и достаточном времени удерживания.

НДТ 67. Для снижения выбросов NO_x, SO₂, CO, взвешенных частиц и других загрязняющих веществ от технологических установок процессов нефтегазодобычи следует использовать одну или несколько техник указанные в разделе 6.26, но не ограничиваясь.

НДТ 68. Для достижения общего сокращения выбросов SO₂ в воздух из установок дожига и установок извлечения серы из отработанных газов НДТ должны использовать комплексные техники управления выбросами указанные в 6.26.3.

Описание:

Данная техника заключается в комплексном управлении выбросами SO₂ из нескольких или всех установок сжигания и установок извлечения серы на НПЗ путем внедрения и эксплуатации наиболее подходящей комбинации НДТ на различных

соответствующих установках и мониторинга их эффективности таким образом, чтобы обеспечить достижение уровней выбросов, связанных с применением НДТ (см. раздел 6.26.3.).

Технологические показатели выбросов SO₂ в воздух от установок дожига и установок извлечения серы из отработанных газов, приведены в таблице 6.4.

Мониторинг, связанный с настоящим НДТ:

НДТ для мониторинга выбросов SO₂, установленный в разделе 6.4, дополняется следующим:

1) план мониторинга, включающий описание контролируемых процессов, перечень источников выбросов и потоков источников (продукты, отработанные газы), контролируемых для каждого процесса, а также описание используемой техники (расчеты, измерения), а также имеющиеся допущения и связанный с ними уровень достоверности;

2) непрерывный контроль расхода отходящих газов соответствующих установок путем прямого измерения;

3) система управления данными для сбора, обработки и представления всех данных мониторинга, необходимых для определения выбросов из источников, охватываемых мониторингом комплексного управления выбросами.

6.24. Минимизация отходящих газов и их обработка

НДТ 69. В целях минимизации отходящих газов и их обработки НДТ должны использовать одну или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
Восстановление серы и уменьшения выбросов SO	<p>Прежде чем элементарная сера может быть извлечена в УПС, топливные газы (в первую очередь метан и этан) необходимо отделить от сероводорода. Обычно это достигается растворением сероводорода в химическом растворителе (абсорбция). Чаще всего используются амины. Также можно использовать сухие адсорбенты, такие как молекулярные сита, активированный уголь, железная губка и оксид цинка.</p> <p>Установка аминовой обработки производит два потока для дальнейшего использования / обработки в последующих установках:</p> <p>поток очищенного газа с остаточным содержанием H₂S.</p>	<p>Потоки технологических отходящих газов из установки для коксования, установок каталитического крекинга, установок гидроочистки и установок гидроочистки могут содержать высокие концентрации сероводорода, смешанного с легкими топливными газами нефтеперерабатывающих заводов. Дополнительная обработка, такая как конвертер COS, необходима для обеспечения надлежащего</p>

	<p>и поток концентрированного H₂S / кислого газа, который направляется в УПС для извлечения серы.</p>	<p>удаления серы из отходящего газа из установок коксования. Также важны аварийные скрубберы H₂S.</p>
<p>Установки производства серы (УПС). Повышение эффективности процесса Клауса</p>	<p>Процесс Клауса состоит из частичного сжигания газового потока, богатого сероводородом (с одной третью стехиометрического количества воздуха), а затем реакции образующегося диоксида серы и несгоревшего сероводорода в присутствии активированного катализатора оксида алюминия с получением элементарного сера.</p> <p>Приведенные ниже методы можно использовать и модифицировать для существующих блоков УПС для повышения эффективности процесса Клауса.</p> <p>Усовершенствованная уникальная система горелки и улучшенные условия горения для достижения минимальной температуры 1350 °С, что позволяет лучше разлагать аммиак и меркаптаны в камере сгорания и уменьшать засорение каталитического слоя Клауса солями аммония.</p> <p>Процесс с использованием высокоэффективных катализаторов (например, Selectox), которые можно использовать в комбинации с первой ступенью установки Клауса для ускорения окисления H₂S до SO₂ без использования пламени. Они позволяют значительно повысить эффективность извлечения серы.</p> <p>Автоматическое управление подачей воздуха в печь реакции Клауса оптимизирует извлечение.</p>	<p>Общеприменимо на установках регенерации серы (установки Клауса)</p>
	<p>Процесс WELLMAN-LORD, при котором сульфит натрия реагирует с SO₂ в дымовых газах с образованием бисульфита натрия. Концентрированный раствор собирают и выпаривают для регенерации. На стадии регенерации с использованием пара бисульфит натрия расщепляется, чтобы высвободить</p>	

Установки очистки отходящих газов (УООГ). Окисление до SO ₂ и извлечение серы из SO ₂	<p>сульфит натрия, который будет возвращен обратно в дымовые газы.</p> <p>Процесс CLINTOX, при котором частицы серы сжигаются для превращения в SO₂, который затем абсорбируется физическим растворителем, отделяется от растворителя и возвращается в установку Клауса для замены кислорода в воздухе и увеличения емкости серы. агрегат печи Клауса .</p> <p>Процесс LABSORB, основанный на цикле абсорбции / регенерации, включая использование абсорбирующего раствора, содержащего едкий натр и фосфорную кислоту, для улавливания SO₂ в виде бисульфита натрия.</p> <p>Установки очистки остаточных газов увеличивают общее извлечение H₂S и снижают выбросы серы.</p>	УООГ применимы как к новым, так и к существующим заводам.
Десульфуризация отходящих газов	(см раздел 6.26.3)	Применимы ко всем новым установкам
Применение блоков улавливания паров (VRU)	<p>Применение блоков улавливания паров (VRU) для предотвращения утечки этих паров в атмосферу нацелены на сбор углеводородов для повторного использования. В некоторых случаях восстановление неэкономично, и предпочтение будет отдаваться установкам для уничтожения паров (VRU).</p> <p>Системы улавливания паров включают два процесса: сепарация углеводородов от воздуха; сжижение выделенных паров углеводородов (см раздел 6.26.6)</p>	применимы ко всем новым установкам, которые имеют потенциальные диффузные выбросы. Для существующих единиц применимость может быть ограничена различными ограничениями, и следует прилагать усилия для включения этих методов с течением времени в рамках процесса постоянного улучшения.

6.25. Очистка сточных вод

НДТ 70. Для сокращения загрязняющих веществ при сбросе сточных вод в приемник НДТ заключается в удалении нерастворимых и растворимых загрязняющих веществ с использованием всех техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Удаление нерастворимых веществ путем извлечения нефти	См.Раздел 6.27.2	В целом применимо

ii. Удаление нерастворимых веществ путем извлечения взвешенных веществ и растворенной нефти	См.Раздел 6.27.2	В целом применимо
iii. Удаление растворимых веществ, включая биологическую очистку и осветление вод	См.Раздел 6.27.2	В целом применимо
iv. Удаление метанола из водного раствора	См.НДТ 51 См.Раздел 3.5.1	Применимо при определенных условиях

Уровни сбросов, связанные с применением НДТ: см. раздел 6.5.

Уровни сбросов, связанные с применением НДТ для пункта iv. представлено в таблице ниже:

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Ед. измерения	Уровень сбросов, связанный с применением НДТ	Частота мониторинга
1	Метанол	мг/дм ³	3	Ежедневно

1) При использовании воды для целей хозяйственно-питьевого водопользования

2) Выпуски сточных вод, отводимые с объекта I категории в водный объект или на рельеф местности (за исключением прудов испарителей и накопителей), подлежат оснащению автоматизированной системы мониторинга следующим параметрам:

- температура (С0);
- расходомер (м³/час);
- водородный показатель (рН);
- электропроводность (мкС -микросименс);
- мутность (ЕМФ-единицы мутности по формазину на литр)"

НДТ 71. Если требуется дальнейшее удаление органических веществ или азота, НДТ заключается в использовании дополнительных этапов очистки, описанных в разделе 6.26.2.

НДТ 72. Дополнительная очистка сточных вод, НДТ заключается в снижении содержания солей в сточных водах включают: ионный обмен, мембранные процессы или осмос. Металлы отделяются методами осаждения, флотации, извлечения, ионного обмена или вакуумной дистилляции.

НДТ 73. Для совершенствования очистки сточных вод НДТ заключается в организации комплексно застроенных водно-болотных угодий

Взаимосвязанные бассейны, засаженные широким разнообразием видов водных растений, позволяют проводить последующую очистку сточных вод (см. раздел 5.11.9 справочника по НДТ).

Экологическая эффективность: снижаются Уровни выбросов азота и фосфора, БПК, ХПК, ОВЧ, Общее содержание органического углерода.

Энергия экономится по сравнению с обычной обработкой. Сокращаются выбросы парниковых газов. Никакие химические вещества не используются. Удаление осадка не требуется.

Применимость: Метод "Комплексно застроенные водно-болотные угодья" может применяться в широком диапазоне обстоятельств, например, при высоких или низких концентрациях загрязняющих веществ и скоростях гидравлической нагрузки, которые могут изменяться с течением времени. "Комплексно застроенные водно-болотные угодья" может быть построен как совершенно новый объект или может быть частью существующего водно-болотного угодья, объекта водного ландшафта или установкой очистки сточных вод. Требования к земле, связанные с "Комплексно застроенные водно-болотные угодья", могут ограничивать их применение, например требования к земле могут варьироваться от 10 м² до многих гектаров в зависимости от объема производимых сточных вод и характеристик их загрязнения.

6.26. Описание техник предотвращения и контроля выбросов в атмосферу

В настоящем разделе представлено краткое описание представленных техник в справочнике по НДТ.

6.26.1. Твердые взвешенные вещества

Техника	Описание
Электростатический фильтр (ЭСФ)	Электростатические фильтры работают таким образом, что частицы заряжаются и разделяются под воздействием электрического поля. Электростатические фильтры способны работать в широком диапазоне условий. Эффективность борьбы с выбросами может зависеть от количества полей, времени пребывания (размера), свойств катализатора и устройств для удаления частиц в верху колонны. ЭСФ используются при сухом режиме или с впрыском аммиака для улучшения сбора частиц.
Многоступенчатые циклонные сепараторы	Циклонное устройство или система, устанавливаемые после двух ступеней циклонной очистки. Используется термин "сепаратор третьей ступени", общая конфигурация состоит из одного сосуда, содержащего множество обычных циклонов или усовершенствованную технологию вихревых труб.
Центробежный скруббер	Центробежный скруббер сочетает в себе циклонный принцип и интенсивный контакт с водой, например, скруббер Вентури
Трехступенчатый обратный фильтр	Керамические или металлокерамические фильтры обратной продувки, в которых после удержания на поверхности в виде кека твердые частицы вытесняются путем обратного потока. Вытесненные твердые частицы затем удаляются из системы фильтра.

6.26.2. Оксиды азота (NOx)

Техника	Описание
Модификации для сжигания	
Ступенчатое сжигание	<p>Ступенчатая подача воздуха – включает в себя субстехиометрический обжиг на первой стадии и последующее добавление оставшегося воздуха или кислорода в печь для полного сжигания.</p> <p>Ступенчатое сжигание топлива – в горелочной головке разгорается низкоимпульсное первичное пламя; вторичное пламя охватывает источник первичного пламени, снижая температуру в середине</p>
Рециркуляция отходящих газов	<p>Повторное впрыскивание отработанного газа из печи в пламя для снижения содержания кислорода и температуры пламени.</p> <p>Специальные форсунки, использующие внутреннюю рециркуляцию отходящих газов для охлаждения источника пламени и уменьшения содержание кислорода в самой горячей части пламени</p>
Использование горелок с низким образованием NOX (LNB)	<p>Техника (включая горелки со сверхнизким образованием NOX) основана на принципах снижения пиковых температур пламени, задержки, но завершения сжигания и увеличения теплопередачи (повышенная излучательная способность пламени). Это может быть связано с измененной конструкцией камеры сгорания печи. Конструкция горелок со сверхнизким образованием NOX (ULNB) включает стадию сжигания (воздух/топливо) и рециркуляцию отходящих газов. Сухие горелки с низким образованием NOX (DLNB) используются для газовых турбин</p>
Оптимизация процесса горения	<p>На основе постоянного контроля соответствующих параметров сжигания (например, содержания O₂, CO, соотношения топлива к воздуху (или кислороду), несгоревшие компоненты), используется техника управления для достижения наилучших условий сжигания</p>
Разбавление	<p>Инертные разбавители, например, дымовые газы, пар, вода, азот, добавляемые к оборудованию сжигания, снижают температуру пламени и, следовательно, концентрацию NOX в дымовых газах</p>
Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	<p>Техника основана на восстановлении NOX до азота в каталитическом слое путем реакции с аммиаком (в общем водном растворе) при оптимальной рабочей температуре около 300-450 °С.</p> <p>Можно нанести один или два слоя катализатора. Более высокое снижение NOX достигается при использовании большего количества катализатора (два слоя)</p>

<p>Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)</p>	<p>Технология основана на восстановлении NOX до азота путем реакции с аммиаком или мочевиной при высокой температуре. Для оптимальной реакции интервал рабочей температуры должен поддерживаться в диапазоне от 900 °С до 1 050 °С.</p>
<p>Низкотемпературное окисление NOX</p>	<p>Процесс низкотемпературного окисления вводит озон в поток отходящих газов при оптимальных температурах ниже 150°С, чтобы окислить нерастворимые NO и NO2 до высокорастворимого N2O5. N2O5 удаляется во влажном скруббере путем образования разбавленных сточных вод азотной кислоты, которые могут быть использованы в производственных процессах или нейтрализованы.</p>

6.26.3. Оксиды серы (SOX)

Техника	Описание
<p>Десульфуризация технологического топлива путем гидроочистки</p>	<p>В дополнение к выбору сырой нефти с низким содержанием серы десульфурация топлива достигается с помощью процесса гидроочистки (см. ниже), в котором происходят реакции гидрирования, приводящие к снижению содержания серы</p>
<p>Использование газообразного технологического топлива для замены жидкого технологического топлива</p>	<p>Сократить использование жидкого топлива (топочный мазут, дизельное топливо), заменив его сжиженным нефтяным газом (СНГ) на объекте, или ТТ (ГС), или газообразным топливом, поставляемым извне с низким содержанием серы и других нежелательных веществ. При индивидуальном сжигании в технологической установке, при применении многотопливной горелки, минимальное использование жидкого технологического топлива необходимое для обеспечения стабильности пламени.</p>
<p>Применение присадок к катализаторам, восстанавливающим SOX</p>	<p>Использование веществ (например, катализатора оксидов металлов), которые переносят серу, связанную с коксом, из регенератора обратно в реактор. Данная техника наиболее эффективно работает в режиме полного сжигания. Примечание: Присадки к катализаторам, снижающие содержание SOX, могут оказывать пагубное влияние на выбросы пыли, увеличивая потери катализатора из-за истирания, и на выбросы NOX, участвуя в активации СО вместе с окислением SO2 до SO3.</p>
	<p>Основанная на реакциях гидрирования, гидроочистка направлена на получение топлива с низким содержанием серы (например, бензин и дизельное топливо с 10 част.млн по объему) и оптимизацию конфигурации процесса (конверсия</p>

Гидроочистка	<p>тяжелых остатков и производство среднего дистиллята). Это снижает содержание серы, азота и металлов в сырье.</p> <p>Данный процесс требует достаточные производственные мощности по производству водорода. Технология переноса серы из сырья в сероводород (H₂S) в газовых процессах требуют соответствующих производственных очистных сооружений (например, установки аминной очистки и Клауса) которые также являются возможной большой проблемой</p>
Удаление серосодержащих газов, например, путем очистки амином	<p>Отделение серосодержащего газа (в основном сероводорода) от газообразного технологического топлива осуществляется путем его растворения в химическом растворителе (процессы абсорбции). Преимущественно, используемыми растворителями являются амины.</p> <p>Данный процесс, необходим для очистки серосодержащих газов прежде, чем элементарная сера будет направлена в установку извлечения серы.</p>
Установки извлечения серы (УИС)	<p>Специальная установка, включающая в себя процесс Клауса для удаления серы из газовых потоков, обогащенных сероводородом (H₂S), из установок аминной очистки и очистителей серосодержащей воды.</p> <p>По технологической цепи, за УИС следует установка очистки отходящих газов (УООГ) для удаления оставшейся H₂S</p>
Установка очистки отходящих газов (УООГ)	<p>Группа технологий, дополнительных к УИС для более эффективного удаления соединений серы. Их можно разделить на четыре категории в соответствии с применяемыми принципами:</p> <ol style="list-style-type: none"> а) прямое окисление до серы; б) продолжение реакции Клауса (условия ниже точки росы) в) окисление до SO₂ и извлечение серы из SO₂ г) восстановление до H₂S и извлечение серы из H₂S (например, аминный процесс)
	<p>В процессе мокрой очистки газообразные соединения растворяются в подходящей жидкости (воде или щелочном растворе). Одновременно достигается удаление твердых и газообразных соединений. После мокрого скруббера дымовые газы насыщаются водой, и перед выпуском отходящих газов требуется разделение капель. Полученная жидкость должна быть обработана в процессах очистки сточных вод, а нерастворимые вещества собираются путем осаждения или фильтрации</p> <p>В зависимости от типа очищающего раствора может быть:</p>

Мокрая очистка газов скрубберами	<p>a) нерегенеративная технология (например, на основе натрия или магния)</p> <p>b) регенеративная технология (например, раствор амина или соды)</p> <p>В соответствии с контактными методами различные техники могут потребовать, например:</p> <p>трубку Вентури, использующая энергию входящего газа путем распыления его жидкостью;</p> <p>насадочный скруббер башенного типа, тарельчатую колонну, распылительные камеры.</p> <p>Там, где скрубберы в основном предназначены для удаления SOX, необходима подходящая конструкция для эффективного удаления пыли.</p> <p>Типичная индикативная эффективность удаления SOX находится в диапазоне 85-98 %</p>
Нерегенеративная очистка	<p>Раствор на основе натрия или магния используется в качестве щелочного реагента для поглощения SOX, как правило, в виде сульфатов. Технологии основаны, например, на:</p> <p>принудительном окислении (в системе десульфуризации отходящих газов ТЭС);</p> <p>водный раствор аммиака;</p> <p>морская вода (см. ниже)</p>
Очистка газов морской водой	<p>Специфический нерегенеративный тип очистки с использованием щелочности морской воды в качестве растворителя.</p> <p>Требуется снижение пыли в вершине колонны.</p>
Регенеративная система очистки газов	<p>Использование специального реагента, поглощающего SOX (например, абсорбирующего раствора), который обычно позволяет извлекать серу в качестве побочного продукта во время цикла регенерации, когда реагент используется повторно.</p>
Десульфуризация отходящих газов	<p>В процессах обессеривания отходящих газов часто используется щелочной сорбент, который улавливает SO₂ и превращает его в твердый продукт. Существуют различные методы обессеривания отходящих газов с различной эффективностью удаления SO₂. Последние годы показали развитие процессов регенерации растворителя / катализатора, в которых абсорбирующая / концентрирующая среда регенерируется и повторно используется.</p> <p>Системы регенеративного или нерегенеративного типа существуют только для удаления SOX, а также для одновременного удаления пыли и NOX. Они конкурируют с системами, состоящими из отдельных блоков для удаления SO₂ (например, мокрые скрубберы) и удаления NOX (например, СКВ).</p>

6.26.4. Комбинированные техники (SOX, NOX и ПЫЛЬ)

Техника	Описание

Мокрая очистка газов скрубберами	См.Раздел 5.20.3.
Комбинированные технологии SNOX	<p>Комбинированные технологии по удалению SOX, NOX и пыли, в которых происходит первая стадия удаления пыли (ЭСФ), за которой следуют некоторые специфические каталитические процессы . Соединения серы извлекаются в виде коммерческой концентрированной серной кислоты, в то время как NOX восстанавливается до N₂.</p> <p>Общее удаление SOX находится в диапазоне 94 – 96,6 %.</p> <p>Общее удаление NOX находится в диапазоне: 87 – 90 %</p>

6.26.5. Окись углерода (CO)

Техника	Описание
Управление процессом горения	Увеличение выбросов CO из-за модификации процессов горения (первичные технологии) для сокращения выбросов NOX могут быть ограничены тщательным контролем эксплуатационных параметров
Катализаторы с активаторами окисления монооксида углерода	Использование вещества, которое избирательно способствует окислению CO в CO ₂ (сжигание)
Котел с монооксидом углерода (CO)	Специальное устройство для дожигания CO присутствующий в отходящих газах после регенератора катализатора для рекуперации энергии .

6.26.6. Летучие органические соединения (ЛОС)

Техника	Описание
Улавливание паров	<p>Выбросы ЛОС при погрузочно-разгрузочных работах большинства летучих продуктов, особенно сырой нефти и более легких продуктов, могут быть уменьшены с помощью различных технологий, например:</p> <p>Абсорбция: молекулы пара растворяются в подходящей абсорбционной жидкости (например, гликоли или фракции минерального топлива, такие как керосин или риформат). Загруженный раствор для очистки десорбируется путем повторного нагрева на следующем этапе. Десорбированные газы должны либо конденсироваться, далее обрабатываться и сжигаться, либо повторно поглощаться в соответствующем потоке (например, извлекаемого продукта)</p> <p>Адсорбция: молекулы пара удерживаются активирующими участками на поверхности твердых материалов адсорбента, например, активированного угля или цеолита. Адсорбент периодически регенерируется. Полученный десорбат затем абсорбируется в циркулирующем потоке продукта, извлекаемого из нижней части промывочной</p>

	<p>колонны. Остаточный газ из промывочной колонны направляется на дальнейшую очистку.</p> <p>Мембранное разделение газов: молекулы пара обрабатываются через селективные мембраны для разделения смеси пара и воздуха на обогащенную углеводородами фазу (пермеат), которая затем конденсируется или поглощается, и обедненную углеводородами фазу (ретентат).</p> <p>Двухступенчатое охлаждение/конденсация: при охлаждении парогазовой смеси молекулы пара конденсируются и отделяются в виде жидкости. Поскольку влажность приводит к обледенению теплообменника, требуется двухступенчатый процесс конденсации, обеспечивающий альтернативную работу.</p> <p>Гибридные системы: комбинации доступных технологий</p> <p>Примечание: Процессы абсорбции и адсорбции не могут заметно снизить выбросы метана.</p>
Разрушение паров	<p>Разрушение ЛОС может быть достигнуто, например, путем термического окисления (сжигания) или каталитического окисления, когда улавливание не осуществимо. Для предотвращения взрыва необходимо соблюдать требования безопасности (например, пламегасители). Термическое окисление обычно происходит в однокамерных окислителях с огнеупорной футеровкой, оснащенных газовой горелкой и дымовой трубой.</p> <p>Если для этой цели отсутствует специальная печь для сжигания, для обеспечения требуемой температуры и времени пребывания можно использовать существующую печь.</p> <p>Каталитическое окисление требует катализатор для ускорения скорости окисления за счет адсорбции кислорода и ЛОС на его поверхности. Катализатор позволяет реакции окисления протекать при более низкой температуре, чем требуется при термическом окислении: обычно в диапазоне от 320 °С до 540°С. Первая стадия предварительного нагрева (электрически или с помощью газа) происходит для достижения температуры, необходимой для инициирования каталитического окисления ЛОС. Стадия окисления происходит, когда воздух проходит через слой твердых катализаторов</p>
	<p>Программа LDAR (выявление и устранение утечек) представляет собой структурированный подход к сокращению выбросов ЛОС путем обнаружения и последующего устранения или замены протекающих компонентов. В настоящее время для идентификации утечек доступны методы обнаружения по запаху и оптической визуализации газов.</p>

Программа LDAR (выявление и устранение утечек)

Метод обнаружения по запаху: Первым шагом является обнаружение с помощью ручных анализаторов ЛОС, измеряющих концентрацию рядом с оборудованием (например, с помощью пламенной ионизации или фотоионизации). Второй этап состоит из упаковки компонента в пакет для проведения прямого измерения в источнике излучения. Этот второй шаг иногда заменяется математическими корреляционными кривыми, полученными на основе статистических результатов, полученных в результате большого числа предыдущих измерений, выполненных на аналогичных компонентах.

Оптические методы визуализации газов: Оптическая визуализация использует небольшие легкие ручные камеры, которые позволяют визуализировать утечки газа в режиме реального времени, так что они появляются в виде "дыма" на видеоустройстве вместе с обычным изображением соответствующего компонента, чтобы легко и быстро обнаружить значительные утечки ЛОС. Активные системы создают изображение с обратным рассеянием инфракрасного лазерного света, отраженного на компоненте и его окружающем оборудовании. Пассивные системы основаны на естественном инфракрасном излучении оборудования и его окружающем оборудовании

Мониторинг рассеивания выбросов ЛОС

Полное обследование и количественная оценка выбросов на объекте могут быть осуществлены с помощью соответствующей комбинации дополнительных методов, например, по потоку солнечного затенения (SOF) или лидару дифференциального поглощения (DIAL). Эти результаты могут быть использованы для оценки тенденций во времени, перекрестной проверки и обновления/валидации текущей программы LDAR. Поток солнечного затенения (SOF): Технология основанная на регистрации и спектрометрическом анализе преобразования Фурье широкополосного инфракрасного или ультрафиолетового/видимого спектра солнечного света вдоль заданного географического маршрута, пересекающего направление ветра и улавливающего шлейфы ЛОС. Дифференциальный абсорбционный LIDAR (DIAL): DIAL - это лазерный технология, использующая дифференциальный адсорбционный LIDAR (обнаружение света и дальность), который является оптическим аналогом RADAR на основе звуковых радиоволн. Технология основана на обратном рассеянии импульсов лазерного луча атмосферными аэрозолями, а также анализ спектральных свойств возвращенного света, собранного с помощью телескопа

Оборудование с высокой степенью герметичности	<p>Оборудование с высокой степенью герметичности включает, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. клапаны с двойными уплотнительными манжетами; b. насосы с магнитным приводом/компрессоры/ перемешиватель c. насосы/компрессоры/ перемешиватели, оснащенные механическими манжетами вместо уплотнительных d. прокладки с высокой герметичностью (например, спиральные намотки, кольцевые соединения) для важных деталей
Деструкция паром (VD)	<p>Окисление: молекулы пара превращаются в CO₂ и H₂O либо путем термического окисления при высоких температурах, либо путем каталитического окисления при более низких температурах.</p> <p>Термическое окисление происходит обычно в однокамерных, футерованных окислителях, оборудованных газовой горелкой и стек. Если присутствует бензин, эффективность теплообменника ограничивается, а температура предварительного нагрева поддерживается ниже 180 °С для снижения риска воспламенения. Диапазон рабочих температур составляет от 760 °С до 870 °С, а время пребывания обычно составляет одну секунду или меньше.</p> <p>Для каталитического окисления требуется катализатор для ускорения окисления за счет адсорбции кислорода и ЛОС на поверхности. Катализатор позволяет реакции окисления протекать при более низких температурах, чем требуется для термического окисления: обычно в диапазоне от 320 ° до 540 °С.</p>

6.26.7. Другие техники

Техника	Описание
	<p>Правильная конструкция установки: включает достаточную мощность системы рекуперации факельного газа, использование предохранительных клапанов с высокой герметичностью и другие меры по использованию факельного сжигания только в качестве системы безопасности для других операций, отличных от режимных (запуск, остановка, аварийная ситуация).</p> <p>Управление установкой: включает организационные и контрольные меры по сокращению случаев сжигания на факелах путем балансировки системы ТТ (ГС), использования расширенного управления технологическим процессом и т.д.</p> <p>Конструкция факелов: включает высоту, давление, подпитка паром, воздухом или газом, тип наконечников факелов и т.д. Факел направлен на обеспечение бездымной и надежной работы и</p>

<p>Техники для предотвращения или сокращения выбросов от сжигания на факелах</p>	<p>обеспечение эффективного сжигания избыточных газов при сжигании на факелах в результате нестандартных, аварийных операций.</p> <p>Мониторинг и отчетность: Непрерывный мониторинг (измерения расхода газа и оценки других параметров) газа, направленного на сжигание на факелах, и связанных с ним параметров сжигания (например, расход газовой смеси и теплосодержание, соотношение мощности, скорости, расхода продувочного газа, выбросы загрязняющих веществ). Отчетность о факельных событиях позволяет использовать коэффициент факельного сжигания в качестве требования, включенного в СЭМ, и предотвращать будущие события. Визуальный удаленный мониторинг факела также может осуществляться с помощью цветных телевизионных мониторов во время событий</p>
<p>Выбор активатора катализатора для предотвращения образования диоксинов</p>	<p>Во время регенерации катализатора органический хлорид необходим для эффективного функционирования катализатора: (для восстановления надлежащего баланса хлорида в катализаторе и обеспечения правильной дисперсии металлов). Выбор соответствующего хлорированного соединения окажет влияние на возможность выбросов диоксинов и фуранов</p>
<p>Техники улавливания, использования и хранения углерода (Carboncapture, utilisationandstorage, CCUS)</p>	<p>Улавливать углекислый газ можно на любом промышленном объекте - для этого существует десяток различных технологий, которые применяются в зависимости от ситуации. Пойманный CO₂ сжижается под давлением и по трубопроводу или в цистернах транспортируется к месту использования или захоронения.</p> <p>Под захоронением углекислого газа подразумевается его закачивание под землю - на глубину от 800 м. За надежность такого хранения отвечают геологические свойства подземных резервуаров. Среди наиболее подходящих - пористые породы истощенных газовых или нефтяных месторождений, которые миллионы лет удерживали в себе ископаемое топливо.</p> <p>Еще один вариант захоронения - закачивание в действующие нефтяные месторождения. Такой подход позволяет повысить добычу, причем использование уловленного диоксида углерода значительно эффективнее традиционного вытеснения нефти водой.</p>

6.27. Описание техник предотвращающие или контролирующие сбросы сточных вод

6.27.1. Предочистка сточных вод

Техника	Описание
	Серосодержащую воду (например, из установок перегонки, крекинга, коксования) следует

Предочистка потоков серосодержащей воды перед повторным использованием или очисткой	направлять на соответствующую предочистку (например, на колонну отпарки)
Предочистка других сточных водных потоков до основной очистки	Для поддержания эффективности очистки может потребоваться соответствующая предочистка

6.27.2. Очистка сточных вод

Данная техника представляет собой стратегию сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как "маркерные вещества" со сточными водами в пласт с целью поддержания пластового давления (ППД) и утилизации в недра.

Техника	Описание
Удаление нерастворимых веществ путем извлечения нефти	Эти технологии обычно включают в себя: Сепараторы нефть-вода (API) Пластинчатые сепараторы (CPI) Сепараторы с параллельными пластинами (PPI) Сепараторы с наклонными пластинами (TPI) Буферные и/или промежуточные резервуары.
Удаление нерастворимых веществ путем извлечения взвешенных механических примесей и нефти в дисперсном состоянии.	Эти техника обычно включают в себя: Флотация растворенным газом (DGF) Флотация с газовым барботажем (IGF) Фильтрация на песке
Удаление растворимых веществ, включая биологическую очистку и осветление	Технология биологической очистки: Система газификации с неподвижным слоем Система очистки с псевдосжиженным слоем Одной из наиболее часто используемых систем является процесс использования активного ила. Системы с фиксированным слоем могут включать биофильтр или песчаный фильтр
Дополнительная обработка	Специальная очистка сточных вод, предназначенная для дополнения предыдущего этапа очистки, например, для дальнейшего снижения содержания соединений азота или углерода. Используется там, где существуют особые местные требования к сохранению качества воды.

6.28. Требования по ремедиации

Основным фактором воздействия на атмосферный воздух при добыче нефти и газа являются выбросы загрязняющих веществ, возникающие в результате эксплуатации организованных источников выбросов, в числе которых газотурбинные установки, установки извлечения / производства серы (процесс Клауса и процесс SCOT), котельные и т.д.

Неорганизованные выбросы возникают при многих процессах добычи нефти и газа, например из труб, клапанов, уплотнений, резервуаров и других узлов инфраструктуры.

Сточные воды, отводимые с территорий нефтегазодобывающих предприятий, по своим условиям формирования делятся на три вида:

производственные сточные воды, которые образуются в результате использования воды в различных технологических процессах;

атмосферные (ливневые) сточные воды (поверхностный сток с территории предприятия), которые образуются в результате смыва примесей, скапливающихся на территории, дождевой, талой и поливочной водой;

хозяйственно-бытовые сточные воды, которые образуются при эксплуатации на территории предприятия санузлов, душевых, прачечных и столовых.

Условия формирования сточных вод на разных предприятиях могут весьма различаться.

Деятельность нефтегазодобывающих компаний напрямую связана с образованием отходов. В результате деятельности компаний образуются следующие группы отходов: производственные (от основного и вспомогательного производства); коммунальные.

Все виды образующихся отходов, в первую очередь, зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций.

Согласно Экологического кодекса ремедиация проводится при выявлении факта экологического ущерба:

- животному и растительному миру;
- подземным и поверхностным водам;
- землям и почве.

Таким образом, в результате деятельности предприятий по добыче нефти и газа следующие негативные последствия наступают в результате загрязнения атмосферного воздуха и дальнейшего перехода загрязняющих веществ из одного компонента природной среды в другую:

загрязнение земель и почв в результате осаждения загрязняющих веществ из атмосферного воздуха на поверхность почв и дальнейшая их инфильтрация в поверхностные и подземные воды;

воздействие на животный и растительный мир.

При обнаружении фактов экологического ущерба компонентам природной среды по результатам производственного и (или) государственного экологического контроля, причиненного в результате антропогенного воздействия, и при закрытии и (или) ликвидации последствий деятельности, необходимо провести оценку изменения состояния компонентов природной среды в отношении состояния, установленного в базовом отчете или эталонного участка.

Лицо, действия или деятельность которого причинили экологический ущерб, должна предпринять соответствующие меры для устранения такого ущерба, чтобы восстановить состояние участка, следуя нормам Экологического кодекса (ст. 131–141 Раздела 5) и Методическим рекомендациям по разработке программы ремедиации.

Помимо того, лицо, действия или деятельность которого причинили экологический ущерб, должно принять необходимые меры для удаления, сдерживания, или сокращения эмиссий соответствующих загрязняющих веществ, также для

контрольного мониторинга в сроки и периодичность, для того чтобы, с учетом их текущего, или будущего утвержденного целевого назначения, участок больше не создавал значительного риска для здоровья человека, и не причинял ущерб от ее деятельности в отношении окружающей среды из-за загрязнения компонентов природной среды.

7. Перспективные техники

Данный раздел содержит информацию о новейших техниках, в отношении которых проводятся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы или осуществляется их опытно-промышленное внедрение.

Под перспективными техниками в настоящем справочнике понимаются новые техники, которые еще массово не применялись в нефтегазодобывающем секторе и/или которые имеют только опытно конструкторские наработки и эксперименты.

Ухудшение структуры запасов углеводородов, происходящее по мере разработки традиционных месторождений, вынуждает нефтегазодобывающую промышленность постоянно совершенствовать технологии поиска, разведки и добычи нефти и газа.

Инновационные проекты осуществляются по широкому спектру направлений, охватывающих технологии поиска, разведки и разработки традиционных, трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов, включая остаточные запасы разрабатываемых традиционных месторождений, месторождения, связанные с низкопроницаемыми, карбонатными, трещиноватыми коллекторами, месторождения высоковязкой нефти, сланцевых углеводородов, нетрадиционных запасов газа и другие.

Инвестиции бизнеса в будущие возможности, в том числе в инновации в части сокращения энергоресурсов и рационального потребления природных ресурсов должно являться приоритетом каждой компании для собственного развития и конкурентоспособности на рынке, но и для развития страны.

В большинстве, успешному развитию способствует:

- 1) перспективное планирование деятельности;
- 2) реализация инновационных проектов;
- 3) сотрудничество как с производителями технологического оборудования, а также сотрудничество с аналогичными компаниями, с целью обмена опыта, но и с научно-исследовательскими инжиниринговыми компаниями.

Отставание в технологическом развитии влечет за собой падение эффективности операционной деятельности по разработке эксплуатируемых запасов, а отказ от инноваций или неэффективная инновационная деятельность приводит к крайне негативным последствиям для бизнеса.

Эффективное внедрение инновационных проектов выводят компанию в число лидеров отрасли.

7.1 Низкоуглеродные энергетические технологии

Дожегание влечет за собой отделение CO_2 от выхлопных газов электростанции с помощью химической абсорбции. Поскольку CO_2 отделяется от выхлопных газов, эту технологию, в принципе, можно использовать на существующих электростанциях без значительных модификаций самой станции. Дожегание считается наиболее зрелой технологией, хотя до сих пор существует неопределенность в отношении ее использования и необходимость значительных технологических усовершенствований, прежде чем она сможет эксплуатироваться на коммерческих условиях и в больших масштабах.

С помощью технологии предварительного сжигания CO_2 улавливается перед сжиганием. Это достигается путем преобразования природного газа в газовую смесь, богатую водородом. Эта газовая смесь обрабатывается таким образом, чтобы улавливать CO_2 , и, таким образом, новое топливо "декарбонируется" (выхлопные газы содержат очень мало CO_2). Хотя улавливание перед сжиганием требует модификации газовых турбин для сжигания богатых водородом газовых потоков, предыдущие этапы технически проверены в виде заводов по производству аммиака по всему миру.

При использовании топлива и кислорода горение происходит в газовой турбине с чистым кислородом вместо воздуха. Это означает, что выхлопные газы содержат водяной пар и CO_2 , а CO_2 можно отделить путем охлаждения выхлопных газов. Современные газовые турбины страдают от низкой производительности при сжигании кислорода, и на сегодняшний день было мало усилий для разработки новых типов турбин, которые лучше подходят для сжигания кислорода. Кроме того, производство кислорода энергоемкое, а соответствующая технология довольно дорогостоящая. Из трех категорий технологий улавливания кислородное топливо является наименее зрелым.

Затраты, связанные с улавливанием CO_2 на электростанции, составляют примерно две трети затрат на всю цепочку CO_2 , в то время как транспортировка и хранение составляют примерно одну треть.

7.2 Мобильные комплексные установки по переработке нефтешламов

Существуют три основных способа фазового разделения жидковязких нефтешламов – механический, химический и механохимической обработке. Разрушение устойчивых водно-масляных эмульсий механическим способом основано на технологических приемах искусственного изменения концентраций дисперсной фазы эмульсии с последующей коалесценцией мелких капель этой фазы. Для осуществления операции межфазного разделения жидковязких нефтешламов в настоящее время разработано большое количество технологических аппаратов, включая сепараторы, центрифуги, гидроциклоны, деканторы различных конструкций.

Химические флокулирующие средства также подаются в центрифугированный сырьевой трубопровод через тот же смесительный трубопровод. Это позволяет хорошо перемешивать шлам с химическими агентами.

Экономическая эффективность обусловлена, тем что данную установку можно передавать в другие организации, на правах аренды.

Экологическая эффективность представлена в очистке загрязненного грунта.

7.3. Очистка сточных вод

Новые методы для очистки сточных вод рассматриваются в Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector.

7.4 Обработка отработанных газов

Следует упомянуть некоторые разработки:

методы борьбы с выбросами твердых частиц с помощью новых разработок, включая керамические фильтры (например, NGK, Япония) и вращающийся сепаратор твердых частиц (Lebonand Gimbrair, Нидерланды);

методы снижения выбросов CO₂.

7.5. Техники улавливания, использования и хранения углерода (Carbon capture, utilisation and storage, CCUS).

По прогнозу Международного энергетического агентства (IEA), через восемь с небольшим лет в мире будет улавливаться 800 млн тонн CO₂ в год - в 20 раз больше, чем сегодня.

Согласно прогнозам IEA, в ближайшие годы улавливать CO₂ начнут повсеместно - это позволит миру сократить не менее 15% всех парниковых выбросов, от которых необходимо избавиться, чтобы сдержать глобальное потепление в пределах 2°C.

Улавливать углекислый газ можно на любом промышленном объекте - для этого существует десяток различных технологий, которые применяются в зависимости от ситуации. Пойманный CO₂ сжижается под давлением и по трубопроводу или в цистернах транспортируется к месту использования или захоронения.

Под захоронением углекислого газа подразумевается его закачивание под землю - на глубину от 800 м. За надежность такого хранения отвечают геологические свойства подземных резервуаров. Среди наиболее подходящих - пористые породы истощенных газовых или нефтяных месторождений, которые миллионы лет удерживали в себе ископаемое топливо.

Еще один вариант захоронения - закачивание в действующие нефтяные месторождения. Такой подход позволяет повысить добычу, причем использование уловленного диоксида углерода значительно эффективнее традиционного вытеснения нефти водой. Именно с этого началось развитие CCUS - первые такие проекты появились в 1970-х годах на нефтяных месторождениях в Техасе (США).

Техника улавливания CO₂

Эти методы все еще находятся на начальной стадии разработки и проходят испытания на пилотных установках. Доступные технологии очень дороги, и существует много неопределенностей, связанных с затратами и эксплуатацией цепочки CO₂. Их можно разделить на три основные категории:

- дожигание;
- предварительное сжигание;
- кислородно-топливная.

Уловленный углекислый газ можно использовать в производстве

Кроме нефтедобычи, использовать пойманный диоксид углерода можно во множестве технологических процессов. Сегодня в мире ежегодно потребляется 230 млн тонн CO₂. Большая часть идет на выпуск удобрений (130 млн тонн) и повышение нефтеотдачи пластов (70-80 млн тонн). Среди остальных направлений - производство продуктов питания и напитков, очистка воды, применение в теплицах, использование для охлаждения и замораживания.

Сегодня в мире насчитывается лишь 28 крупных промышленных объектов в 10 странах, где улавливается, захоранивается и используется углекислый газ. Они суммарно утилизируют 40 млн тонн CO₂ в год. Больше половины этого объема (28,5 млн т в год) приходится на предприятия по переработке природного газа. Остальное - на предприятия по производству водорода, синтетического топлива, электроэнергии, удобрений, биотоплива, а также железа и стали.

Производство электроэнергии и другие виды использования ископаемой энергии являются крупнейшим источником выбросов парниковых газов. На протяжении многих лет наблюдается значительный международный интерес к разработке технологий улавливания и хранения CO₂.

Электростанции, оснащенной системой CCS, потребуется примерно на 10-40% больше энергии, чем электростанции с эквивалентной мощностью без CCS, большая часть которой предназначена для улавливания и сжатия.

Транспортировка CO₂

CO₂ должен транспортироваться от источника CO₂ к геологической структуре, где CO₂ будет храниться. Эта транспортировка может осуществляться по трубопроводу или по морю. Транспорт - наименее сложный элемент в цепочке выбросов CO₂, как с точки зрения технологии, так и с точки зрения возможности оценки реальных затрат. Как бы то ни было, транспортировка CO₂ требует значительных ресурсов с точки зрения энергии и затрат. Поскольку CO₂ ведет себя по-разному при различных давлениях и температурах, транспортировка должна происходить под контролем, чтобы избежать твердого состояния и последующего засорения труб или оборудования.

Выбор транспортного средства будет зависеть от конкретных требований, включая количество источников выбросов, объем выбросов от каждого источника, расстояние от источника до места хранения и объем транспортируемого CO₂. При существующей

технологии трубопроводный транспорт считается самой простой и наиболее рентабельной альтернативой.

Хранение CO₂

Существует значительный технический потенциал для хранения CO₂ в геологических формациях по всему миру. Кандидатами на такое хранение являются добывающие месторождения нефти и газа, заброшенные месторождения нефти и газа и другие образования. Хранение в резервуарах, которые больше не используются, - хорошее решение с точки зрения геологии; потому что эти структуры, вероятно, станут непроницаемыми после того, как они удерживали нефть и газ в течение миллионов лет. Другие пласты также считаются безопасными альтернативами хранения CO₂.

7.6. Сорбционный метод утилизации отработанных нефтепродуктов

Суть сорбционного метода утилизации отработанных нефтепродуктов, розливов нефти заключается в применении активных сорбентов.

Сорбент впитывает нефть и нефтепродукты полностью, в том числе и радужную пленку, после чего необходимо удаление и утилизация сорбента.

7.7. Техники закрытого факела

Закрытые типы факелов имеют закрытую конструкцию (футляр), который обеспечивает бездымное сжигание газообразных отходов и отсутствие видимого пламени без подачи воздуха и пара, при этом снижая уровень шума сравнению с обычными факелами. Регуляция выбросов производится контролем температуры пламени.

Закрытый наземный факел и факел термического окисления проектируются по спецификациям заказчика и повышают общие показатели работы системы.

Во многих закрытых факельных системах используется оребренная пластинчатая горелка, помогающая уменьшить выбросы. Наклонная, пластинчатая конструкция аэродинамической решетки обеспечивает равномерное распределение воздуха по длине и ширине корпуса факела. В результате, оребренные пластинчатые горелки достигают высокой эффективности сжигания при минимальном уровне шума.

Закрытые типы факелов могут оснащаться разными типами фильтрующими элементами, которые дополнительно очищают отходящие газы или системами направленными на энергосбережение.

Данный тип факел имеет закрытую конструкцию и обеспечивает бездымное сжигание и выделяется отсутствием видимого пламени без подачи воздуха и пара. Регуляция выбросов производится контролем температуры пламени.

Преимущества применения закрытых факельных систем:

отсутствие видимого горения;

в большинстве случаев не нужен ни пар, ни воздух;

отсутствие теплового излучения;

низкий шум;

простое обслуживание;
высокая полнота сжигания.

Технологическая схема закрытого факела представлена на рисунке 7.1.

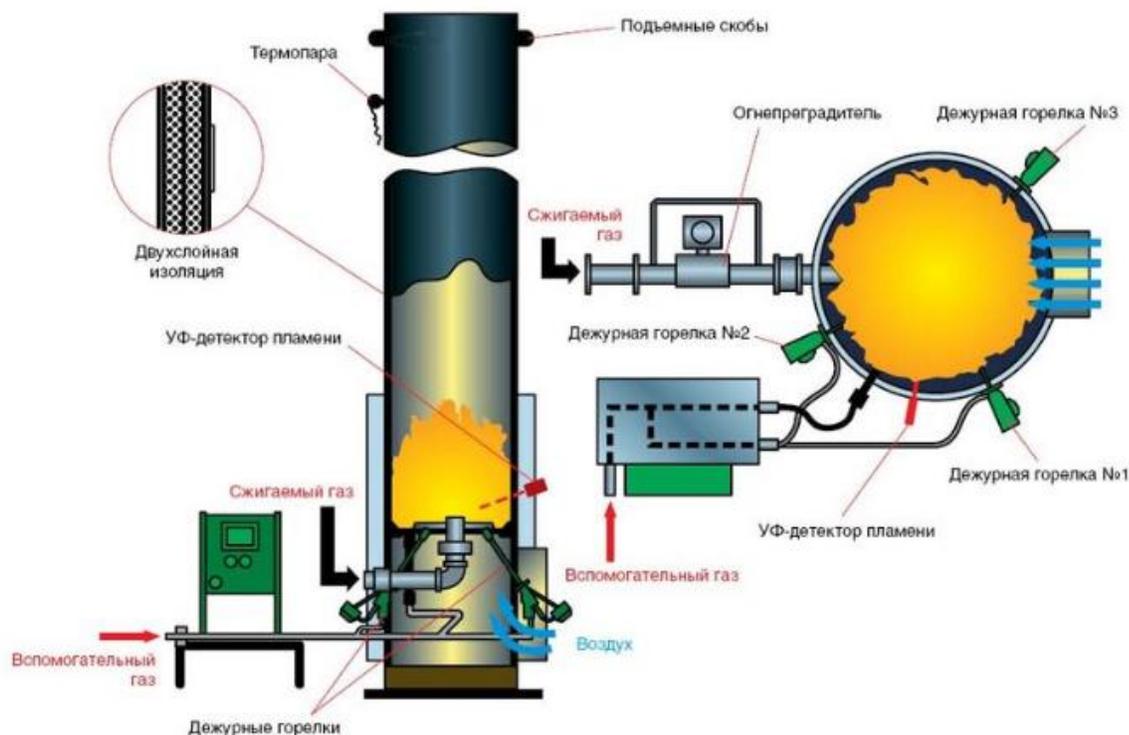


Рисунок 7.1. Технологическая схема закрытого факела

В закрытой факельной системе присутствует открытая сверху камера сжигания с футерованными стенками. Они обеспечивают горелочным приборам защиту от влияния ветра. Процесс эксплуатации оборудования предусматривает мониторинг качества и объема воздуха, который поступает в камеру сгорания в ходе процесса. Также отслеживается поток газов, которые покидают камеру. Температура сгорания понижается благодаря избыточному воздуху, подаваемому с помощью тяги естественного или принудительного типа. Для упрощения принудительной тяги в закрытой установке предусмотрены специальные регулировки. Они отвечают за нормальную работу, снижая риски вибраций и искаженности пламени.

Снижение выбросов загрязняющих веществ. Повышение безопасности эксплуатации системы факельных установок.

8. Дополнительные комментарии и рекомендации

Справочник по НДТ подготовлен в рамках государственного задания по бюджетной программе 044 "Содействие ускоренному переходу Казахстана к зеленой экономике путем продвижения технологий и лучших практик, развития бизнеса и инвестиций" в соответствии со статьей 113 Экологического Кодекса.

Разработка справочника по НДТ проводилась группой независимых экспертов, представленной технологами по добыче нефти и газа, технологами по переработке газа, экологами, специалистами по энергоэффективности и экспертом по финансовому моделированию, с непосредственным анализом результатов работ и рекомендациями Членов технической рабочей группы по разработке справочника по НДТ.

В состав технических рабочих групп вошли представители:

- 1) субъектов промышленности;
- 2) научных организаций в соответствующих областях применения наилучших доступных техник;
- 3) экологических ассоциаций;
- 4) уполномоченных органов в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения и промышленной безопасности;
- 5) общественности, независимых отечественных и зарубежных экспертов, обладающих необходимыми знаниями и опытом по соответствующим областям применения наилучших доступных техник.

Проведенный комплексный технологический аудит на предприятиях нефтегазодобычи, по экспертной оценке, текущего состояния нефтегазодобывающей отрасли, позволил определить эффективность управления производством, применяемые средства автоматизации, анализ технологических возможностей, и степень воздействия предприятий на окружающую среду.

Был проведен анализ и систематизация информации по нефтегазодобывочной отрасли в целом, о применяемых технологиях, оборудовании, уровнях сбросов и выбросов загрязняющих веществ, образовании отходов производства, других факторов воздействия на окружающую среду, энерго- и ресурсопотреблении с использованием литературных данных, изучения нормативной документации и экологических отчетов.

Оценка соответствия критериям НДТ устанавливалась в соответствии с статьей 113 Экологического кодекса, Директивой 2010/75/ЕС Европейского парламента и Совета ЕС "О промышленных выбросах и /или сбросах (о комплексном предупреждении и контроле загрязнений), а также Методологией отнесения к НДТ, отраженной в разделе 2 настоящего справочника.

На основе анкет-опросников среди Членов ТРГ и компаний прошедших КТА проводилось анкетирование предприятий нефти и газа в части актуализации информационных данных, предлагаемых методик по определению уровней эмиссий, по определению техник при выборе наилучших доступных техник.

Итоги анализа, анкет-опросников выявили явную недостаточность информации по различным аспектам применения технологий, в том числе по технологическим показателям, поскольку многие параметры контролируются в различные временные интервалы. Кроме того, не предоставлялись фактические (замерные) показатели по ЗМВ, предприятия НГО более ориентируются на предоставление отчетов ПДВ, ПДС, в

связи с чем, для подтверждения фактических показателей группа разработчиков справочника по НДТ в качестве подтверждения достоверности предоставляемых данных ориентировалось на запросы от операторов объектов документальные и инструментальные свидетельства.

При разработке справочника по НДТ был учтен наилучший мировой опыт, с учетом необходимости обоснованной адаптации к климатическим, экономическим, экологическим условиям, топливно-сырьевой базе Республики Казахстан, обуславливающим техническую и экономическую доступность наилучших доступных техник в области применения.

К перспективным техникам отнесены не только отечественные разработки, но также и передовые технологии, применяемые на практике за рубежом, но до настоящего времени не внедренные в Республике Казахстан.

По итогам подготовки справочника по НДТ были сформулированы следующие рекомендации, касающиеся дальнейшей работы над настоящим справочником и внедрения НДТ:

предприятиям нефтегазодобычи рекомендуется осуществлять сбор, систематизацию и хранение сведений об уровнях эмиссий загрязняющих веществ, а также проводить анализ на выявление "причинно-следственной связи" изменения уровней эмиссий;

при проведении инструментального замера уровней выбросов необходимо учитывать уровни загрузки установок, физико-химический состав топлива, и иное (например: температуру сырья на входе и выходе);

при проведении ремонтных работ, направленных на модернизацию основного и природоохранного оборудования, также учитывать экономические аспекты внедрения НДТ;

необходимо внедрение автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля, которая позволит оценивать фактические замерные данные с учетом поправки на содержание кислорода в отходящем газе.

при модернизации технологического и природоохранного оборудования в качестве приоритетных критериев выбора новых технологий, оборудования, материалов следует использовать повышение энергоэффективности, ресурсосбережение, снижение негативного воздействия объектов нефтепереработки на окружающую среду;

организовывать мониторинг и анализ наилучшего мирового опыта применительно к нефтегазодобычной отрасли и к непосредственному оператору объекта;

использовать фактические данные при анализе или сверке данных;

касательно информационных данных, собираемых с промышленных предприятий в рамках КТА, должны учитывать сезонные изменения в работе технологического оборудования, а также уровней эмиссий в окружающую среду.

Библиография

- [1] UNECE Energy Series, "Политика повышения энергоэффективности: передовой опыт", Второе издание, 2017);
- [2] Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Waste Treatment, Industrial Emissions Directive 2010/75/EU, JRC IPTS EIPPCB, 2018 (Справочный документ по наилучшим доступным технологиям (BAT) по обработке отходов);
- [3] Application of the CONCAWE biodegradability test for oil products, CONCAWE, 2000 (Испытание нефтепродуктов на биоразлагаемость);
- [4] HMIP UK, Petroleum Processes: Oil Refining and Associated Processes/HMSO, 1995 (Нефтяные процессы: Переработка нефти и связанные с ней процессы);
- [5] API, Environmental design considerations for petroleum refining crude processing units, 1993 (Экологические соображения при проектировании установок для переработки нефти);
- [6] Borgemans M. Pumps and Compressors, 2019 (Насосы и Компрессоры);
- [7] Кроутер, Низкотемпературные газы окисления NO^x-ВOC, 2001;
- [8] CONCAWE, Параметры окружающей среды нефтеперерабатывающих заводов, относящиеся к BREF, для водных сбросов с нефтеперерабатывающих заводов в Европе, 2010, стр. 51;
- [9] UN/ECE, VOC task force on emission reduction for the oil and gas refining industry/DFIU-IFARE, 1998 (Целевая группа по ЛОС по сокращению выбросов для нефтегазоперерабатывающей промышленности);
- [10] CONCAWE, Наилучшие доступные методы сокращения выбросов от нефтеперерабатывающих заводов, 1999;
- [11] А.Г. Ананенков, Г.П. Ставкин, Э.Г. Талыбов. АСУ ТП промыслов газоконденсатного месторождения Крайнего Севера. ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999, стр. 230;
- [12] Н.А. Еремин, Информационные технологии и автоматизация в нефтегазовой отрасли. Газовая промышленность № 5/674/2012, стр. 2–4;
- [13] Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий. Научно-технический журнал "Геология. Геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений", 6/2018, Разработка нефтяных и газовых месторождений стр.54-61, ISSN 2413–5011, ВНИИОЭНГ, Москва;
- [14] В.Е. Столяров, С.В. Ларцов, Организация АСУ ТП распределенных объектов на основе беспроводных сенсорных сетей, Экспозиция Нефть Газ, № 3, 2013, стр. 29–33 ;
- [15] В.З. Минликаев, Д.В., Дикамов, В.Е., "Газовая скважина как объект автоматизации в современных условиях", Газовая промышленность, №10 /713/2014, 2014, стр. 52-57;

- [16] Силаш А.П., Добыча и транспорт нефти;
- [17] American Petroleum Institute, API STD 676, Positive displacement pumps – Rotary [Электронный ресурс];
- [18] Горячев А.А., Липатов И.А., Туманов А.П., "Напорная система сбора нефти и газа с использованием многофазных замеряющих устройств и многофазных насосных станций", Нефтяное хозяйство, № 7, 2006, стр. 38–39;
- [19] Шенгур Н.В., "Мифы и реальности внедрения вентильного электродвигателя в УЭЦН";
- [20] Шенгур Н.В., Иванов А.А., "Инженерная практика", № 3, 2011;
- [21] Горелик Д.О., "Мониторинг загрязнения атмосферы и источники выбросов", Изд-во Стандартов, 1992;
- [22] Миляев В.Б., Ясенский А.Н., "Ежегодник выбросов загрязняющих веществ в атмосферу городов и регионов Российской Федерации (России)" 2005, стр. 274;
- [23] Dekkers, Комментарии голландского члена TWG к первому проекту, 2000;
- [24] TWG, Комментарии TWG ко второму проекту документа Refineries BREF, 2001 ;
- [25] Мейерс, "Справочник по процессам нефтепереработки", McGraw-Hill, США, 1997;
- [26] Хуссейн К. Абдель-Аал, Промысловая подготовка нефти и газа, 2016;
- [27] VROM, Голландские заметки о НДТ для нефтеперерабатывающих заводов / Министерство жилищного строительства, территориального планирования и окружающей среды (VROM) - Управление по воздуху и энергетике - инженеры и конструкторы Raytheon, 1999;
- [28] HMIP UK, Переработка природного газа/Агентство по охране окружающей среды Великобритании;
- [29] Шумский, Н. М. "Основные способы осушки газа", 2019, № 24 (262), стр. 158–159;
- [30] TWG IT, Пересмотренный вклад Италии по установке GelaSNOx, 2012;
- [31] Муродов, М.Н., Паноев, Э.Р. "Системы разработки газоконденсатных месторождений", 2014;
- [32] COM, Справочный документ по наилучшим доступным технологиям (НДТ) на крупных установках сжигания (LCP BBEF), Европейская комиссия, JRC IPTS EIPPCB, 2006;
- [33] ИНЕРИС, Католическая защита, 2008;
- [34] Сема, Софрес, Техническая записка о наилучших доступных технологиях по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от нефтеперерабатывающей промышленности. Применение статей 7 и 13 Директивы 84/360 ЕЕС, 1991;
- [35] REF TWG 2010, Комментарии TWG 2010 к обзору DRAFT 1 BREF, 2010;

[36] API, Руководство по эталонам для нефтепродуктов. Глава 19: Измерение потерь на испарение, Раздел 1: Потери на испарение из резервуаров с неподвижной крышей, 2002;

[37] CONCAWE, Комментарии Конкаве к первому проекту, 2000;

[38] Мандуцио, Комментарии итальянского члена TWG к первому проекту, 2000;

[39] API, Manual of petroleum measurement standards. Chapter 19: Evaporative loss measurement, Section 1: Evaporative loss from fixed-roof tanks, 2002 (Руководство по стандартам измерения нефти. Глава 19: Измерение потерь на испарение, Раздел 1: Потери на испарение из резервуаров с фиксированной крышей);

[40] Теберт и др., Лучшие доступные технологии на нефтеперерабатывающих заводах в Германии, ОКОПОЛ, 2009;

[41] COM, Best Available Techniques (BAT) Reference Document on Emissions from Storage (EFS BREF), European Commission, JRC IPTS EIPPCB, 2006 (Справочный документ по наилучшим доступным техникам (НИМ) о выбросах при хранении);

[42] Sema, Sofres, Technical note on the best available technologies to reduce emissions of pollutants into the air from the refining industry. Application of articles 7 and 13 of the Directive 84/360 EEC/Report made for European Commission, 1991, стр. 135 (Техническая записка о наилучших доступных технологиях для сокращения выбросов загрязняющих веществ);

[43] Станислаус и др., "Последние достижения в науке и технологии производства дизельного топлива со сверхнизким содержанием серы (ULSD)", 2010;

[44] API, Руководство по эталонам для нефтепродуктов. Глава 19: Измерение потерь на испарение, Раздел 1: Потери на испарение из резервуаров с неподвижной крышей, 2002;

[45] TWG CONCAWE, Комментарии к разделу VRU в REF BREF, 2012;

[46] MWV, Comments from German refinery association to first draft, 2000 (Комментарии немецкой ассоциации нефтеперерабатывающих заводов к первому проекту Refinery BREF);

[47] UBA, German Notes on BAT in the Refinery Industry. The German Refinery Industry, 2000 (Немецкие заметки о НДТ в нефтеперерабатывающей промышленности. Немецкая нефтеперерабатывающая промышленность);

[48] ORECO, Contribution of Oresco A/Sto the Mineral Oil & Gas Refineries BREF, 2011 (Вклад Oresco A/С в развитие BREF Переработка нефти и газа);

[49] EPA, Информационный бюллетень по контролю за загрязнением воздуха СКВ, 2002;

[50] COM, Справочный документ по наилучшим доступным технологиям (BAT) для энергоэффективности (ENE BREF) у Европейская КОМИССИЯ, JRC IPTS EIPPCB, 2009;

[51] Directive 94/63/EC, Directive on the control of volatile organic compound (VOC) emissions resulting from the storage of petrol and its distribution from terminals to service stations, 2019 (Директива о контроле за выбросами (ЛОС) в результате хранения бензина и его распределения от терминалов до станций технического обслуживания);

[52] HP, Refining Prozesse, 1998;

[53] Янсон, Шведские НДТ, примечания к нефтеперерабатывающим заводам / Шведское агентство по охране окружающей среды, 1999;

[54] VDI, Контроль выбросов от нефтеперерабатывающих заводов / VDI / UBA, 2000;

[55] Агентство по охране окружающей среды Ирландии, "Руководство BATNEEC. Класс 9.3. Переработка нефти или газа" Проект 3, 1993;

[56] UBA, Немецкие комментарии по НДТ в нефтеперерабатывающей промышленности;

[57] CONCAWE, Гидроочистка и взаимосвязь между содержанием S в сырье и выбросами SO₂, 2012;

[58] Блумколк и др., "Альтернативные конструкции для использования охлаждающей воды в обрабатывающей промышленности: минимизация воздействия на окружающую среду от систем охлаждения / Journal for Cleaner Production", 1996;

[59] Clearstone, Guidelines on Flare and Vent Measurement, GGFR & World Bank, 2008 (Руководство по измерению факельных и вентиляционных отверстий);

[60] VMUJF, Emissionsbegrenzung und Anwendungsbereich von stat. Motoren, 1999;

[61] Дживонс и Фрэнсис, Возможные меры контроля выбросов NO_x и SO[^] для существующих крупных точечных источников, 2008;

[62] CONCAWE 4/09, "Пневматические выбросы", 2009;

[63] G. Electric, "Топливо LHV диапазон и типы камер сгорания", 2012;

[64] Сименс, "Промышленные газовые турбины" - Полный ассортимент продукции от 5 до 50 мегаватт, 2012;

[65] FWE, Стратегический обзор сектора нефтеперерабатывающей промышленности / работа Foster Wheeler Energy Ltd. для Агентства по окружающей среде Великобритании, 1999;

[66] MPT, Факторы выбросов, 1997;

[67] TWG, REF BREF TWG - Собранные комментарии к проекту 1, 2010;

[68] Диксон и др., "Использование нитратов для контроля / уменьшения запаха - тематические исследования нефтеперерабатывающих заводов", Личное общение, 2009;

[69] Италия, вклад Италии в Главу 4 Refinery BREF, 2000;

[70] CIPEC, "Energy Efficiency Planning and Management Guide", 2002 (Руководство по планированию и управлению энергоэффективностью);

- [71] Berger, H., "Energieeffiziente Technologien und effizienzsteigernde Maßnahmen" (Энергоэффективные технологии и меры по повышению эффективности), 2005;
- [72] Maes, D., Vrancan, K., "Energy efficiency in steam systems", 2005 (Энергоэффективность в паровых системах);
- [73] Åsblom, A., "High temperature air combustion", 2005 (Высокотемпературное горение воздуха);
- [74] Blasiak W., Rafidi N., "Physical properties of a LPG flame with high temperature air on a regenerative burner" Горение и пламя, 2004, стр. 567–569 (Физические свойства пламени сжиженного газа с высокотемпературным воздухом на регенеративной горелке);
- [75] Yang W., B. W. "Mathematical modelling of NO emissions from High Temperature Air Combustion with Nitrous Oxide Mechanism", Технология переработки топлива, 2005, стр. 943–957 (Математическое моделирование выбросов NO при сжигании высокотемпературного воздуха по механизму закиси азота);
- [76] Yang W., 2005, Yang W., B. W. "Flame Entrainments Induced by a Turbulent Reacting Jet Using High-Temperature and Oxygen Deficient Oxidizers", Энергия топлива, 2005, стр. 1473-1483 (Захват пламени, вызванный турбулентной реактивной струей с использованием высокотемпературных окислителей);
- [77] Rafidi N., B. W. "Thermal performance analysis on two composite material honeycomb heat regenerators used for HiTAC burners" Прикладная теплотехника, 2005, стр. 2966 - 2982 (Анализ тепловых характеристик двухъячеистых регенераторов в теплоизолирующих композитных материалах, используемых для горелок HiTAC);
- [78] Mörtberg M., B. W., Gupta A.K "Combustion of Low Calorific Fuels in High Temperature and Oxygen Deficient Environment" Наука и технология сжигания, 2005 (Сжигание низкокалорийного топлива в условиях высокой температуры и дефицита кислорода);
- [79] Rafidi N., B. W., Jewartowski M., Szewczyk D. "Increase of the Effective Energy from the Radiant Tube Equipped with Regenerative System in Comparison with Conventional Recuperative System", Журнал сгорания IFRF (международный фонд исследований пламени), 2005, (Увеличение эффективной энергии от излучающей трубки, оснащенной регенеративной системой, по сравнению со стандартной рекуперативной системой);
- [80] CADDET "High-performance Industrial Furnace Based on High temperature Air Combustion Technology - Application to a Heat Treatment Furnace", 2003 (Высокопроизводительная промышленная печь на основе технологии высокотемпературного сжигания воздуха – применение в печи для термообработки);

- [81] CEFIC "Guidelines for Energy Efficiency in Combustion installation", 2005 (Руководство по энергоэффективности в установках для сжигания);
- [82] EIPPCB "C&L BREF";
- [83] TWG "Комментарии к второму проекту Energy Efficiency BREF";
- [84] EUROELECTRICS "Гармоники", интервью;
- [85] Association, C. D. "Гармоники", 2007
- [86] Di Franco, N. "Energy-efficient management of transformers", 2008;
- [87] Международный стандарт ГОСТ IEC 60034-2-1-2017 "Машины электрические вращающиеся";
- [88] EIPPCB "Energy Efficiency BREF", 2009;
- [89] Caddet Energy Efficiency, "Pressured air production and distribution. Caddet Energy Efficiency Newsletter №3", 1999 (Производство и распределение сжатого воздуха. Информационный бюллетень Caddet по энергоэффективности №3);
- [90] PNEUROP, "Proposed new text for compressed air section (CAS)", 2007 ("Предлагаемый новый текст для раздела о сжатом воздухе (CAS)");
- [91] EC, "European motor challenge programme - Pumping systems programme", 2003 (Европейская программа - motor challenge);
- [92] TWG "Annex 1622 Front Ends Pump Systems" (Приложение 1622 Передние концевые насосные системы);
- [93] ADEME "Spaceheating" (Обогрев помещений);
- [94] TWG "Comment on Draft 3: BAT Chapter, etc", 2008 (Замечания по проекту 3: Глава о НДТ и т.д.);
- [95] Hardy, M. "A Practical Guide to Free Cooling, Alternative Cooling, Night Cooling and Low Energy Systems" (Практическое руководство по Свободному охлаждению, Альтернативному Охлаждению, Ночному охлаждению и Системам с низким энергопотреблением);
- [96] Coolmation "Free Cooling" (Охлаждение: "Свободное охлаждение");
- [97] COM, Справочный документ по наилучшим доступным методам (BAT) для промышленных систем охлаждения (ICS BREF) Европейская комиссия, JRC IPTS EIPPCB, 2001;
- [98] TWG, Комментарии членов TWG ко второму проекту Refineries BREF главы 4 и главы 5.1, 2000;
- [99] Об утверждении методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164);
- [100] Александров М.А., Маркова Л.М., "Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа", 2015.

